

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 abril – junio 2022.

RESOLUCIÓN Y ORDEN

I. Introducción y 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 a la compra de 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 30 de diciembre de 2021, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden (“Resolución de 30 de diciembre”), mediante la cual estableció los factores trimestrales para las Cláusulas FCA, PPCA y FOS que estarían en vigor desde el 1 de enero de 2022 al 31 de marzo de 2022. Además, el Negociado de Energía ordenó a LUMA³ presentar, en o antes de las 12:00 p.m. de 15 de marzo de 2022 los factores propuestos para las cláusulas FCA, PPCA y FOS a entrar en vigor el 1 de abril de 2022, incluyendo las reconciliaciones propuestas para los meses de diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022.

Como parte de la Resolución de 30 de diciembre, el Negociado de Energía ordenó a la Autoridad a, en o antes de 15 de febrero de 2022, presentar un informe detallado de los resultados de las acciones tomadas relacionadas al contrato entre la Autoridad y NF Energía, LLC (“New Fortress”) para el suministro de gas natural en las unidades San Juan 5 y 6.

El 15 de febrero de 2022, la Autoridad presentó ante el Negociado de Energía un escrito titulado *Moción en Cumplimiento de Orden Dictada el 30 de diciembre de 2021* (“Moción de 15 de febrero”). Mediante la Moción de 15 de febrero, la Autoridad informó al Negociado de Energía sobre el estatus de las conversaciones sostenidas con New Fortress con relación al contrato para el suministro de gas natural en las unidades San Juan 5 y 6. Particularmente, la Autoridad expresó que se había reunido en varias ocasiones con New Fortress, pero que, a pesar de las conversaciones sostenidas, las partes no habían logrado llegar a un acuerdo.

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

² La Cláusula de EE está diseñada para recuperar los costos asociados al Programa de Eficiencia Energética. En este momento, dicho programa no ha sido implementado. 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.

³ LUMA Energy, LLC y LUMA Energy ServCo, LLC (conjuntamente, “LUMA”).



En vista de lo anterior, la Autoridad expresó que no descartaba la posibilidad de citar a New Fortress a una nueva reunión. Por último, la Autoridad indicó que, una vez las partes llegaran a un acuerdo definitivo, se informaría al Negociado de Energía.

El 15 de marzo de 2022, LUMA presentó ante el Negociado de Energía un escrito titulado *Motion Submitting Quarterly Reconciliations and FCA, PPCA, and FOS Calculated Factors and Request for Confidential Treatment* (“Moción de 15 de marzo”). Mediante la Moción de 15 de marzo, LUMA presentó la propuesta de reconciliación de las cláusulas FCA y PPCA correspondiente a los meses de diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022. Además, LUMA presentó los factores propuestos para dichas cláusulas y la cláusula FOS, a estar vigentes durante el periodo de 1 de abril al 30 de junio de 2022.

El 16 marzo de 2022, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden (“Resolución de 16 de marzo”), mediante la cual ordenó a LUMA a, en o antes de las 10:00 a.m. del viernes, 18 de marzo de 2022, presentar o aclarar la siguiente información:

1. Actualización del archivo “PRECIO PONDERADO DIRECTORADO DE GENERACION @ noviembre 30, 2021.xlsx”, con información hasta el 28 de febrero de 2022.
2. Actualización del archivo “Precio Ponderado Analisis 2021.11.30 -NEPR-MI 0001.xlsx”, con información hasta el 28 de febrero de 2022.
3. Una descripción detallada de la pertinencia del archivo “Precio Ponderado Analisis_Revised — 2021.11.30 — NEPR-MI-2020-0001.xlsx”. Como parte de la descripción, LUMA debía explicar la procedencia de la información contenida en las Celdas C10, C11, C24 y C25 del referido documento.
4. Un estimado del costo incremental del uso de combustible diésel en las unidades San Juan 5 y 6 relativo al costo si se hubiese utilizado gas natural, durante los meses de diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022.
5. El estimado de las penalidades a las que Naturgy Aprovevisionamientos, S.A. (“Naturgy”) podría estar expuesta por el incumplimiento de su obligación de proveer gas natural a la Central Costa Sur para el periodo de 1 de diciembre de 2021 a 28 de febrero de 2022.
6. Una descripción detallada de la metodología utilizada, incluyendo las hojas de trabajo (*worksheets*) en formato nativo, para el cómputo de los estimados de precios de los distintos tipos de combustible a utilizarse durante el periodo de 1 de abril de 2022 a 30 de junio de 2022, según detallados en la pestaña “Attachment 3” (corrida de “PROMOD”) del archivo “APRIL-JUNE 2022 Factors - NEPR-MI-2020-0001.xlsx”.
7. Actualización de la información respecto al balance de \$252,989.87 por concepto de la cláusula FCA y \$85,691.32 por concepto de la cláusula PPCA, que restaba por facturar debido al desfase en la facturación de los meses de junio, julio y agosto de 2021.

De igual forma, el Negociado de Energía ordenó a la Autoridad a, en o antes de las 10:00 a.m. del viernes, 18 de marzo de 2022, presentar el balance disponible en su cuenta de reserva.

Mediante la Resolución de 16 de marzo, el Negociado de Energía ordenó a LUMA y a la Autoridad comparecer a una Conferencia Técnica Virtual,⁴ a celebrarse el lunes, 21 de marzo de 2022, a las 10:30 a.m. (“Conferencia Técnica de 21 de marzo”). El Negociado de Energía requirió la comparecencia del personal de LUMA y de la Autoridad que participaron en la preparación de la información presentada en la Moción de 15 de marzo.

⁴ La Conferencia Técnica de 21 de marzo se realizó de manera virtual para prevenir la propagación de COVID-19 y se transmitió en vivo a través del canal de YouTube del Negociado de Energía.



El Negociado de Energía advirtió que dichos funcionarios debían estar preparados para contestar preguntas y proveer al Negociado de Energía una actualización de los siguientes asuntos:

1. Las acciones tomadas por la Autoridad para investigar la corrección en el inventario de combustible Destilado 6 en la Central Palo Seco por la cantidad de 130,485 barriles, realizada el 30 de noviembre de 2021. Durante la Conferencia Técnica de 22 de diciembre de 2021, la Ing. Mary Carmen Zapata, Sub-Directora de la Autoridad, expresó que estarían investigando dicho asunto.
2. El estatus de la reclamación contractual contra New Fortress Energy relacionada al suministro oportuno de gas natural a las unidades 5 y 6 de la Central San Juan, así como el potencial monto de dicha reclamación y cualquier reclamación similar correspondiente a los meses de septiembre, octubre, noviembre y diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022;
3. El estimado de costo incremental por la utilización de combustible diésel en las unidades San Juan 5 y 6 relativo al costo si se hubiese utilizado gas natural durante los meses de diciembre de 2021 y enero y febrero de 2022. De igual forma, deberán proveer una actualización detallada de los hechos que previnieron utilizar gas natural en las referidas unidades durante la mayoría del trimestre de diciembre de 2021 a febrero de 2022.
4. Las razones por las cuales las unidades Costa Sur 5 y 6 operaron con aproximadamente setenta por ciento (70%) de combustible residual en lugar de gas natural durante los meses de diciembre de 2021 a febrero de 2022. De igual forma, deberán proveer las razones por las cuales se proyecta utilizar una mezcla similar de combustible durante los meses de abril, mayo y junio de 2022.
5. Las acciones tomadas por parte de la Autoridad y/o LUMA para implementar el Artículo 9 del *Amended and Restated Natural Gas Sale and Purchase Agreement between Naturgy Aprovevisionamientos, S.A. and PREPA*, respecto a las penalidades por la interrupción o reducción de suministro de gas natural por parte de Naturgy.
6. El estimado de las penalidades a las que Naturgy podría estar expuesta por el incumplimiento de su obligación de proveer gas natural a la Central Costa Sur para el periodo de 1 de diciembre de 2021 a 28 de febrero de 2022.
7. Los esfuerzos realizados para culminar la corrección de los problemas de facturación experimentados por LUMA durante los meses de junio, julio y agosto de 2021.
8. Cualquier acción tomada por LUMA o la Autoridad para mitigar el impacto de la reconciliación de las cláusulas FCA y PPCA para los meses de diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022, así como la proyección de costos relacionados a dichas cláusulas para los meses de abril, mayo y junio de 2022.
9. La cantidad de dinero que tiene la Autoridad en su cuenta de reserva.

El Negociado de Energía concedió al público hasta el lunes, 28 de marzo de 2022 para que presentara sus comentarios y sugerencias respecto a la propuesta de los factores de las cláusulas FCA, PPCA y FOS, presentada por LUMA.

El 18 de marzo de 2022, LUMA presentó ante el Negociado de Energía un escrito titulado *Motion in Compliance with Resolution and Order of March 16, 2022* ("Moción de 18 de marzo"). Mediante la Moción de 18 de marzo, LUMA presentó una versión actualizada de ciertos archivos presentados junto a la Moción de 15 de marzo, según requerido en la Resolución de 16 de marzo. LUMA también presentó un nuevo archivo identificado "FCA and PPCA Not Billed Reconciliation.xlsx" y actualizó el archivo "APRIL-JUNE 2022 Factors - NEPR-MI-2020-0001.xlsx" para que reflejara cierta información relacionada a cantidades no



facturadas debido a determinados problemas de facturación experimentados durante los meses de junio, julio y agosto de 2021.

El 18 de marzo de 2022, la Autoridad presentó ante el Negociado de Energía un escrito titulado *Solicitud de Breve Extensión de Término para Cumplir con la Orden Notificada el 16 de marzo de 2022* ("Moción de Extensión"). Mediante la Moción de Extensión, la Autoridad solicitó al Negociado de Energía una breve prórroga hasta las 6:00 p.m. para cumplir con los requerimientos de la Resolución de 16 de marzo.

El 18 de marzo de 2022, la Autoridad presentó ante el Negociado de Energía un escrito titulado *Moción en Cumplimiento de Orden Notificada el 16 de marzo de 2022* ("Moción Informativa de 18 de marzo"). Mediante la Moción Informativa de 18 de marzo, la Autoridad expresó que estaba impedida de cumplir con el requerimiento pertinente al balance de la cuenta de reserva. La Autoridad alegó que no tiene una cuenta de reserva, por lo que solicitó al Negociado de Energía aclarar lo que debe interpretarse como una cuenta de reserva.

Mediante la Moción Informativa de 18 de marzo, la Autoridad presentó un estimado del costo incremental del uso de combustible diésel en las unidades San Juan 5 y 6 relativo al costo si se hubiese utilizado gas natural durante los meses de diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022. La Autoridad también presentó un estimado de las penalidades a las que Naturgy podría estar expuesta por el incumplimiento de su obligación de proveer gas natural a la Central Costa Sur para el periodo de 1 de diciembre de 2021 a 28 de febrero de 2022. La Autoridad incluyó, además, una descripción detallada de la metodología utilizada para el cómputo de los estimados de costos relacionados a la compra de combustible a utilizarse durante el periodo de 1 de abril de 2022 a 30 de junio de 2022.

De igual forma, la Autoridad solicitó al Negociado de Energía no diferir los costos incrementales asociados al uso de combustible diésel en las unidades San Juan 5 y 6, así como las posibles penalidades de Naturgy respecto al uso de combustible residual en las unidades Costa Sur 5 y 6. A esos fines, la Autoridad propuso que se le permitiera continuar recuperando tales gastos y, de determinarse que medió incumplimiento por parte de algún suplidor de gas natural, se otorgara el crédito correspondiente a los consumidores una vez se recuperen estos fondos.

El lunes, 21 de marzo de 2022, a las 10:30 a.m., se celebró la Conferencia Técnica, según señalada. A la misma compareció el personal de LUMA y de la Autoridad que desarrolló la documentación presentada en la Moción de 15 de marzo; la Moción de 18 de marzo y la Moción Informativa de 18 de marzo. También estuvo presente personal de la Oficina Independiente de Protección al Consumidor ("OIPC").

Durante la Conferencia Técnica de 21 de marzo, el personal de LUMA y de la Autoridad contestaron preguntas de parte de los Comisionados del Negociado de Energía. El Negociado de Energía concedió a LUMA y a la Autoridad hasta las 12:00 p.m. del viernes, 25 de marzo de 2022 para presentar documentos e información adicional solicitados.

El 25 de marzo de 2022, la Autoridad presentó ante el Negociado de Energía un escrito titulado *Moción en Cumplimiento de Orden Dictada Durante Conferencia Técnica Virtual Celebrada el 21 de marzo de 2022* ("Moción Informativa de 25 de marzo"). Mediante la Moción Informativa de 25 de marzo, la Autoridad presentó los reportes del flujo de caja de la Autoridad para el periodo de 18 de diciembre de 2020 a 11 de marzo de 2022. De igual forma, la Autoridad proveyó la fecha exacta en que New Fortress comenzó a suplir gas natural a la Central San Juan y la información relacionada a la reclamación contractual contra New Fortress.

La Autoridad también presentó las hojas de asistencia de las reuniones celebradas con New Fortress y Naturgy; las nominaciones de gas natural que se hicieron a Naturgy y a New Fortress a partir de junio de 2021, así como determinadas comunicaciones cursadas entre éstas. Por último, mediante la Moción Informativa de 25 de marzo, la Autoridad presentó un archivo y hojas de trabajo con información relacionada a la procedencia, metodología y



cálculos relacionados a la proyección de precios de combustible para el periodo de abril a junio de 2022.

El 25 de marzo de 2022, LUMA presentó ante el Negociado de Energía un escrito titulado *Motion in Compliance with Bench Orders and Submitting Revised FCA, PPCA, and FOS Reconciliations and Calculated Factors* ("Moción de 25 de marzo"). Mediante la Moción de 25 de marzo, LUMA presentó información relacionada a las cuentas financieras de la Autoridad que ésta maneja. Además, LUMA presentó una versión actualizada del archivo que contiene la información del precio ponderado de los combustibles que utiliza la Autoridad, a los fines de reflejar dos revisiones realizadas al inventario de combustible.

LUMA también proveyó información de las nominaciones a partir de junio de 2021; una presentación sobre la varianza de costo del combustible y detalló las acciones tomadas para propósitos de mitigar el impacto en el consumidor del incremento en el precio de la electricidad. En atención a la revisión al inventario de combustible, mediante la Moción de 25 de marzo, LUMA presentó una versión actualizada de la propuesta de reconciliación de la cláusula FCA correspondiente a los meses de diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022.

El 30 de marzo de 2022, la Autoridad presentó un escrito titulado *Moción para Informar Asignación Bajo la Ley de Ayuda, Alivio y Seguridad Económica Contra el Coronavirus* ("Moción de 30 de marzo"). Mediante la Moción de 30 de marzo, la Autoridad indicó que el Gobierno de Puerto Rico identificó una partida de \$10,340,000 proveniente de una asignación bajo la Ley de Ayuda, Alivio y Seguridad Económica Contra el Coronavirus⁵ ("CARES Act", por su designación en inglés).⁶ Según la Autoridad, estos fondos pueden utilizarse para reembolsar gastos operacionales elegibles relacionados con la pandemia, incluyendo mitigar el ajuste por combustible.⁷

Durante el proceso de comentarios públicos, el Negociado de Energía tuvo ante su consideración un total de doce (12) comentarios escritos.

II. Determinación sobre la reconciliación de Compra de Combustible y de Compra de Energía para el periodo de 1 de diciembre de 2021 a 28 de febrero de 2022

1. Reconciliación de Compra de Combustible

a. Costo de Combustible para el periodo de 1 de diciembre de 2021 a 28 de febrero de 2022

De acuerdo con los documentos incluidos en la Moción de 25 de marzo, los costos reales por concepto de compra de combustible para el periodo de 1 de diciembre de 2021 a 28 de febrero de 2022 ascendieron a \$539,372,257.17.⁸ Luego de revisar la metodología para el cómputo de los costos reales asociados a la compra de combustible y los documentos de

⁵ *The Coronavirus Aid, Relief and Economic Security Act*, Pub. L. 116-136.

⁶ Moción de 30 de marzo, p. 2, ¶ 5.

⁷ *Id.*

⁸ Moción de 25 de marzo, archivo "QUARTER RECONCILIATION FILE DEC2021-JAN-FEB-2022 REVISED 3-22-2022 - NEPR-MI-2020-0001.xlsx", Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Suma de las Celdas G21 y G22. Esta cantidad incluye el costo por compra de combustible para las unidades de la Autoridad (\$471,354,608.36) y el costo asociado a la compra de combustible utilizado en la Central EcoEléctrica (\$68,017,648.81), en virtud del nuevo contrato entre la Autoridad, EcoEléctrica L.P. y Naturgy Aprovevisionamientos, S.A. ("Naturgy"), el cual entró en vigor el 22 de octubre de 2020 (*Amended and Restated Power Purchase and Operating Agreement between EcoEléctrica, L.P. and PREPA ("Eco-PPOA")*) (27 de marzo de 2020) y *Amended and Restated Natural Gas Sale and Purchase Agreement between Naturgy Aprovevisionamientos, S.A. and PREPA ("Naturgy-GSPA")* (23 de marzo de 2020)).



apoyo presentados con relación a los referidos costos,⁹ el Negociado de Energía **DETERMINA** que esta cantidad es razonable.

El costo estimado por concepto de compra de combustible para los meses de diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022 fue \$159,409,592.46¹⁰, \$144,800,385.03¹¹ y \$133,684,828.23¹², respectivamente, para un total de \$159,409,592.46 + \$144,800,385.03 + \$133,684,828.23 = \$437,894,805.72. Por lo tanto, los costos reales por concepto de compra de combustible para el periodo de 1 de diciembre de 2021 a 28 de febrero de 2022 (*i.e.* \$539,372,257.17) fueron mayores a los costos estimados para ese periodo.

Esta diferencia se debió a varios factores. En primer lugar, se experimentó un aumento significativo en el costo de combustible durante el periodo de 1 de diciembre de 2021 a 28 de febrero de 2022, lo cual representa el contribuyente principal para la varianza en el gasto asociado a la compra de combustible.¹³ De otra parte, para los meses de diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022, hubo una merma significativa en el uso del gas natural en las unidades San Juan 5 y 6, así como en Costa Sur 5 y 6.¹⁴ Al mismo tiempo el consumo de diésel y combustible residual se incrementó en dichas unidades, lo que resultó en un incremento en el costo operacional de las mismas.¹⁵ Según discutiremos más adelante, esta situación se debió a la reducción en el suministro de gas natural por parte de New Fortress y Naturgy, suplidores de la Autoridad en la Central San Juan y en la Central Costa Sur, respectivamente.

El resultado neto de estos factores fue un incremento en los costos asociados a la compra de combustible, relativo al costo proyectado, igual a \$539,372,257.17 - \$437,894,805.72 = \$101,477,451.45.

El Ajuste del Periodo Anterior para el periodo de 1 de diciembre de 2021 a 28 de febrero de 2022 es igual a \$99,498,783.01.¹⁶ Por lo tanto, para el periodo de 1 de diciembre de 2021 a 28 de febrero de 2022, la Autoridad debía recuperar de sus clientes la cantidad de \$539,372,257.17 + \$99,498,783.01 = \$638,871,040.17, por concepto de compra de combustible.

- b. *Determinación respecto a diferir los costos incrementales por concepto de consumo de diésel en las unidades San Juan 5 y 6 y por consumo de combustible residual en las unidades Costa Sur 5 y 6*

De acuerdo con el contrato de suministro de gas natural para las unidades San Juan 5 y 6 entre la Autoridad y New Fortress, salvo contadas excepciones, si el suministro de gas natural se interrumpe por una acción atribuible a New Fortress, ésta viene obligada a pagar el costo

⁹ Véase en términos generales, Moción de 25 de marzo, Archivo "QUARTER RECONCILIATION FILE DEC2021-JAN-FEB-2022 REVISED 3-22-2022 - NEPR-MI-2020-0001.xlsx", Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Tabs "DEC-2021 FUEL COST&CONSUMPTION", "JAN-2022 FUEL COST&CONSUMPTION", "FEB-2022 FUEL COST&CONSUMPTION" y los tabs subsiguientes a "FUEL REPORTS".

¹⁰ Resolución y Orden, In Re: Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001, 30 de septiembre de 2021, p. 18.

¹¹ Resolución y Orden, In Re: Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001, 30 de diciembre de 2021, p. 11.

¹² *Id.*

¹³ Moción de 25 de marzo, archivo "Q3 FY2022 Quarterly Variance Report - NEPR-MI-2020-0001.pdf", p. 11. Se anticipaba un costo de producción de \$98.63/MWh, mientras que el costo real de producción fue de \$124.37/MWh. A esos fines el costo promedio de combustible estimado fue de \$12.52/MMBTU, mientras que el costo promedio actual fue \$14.91/MMBTU. El consumo esperado de combustible era 34,974,145 MMBTU, mientras que el real fue 36,149,027, lo cual representa una diferencia de sobre \$100,000,000.

¹⁴ *Id.*, p. 8.

¹⁵ *Id.*

¹⁶ Moción de 25 de marzo, Archivo "QUARTER RECONCILIATION FILE DEC2021-JAN-FEB-2022 REVISED 3-22-2022 - NEPR-MI-2020-0001.xlsx", Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda G23.



incremental de la utilización de diésel en las referidas unidades.¹⁷ La Autoridad ha expresado que inició un proceso para la reclamación a New Fortress del costo incremental del combustible debido a interrupciones del suministro de gas a partir de junio de 2021.¹⁸ Mediante la Moción de 15 de febrero de 2022, la Autoridad expresó que se había reunido en varias ocasiones con New Fortress, sin embargo no habían podido llegar a un acuerdo y no descartaban citar reuniones posteriores.¹⁹

El Artículo 9 del contrato de suministro de gas en la Central Costa Sur describe la penalidad a la cual estaría expuesta Naturgy por la falta de suministro.²⁰ A esos fines, la Autoridad ha indicado que, al igual que con New Fortress, ha iniciado un proceso para hacer la reclamación correspondiente a la reducción en el suministro de gas natural a las unidades Costa Sur 5 y 6 por parte de Naturgy.²¹

Según declaraciones del personal de la Autoridad durante la Conferencia Técnica de 21 de marzo, los trabajos que prevenían el suministro de gas natural en la central San Juan culminaron alrededor de mediados de febrero de 2022, por lo que el suministro de gas natural en la referida central se reinició para dicha fecha.²² De igual forma, la Autoridad expresó que no espera experimentar situaciones similares en el futuro, por lo que entiende que el suministro de gas en la central San Juan se ha normalizado.²³ Durante la Conferencia Técnica de 21 de marzo, la Autoridad también expresó que no tenía conocimiento respecto a la fecha en que se normalizaría el suministro de gas en la Central Costa Sur.²⁴

Ahora bien, mediante la Moción Informativa de 18 de marzo, la Autoridad argumentó que las gestiones legales para el recobro de los costos incrementales por el consumo de diésel en las unidades de San Juan 5 y 6 y por el consumo de combustible residual en las unidades Costa Sur 5 y 6, es un proceso que no tiene resultados certeros.²⁵ A esos fines, la Autoridad expresó que no podía dar certeza de que la totalidad de dichos costos va a ser recuperada, por lo que entiende que el Negociado de Energía no debe continuar difiriendo estos costos.²⁶

En apoyo a su argumento, la Autoridad expresó que sus ingresos provienen de la tarifa aprobada, la cual incluye la Cláusula FCA mediante la cual esta recupera los costos asociados

¹⁷ Véase testimonio del Lcdo. Lionel Santa, Director de Asuntos Legales de la Autoridad, In Re: Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001, Conferencia Técnica de 22 de diciembre de 2021.

¹⁸ Véase en términos generales, testimonio del Ing. Josué Colón, Director Ejecutivo de la Autoridad, In Re: Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001, Conferencia Técnica de 22 de diciembre de 2021.

¹⁹ Moción de 15 de febrero, Anejo A.

²⁰ *Amended and Restated Natural Gas Sale and Purchase Agreement between Naturgy Aprovevisionamientos, S.A. and PREPA* (23 de marzo de 2020).

²¹ Véase en términos generales, Moción Informativa de 25 de marzo, Anejo A, Inciso E. Véase además, Testimonio del Ing. Josué Colón, Director Ejecutivo de la Autoridad, In Re: Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001, Conferencia Técnica de 21 de marzo de 2022.

²² Véase testimonio del Ing. Ferdinand Correa, In Re: Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001, Conferencia Técnica de 21 de marzo de 2022. Mediante la Moción Informativa de 25 de marzo, la Autoridad expresó que el suministro de gas a la unidad San Juan 6 reinició el 19 de febrero de 2022. Moción Informativa de 25 de marzo, Anejo A, Inciso C.

²³ *Id.*

²⁴ Véase testimonio de la Ing. Mary Carmen Zapata, Sub-directora de la Autoridad, In Re: Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001, Conferencia Técnica de 21 de marzo de 2022.

²⁵ Moción Informativa de 18 de marzo, p. 4, ¶ 6.

²⁶ *Id.*



a la compra de combustible.²⁷ Según la Autoridad, cuando el Negociado de Energía determina que ciertos costos de combustible no se van a recuperar, ello provoca que la Autoridad no recupere dinero que gastó para adquirir el combustible que utilizó.²⁸

La Autoridad plantea que, de acuerdo con la estructura tarifaria aprobada, ésta no puede recuperar costos asociados a combustible a través de la tarifa básica.²⁹ Más aún, de acuerdo con la Autoridad, si el Negociado de Energía continúa con la práctica de diferir costos asociados a la compra de combustible, se haría a base de una especulación de recobro ya que la cuantía total a recuperarse solamente puede determinarse al final del proceso.³⁰

Por esta razón, la Autoridad solicitó al Negociado de Energía recuperar todos los costos asociados a la compra de combustible y que, una vez la Autoridad recupere estos costos de parte de sus suplidores, entonces apruebe la devolución de las cuantías recuperadas a los consumidores.³¹ Según la Autoridad, esto redundaría en un beneficio para el consumidor y a la misma vez garantiza que la liquidez de la Autoridad no se vea afectada por no recobrar costos incurridos.³²

Uno de los deberes más importantes del Negociado de Energía como el ente regulador del mercado energético del país es inducir desempeño donde no lo hay. Es por ello que, el Negociado de Energía debe tomar todas las acciones y determinaciones regulatorias necesarias para garantizar que sus regulados, y en particular la Autoridad, cumplan con sus obligaciones de proveer un servicio de electricidad seguro, confiable y con tarifas razonables.³³ A esos fines, la Ley 57-2014 establece que las tarifas por servicio eléctrico deben ser justas y razonables.³⁴

Una tarifa justa y razonable es aquella que permite recuperar los costos **prudentes** y **razonables** incurridos por la utilidad para proveer el servicio al menor costo posible. Por lo tanto, el Negociado de Energía tiene la obligación de evaluar la prudencia de los costos que la Autoridad solicita recuperar a través de la tarifa, a los fines de determinar si éstos son prudentes y razonables antes de permitir su recuperación. Esto con el propósito de garantizar que no se pase al consumidor aquellos costos que sean imprudentes o irrazonables. En este análisis, el Negociado de Energía debe hacer un balance entre el derecho de la Autoridad de recuperar sus costos prudentes y el interés inherente de los consumidores de recibir un servicio confiable al menor costo posible.

Luego de ese análisis el Negociado de Energía solamente aprobará la recuperación de aquellos costos que determine son prudentes y razonables. Como corolario de lo anterior, el Negociado de Energía no aprobará aquellos costos que determine imprudentes o irrazonables.

A esos fines, no es razonable recuperar de los clientes de la Autoridad costos que ésta puede recuperar de otras fuentes tales como sus aseguradoras, la Agencia Estatal para el Manejo de Emergencias ("FEMA", por sus siglas en inglés) y sus suplidores de combustible, entre otros.

²⁷ *Id.*

²⁸ *Id.*, ¶ 8.

²⁹ *Id.*, pp. 4 - 5, ¶ 9.

³⁰ *Id.*

³¹ *Id.*, p. 5, ¶ 10.

³² *Id.*, pp. 6 - 7, ¶¶ 12 - 13.

³³ Artículo 6.3(c), Ley 57-2014, según enmendada, conocida como *Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico* ("Ley 57-2014").

³⁴ *Id.*, Artículo 6.25(a). "El Negociado de Energía deberá asegurar que todas las tarifas sean justas y razonables y consistentes con prácticas fiscales y operacionales acertadas que proporcionen un servicio confiable al menor costo razonable."



Por tal razón, en ocasiones anteriores, el Negociado de Energía ha diferido ciertas cantidades por concepto de compra de combustible que podían ser recuperadas por parte de las aseguradoras de la Autoridad y de FEMA a raíz de los eventos sísmicos de enero de 2020.³⁵ Es necesario destacar que en aquellas ocasiones fue la propia Autoridad la que solicitó al Negociado de Energía diferir las referidas cantidades. Por consiguiente, este mecanismo no es foráneo para la Autoridad.

En el presente caso, la Autoridad solicita al Negociado de Energía no diferir cantidades adicionales por concepto de costos incrementales por el consumo de diésel en las unidades San Juan 5 y 6 y por el consumo de combustible residual en las unidades Costa Sur 5 y 6. Según establecimos anteriormente, la Autoridad plantea que las cantidades a recuperarse son inciertas, por lo que se aprobaría diferir cantidades que están sujetas a cambio. Esta postura es inconsistente con la esbozada por la Autoridad durante los periodos de emergencia ocasionados por los eventos sísmicos de enero de 2020, ya que prácticamente todas las cantidades diferidas por el Negociado de Energía se basaron en estimados hechos por la Autoridad respecto a los costos que se podrían recuperar de parte de sus aseguradoras y de FEMA.

Debido a esto, el Negociado de Energía ordenó a la Autoridad presentar actualizaciones periódicas respecto a las cantidades recuperadas por parte de sus aseguradoras y de FEMA a los fines de monitorear su progreso y eventualmente hacer las reconciliaciones que sean necesarias. Para efectuar estas reconciliaciones, el Negociado de Energía comparará las cantidades diferidas con las cantidades obtenidas por parte de las aseguradoras de la Autoridad y de FEMA. La diferencia se recuperará o se devolverá a los clientes de la Autoridad, según aplique.

El caso de los costos incrementales por consumo de diésel en las unidades San Juan 5 y 6, así como por consumo de combustible residual en las unidades Costa Sur 5 y 6, es similar al caso del costo incremental por el uso de generadores de respuesta rápida debido a los eventos sísmicos de enero de 2020. Respecto a los referidos costos incrementales por consumo de diésel y combustible residual, la Autoridad tiene un mecanismo de recobro de parte de sus suplidores de gas natural. Estos costos incrementales a su vez se pueden estimar fácilmente de las disposiciones de las cláusulas contractuales para el suministro de gas natural en las referidas centrales generatrices.

Por lo tanto, el Negociado de Energía debe determinar si permite que se recuperen en este momento los referidos costos incrementales por consumo de diésel y combustible residual, proveyendo un crédito a los consumidores en el futuro basado en las cantidades recuperadas, según solicitado por la Autoridad, o si, por el contrario, aprueba diferir el recuperar dichos costos hasta tanto se conozcan las cantidades totales que se recibirán de parte de los suplidores de gas natural de la Autoridad, para entonces determinar la responsabilidad real de los clientes.

Debido a la incertidumbre expresada por la Autoridad respecto a la reclamación a New Fortress y a Naturgy con relación al costo incremental por el uso de combustible diésel y combustible residual en las unidades San Juan 5 y 6, y las unidades Costa Sur 5 y 6, respectivamente, desde diciembre de 2021 a febrero de 2022, no es posible determinar en estos momentos la cantidad final que sería responsabilidad de los clientes de la Autoridad relacionado a estos costos. Por consiguiente, el Negociado de Energía **DETERMINA** que es prudente y razonable, en estos momentos, diferir el estimado del costo incremental por costo de combustible, correspondiente al periodo indicado, hasta tanto la Autoridad culmine el

³⁵ Véase *In Re: Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm.: NEPR-MI-2020-0001*, Resolución y Orden de 27 de marzo de 2020; Resolución y Orden de 30 de mayo de 2020; Resolución y Orden de 28 de junio de 2020; Resolución y Orden de 29 de septiembre de 2020; Resolución y Orden de 31 de diciembre de 2020 y Resolución y Orden de 31 de marzo de 2021. En total, el Negociado de Energía diferió la cantidad de \$316,548,997.24 por concepto de compra de combustible asociado a la operación de generadores de respuesta rápida debido a los eventos sísmicos de enero de 2020. Resolución y Orden de 31 de marzo de 2021, Anejo 1 (A), Línea 47.



proceso de reclamación a New Fortress y a Naturgy. Según expresamos más adelante, dicha cantidad asciende a \$30,185,196.57.

Esta determinación protege al cliente de la Autoridad contra costos que podrían ser cubiertos por los suplidores de gas natural, mientras que al mismo tiempo induce a la Autoridad a ser diligente y a tramitar con celeridad las reclamaciones contra New Fortress y Naturgy. De esta manera, el Negociado de Energía garantiza que el cliente de la Autoridad solamente asuma los costos por los que son realmente responsables.

La Autoridad propone cobrarle al cliente ahora y acreditarle después. El mecanismo que propone la Autoridad transfiere al cliente todo el riesgo respecto al atraso o falta de diligencia en presentar y tramitar los reclamos ante sus suplidores de gas natural. Al diferir los referidos costos incrementales, el Negociado de Energía asigna el riesgo respecto al atraso o falta de diligencia en presentar y tramitar estos reclamos donde realmente corresponde: en la Autoridad.

A esos fines, es importante señalar que no fue hasta que el Negociado de Energía trajo a la atención de la Autoridad las cláusulas del contrato con New Fortress respecto a la recuperación de los costos incrementales en las unidades San Juan 5 y 6, que ésta comenzó a tomar las acciones necesarias para el reclamo a New Fortress. Casi nueve meses más tarde, la Autoridad indica que todavía se encuentra en conversaciones con New Fortress. Las conversaciones con Naturgy apenas comienzan.

Debemos hacer énfasis en que, contrario al argumento de la Autoridad, diferir costos no es equivalente a desautorizarlos. Al igual que en el caso de las cantidades diferidas por el costo incremental de compra de combustible por el uso de unidades de respuesta rápida durante la emergencia causada por los eventos sísmicos de 2020, las cantidades diferidas por concepto del costo incremental por el consumo de diésel y combustible residual en las unidades San Juan 5 y 6 y Costa Sur 5 y 6 se reconciliarán una vez culminen los procesos de reclamación de la Autoridad ante sus suplidores de gas natural. Será en ese momento cuando se determine la responsabilidad real de los clientes. Por consiguiente, el Negociado de Energía establecerá en ese momento si se debe recuperar alguna cantidad de parte de los clientes o, si, por el contrario, corresponde un crédito.

De otra parte, la Autoridad argumentó que diferir estas cantidades podría afectar su liquidez y su flujo de caja mensual. No podemos acoger el argumento de la Autoridad.

Según la información contenida en la Moción Informativa de 25 de marzo, el balance de las cuentas operacionales de la Autoridad fluctuó entre \$247 millones (11 de febrero de 2022) y \$660.9 millones (29 de enero de 2021) para el periodo de diciembre de 2020 y marzo de 2022.³⁶ En 11 de marzo de 2022, el balance era de \$331.5 millones.³⁷ Mediante la Moción de 25 de marzo, LUMA confirmó esta información.³⁸

Según LUMA, el punto más bajo en las cuentas operacionales de la Autoridad se alcanzó en febrero de 2022 con un balance de \$392 millones, mientras que el punto más alto fue en agosto de 2021 con \$652 millones.³⁹ Cabe señalar que LUMA toma en consideración tanto el balance de las cuentas operacionales de la Autoridad como la cuenta general para la compra de combustible. De igual forma, LUMA proveyó información correspondiente a los meses de marzo de 2021 a marzo de 2022, mientras que la Autoridad presentó información desde diciembre de 2020. Por consiguiente, la información provista por LUMA no incluye el mes de enero de 2021, que fue el punto más alto reportado por la Autoridad.

³⁶ Moción Informativa de 25 de marzo, Anejo A, Inciso A.

³⁷ *Id.*

³⁸ Véase Moción de 25 de marzo, Exhibit 1, pp. 2 - 4.

³⁹ *Id.*



Durante la Conferencia Técnica de 21 de marzo, el Director Ejecutivo de la Autoridad expresó que la solicitud de no diferir las cantidades correspondiente al costo incremental por el consumo de diésel y combustible residual se basó en parte en la reducción de aproximadamente \$100 millones en sus cuentas operacionales entre diciembre de 2021 y febrero de 2022 debido al incremento en el costo de combustible.⁴⁰ Según la Autoridad, si esta situación continúa, es posible que ésta experimente problemas de flujo de efectivo en un futuro.⁴¹

Coincidimos con la Autoridad en que es importante monitorear el flujo de efectivo y el balance de sus cuentas operacionales. Sin embargo, ésta no ha puesto al Negociado de Energía en posición de determinar que diferir los costos incrementales por consumo de diésel y combustible residual en las unidades San Juan 5 y 6 y Costa Sur 5 y 6 representa un riesgo a los balances de sus cuentas operacionales o para su flujo de efectivo.

A esos fines, debemos destacar que, según mencionamos anteriormente, la cantidad a ser diferida es igual a \$30,185,196.57, lo cual representa menos del diez por ciento (10%) del balance en la cuenta operacional de la Autoridad al 11 de marzo de 2022. Esto cobra mayor relevancia, cuando se toma en consideración el balance total en las cuentas de servicio para la operación del sistema de transmisión y distribución sumado al balance de las cuentas operacionales de la Autoridad, que para esa misma fecha ascendía a aproximadamente \$1,092.1 millones.⁴² Debemos señalar también el hecho de que el punto más bajo del balance de la cuenta operacional de la Autoridad en las pasadas sesenta y seis (66) semanas fue \$247 millones, lo cual dista de los casi \$30 millones que el Negociado de Energía aprobó diferir.

Más aún, la reducción en el balance de la cuenta operacional de la Autoridad de aproximadamente \$100 millones entre diciembre de 2021 y febrero de 2022 se correlaciona con la deficiencia en recaudos por concepto de la cláusula FCA (i.e. \$106,300,718.07⁴³). Mediante la presente Resolución y Orden, el Negociado de Energía atiende dicha reducción, o más bien la deficiencia en recaudos por concepto de la cláusula FCA, mediante el proceso de reconciliación de dicha cláusula.

De igual forma, el Negociado de Energía ajusta el factor de la cláusula FCA a los fines de tomar en consideración los precios de combustible proyectados para el trimestre de abril a junio de 2022 y atemperar los mecanismos de recaudo de la Autoridad a la nueva realidad de los precios de los combustibles que consume para proveer el servicio de generación. De esta manera, se atiende el impacto que podría tener el nuevo costo de combustible en el flujo de efectivo y en los balances de las cuentas operacionales de la Autoridad.

Por consiguiente, el Negociado de Energía **DETERMINA** que diferir las referidas cantidades, no representa en estos momentos un riesgo respecto al balance de la cuenta operacional de la Autoridad, a su flujo de caja o al balance en las cuentas de servicio para la operación del sistema de transmisión y distribución.

c. *Costo incremental por consumo de combustible diésel en las unidades San Juan 5 y 6 durante el periodo de diciembre de 2021 a febrero de 2022*

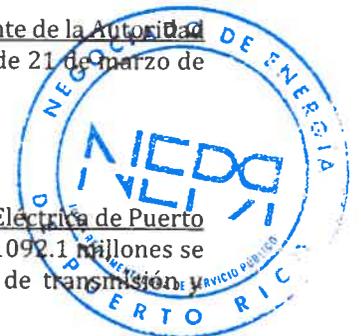
Mediante la Moción Informativa de 18 de marzo, la Autoridad presentó la información y documentos relacionados con el estimado del costo incremental del uso de combustible

⁴⁰ Testimonio del Ing. Josué Colón, Director Ejecutivo de la Autoridad, In Re: Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001, Conferencia Técnica de 21 de marzo de 2022.

⁴¹ *Id.*

⁴² Véase testimonio de Nelson Morales, In Re: Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001, Conferencia Técnica de 21 de marzo de 2022. Los \$1092.1 millones se desglosan en \$760.6 millones en las cuentas de servicio para la operación del sistema de transmisión y distribución y \$331.5 millones en las cuentas operacionales de la Autoridad.

⁴³ Véase Moción de 25 de marzo, Archivo "QUARTER RECONCILIATION FILE DEC2021-JAN-FEB-2022 REVISED 3-22-2022 - NEPR-MI-2020-0001.xlsx", Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda G31.



diésel en las unidades San Juan 5 y 6, correspondiente a los meses de diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022.

Para calcular el estimado del costo incremental, la Autoridad convirtió los barriles de diésel consumidos en las unidades San Juan 5 y 6 durante los referidos periodos en millón de BTU⁴⁴ ("MMBTU"). Luego, la Autoridad calculó el costo del gas natural y del diésel para cada uno de los meses del periodo antes descrito utilizando los precios obtenidos en el mercado y los correspondientes contratos de suministro de combustible. El diferencial de costo asociado al consumo de diésel es la diferencia entre el costo del diésel y el costo del gas natural, ambos expresados en dólares por millón de BTU (\$/MMBTU). El costo incremental es el producto del diferencial de costo y el consumo de diésel en MMBTU.

Luego de analizar la metodología utilizada por la Autoridad para calcular el costo incremental respecto al uso de combustible diésel en las unidades San Juan 5 y 6 durante el periodo de diciembre de 2021 a febrero de 2022, el Negociado de Energía **DETERMINA** que la misma es razonable y consistente con las disposiciones del contrato de suministro de gas natural entre la Autoridad y New Fortress.

Según se desprende del Anejo 3 de la presente Resolución y Orden, el costo incremental respecto al consumo de diésel en las unidades San Juan 5 y 6 durante los meses de diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022 fue de \$4,621,768.21, \$5,297,746.63 y \$4,609,440.58, respectivamente. Por consiguiente, el Negociado de Energía **DETERMINA** diferir la cantidad de $\$4,621,768.21 + \$5,297,746.63 + \$4,609,440.58 = \$14,528,955.42$ por concepto de costo incremental relacionado al consumo de diésel en las unidades San Juan 5 y 6 durante el periodo de diciembre de 2021 a febrero de 2022.

d. Costo incremental por consumo de combustible residual en las unidades Costa Sur 5 y 6 durante el periodo de diciembre de 2021 a febrero de 2022

Mediante la Moción Informativa de 18 de marzo, la Autoridad presentó la información y documentos relacionados con el estimado de la penalidad por el consumo de combustible residual en las unidades Costa Sur 5 y 6, correspondiente a los meses de diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022. La metodología para calcular la referida penalidad está descrita en el Artículo 9 del contrato de suministro de gas entre la Autoridad y Naturgy.

Para calcular la penalidad mensual, la Autoridad determina el consumo de gas natural en Costa Sur y en EcoEléctrica en MMBTU. Estas cantidades se comparan con la nominación mensual sometida a Naturgy. Si la cantidad de gas natural suministrada a Costa Sur y EcoEléctrica es menor a la cantidad nominada para ese mes, Naturgy debe pagar una penalidad a la Autoridad. La penalidad mensual es igual al quince por ciento (15%) del costo ajustado del combustible residual (en \$/MMBTU) multiplicado por la cantidad de gas natural no suministrada (en MMBTU). El costo ajustado del combustible residual se calcula multiplicando el costo promedio del combustible residual para ese mes (en \$/MMBTU) por un factor de regresión (0.9637 para los meses de diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022).

Luego de analizar la metodología utilizada por la Autoridad para calcular la penalidad por el consumo de combustible residual en las unidades Costa Sur 5 y 6 durante el periodo de diciembre de 2021 a febrero de 2022, el Negociado de Energía **DETERMINA** que la misma es razonable y consistente con el contrato de suministro de gas entre la Autoridad y Naturgy.

Según se desprende del Anejo 3 de la presente Resolución y Orden, la penalidad estimada por el consumo de combustible residual en las unidades Costa Sur 5 y 6 durante los meses de diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022 fue de \$3,411,698.10, \$5,163,979.53 y \$7,080,563.52, respectivamente. Por consiguiente, el Negociado de Energía **DETERMINA** diferir la cantidad de $\$3,411,698.10 + \$5,163,979.53 + \$7,080,563.52 = \$15,656,241.15$ por concepto de la penalidad estimada por el consumo de combustible residual en las unidades Costa Sur 5 y 6 durante el periodo de diciembre de 2021 a febrero de 2022.

⁴⁴ British Thermal Units.



e. *Fondos asignados a través del CARES Act*

Según se estableció anteriormente, el Gobierno de Puerto Rico identificó una partida de \$10,340,000 proveniente del CARES Act, los cuales pueden utilizarse para mitigar el efecto de la reconciliación de los costos asociados a la compra de combustible para el periodo de 1 de diciembre de 2021 a 28 de febrero de 2022. Luego de analizar los argumentos de la Autoridad contenidos en la Moción de 30 de marzo, el Negociado de Energía **DETERMINA** diferir la cantidad de \$10,340,000 por concepto de compra de combustible, correspondiente a la asignación de fondos provenientes del CARES Act.

El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad notificar al Negociado de Energía la fecha de transferencia de los referidos fondos y la cantidad total transferida, dentro del término de cinco (5) días contados desde la fecha en que ocurrió la transferencia.

f. *Costos netos recuperables a través de la Cláusula FCA durante el periodo de diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022*

Según establecido en la Parte II.1.a de la presente Resolución y Orden, para el periodo de 1 de diciembre de 2021 a 28 de febrero de 2022, la Autoridad debía recuperar de sus clientes la cantidad de \$638,871,040.17, por concepto de compra de combustible. No obstante, el Negociado de Energía determinó diferir la cantidad de \$14,528,955.42 por concepto de costo incremental relacionado al consumo de diésel en las unidades San Juan 5 y 6 durante el periodo de diciembre de 2021 a febrero de 2022.

De igual forma, el Negociado de Energía determinó diferir la cantidad de \$15,656,241.15 por concepto de la penalidad estimada por el consumo de combustible residual en las unidades Costa Sur 5 y 6 durante el mismo periodo, para un total de \$14,528,955.42 + \$15,656,241.15 = \$30,185,196.57. Más aún, el Negociado de Energía determinó diferir la cantidad de \$10,340,000, por concepto de la asignación proveniente del CARES Act.

Por consiguiente, los costos recuperables respecto a la compra de combustible durante el periodo de diciembre de 2021 a febrero de 2022 son igual a $\$638,871,040.17 - \$14,528,955.42 - \$15,656,241.15 - \$10,340,000.00 = \$598,345,843.61$.

g. *Ingreso de la Autoridad por concepto de la Cláusula FCA durante el periodo de diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022 y la reconciliación del desfase en el sistema de facturación de LUMA durante el periodo de junio, julio y agosto de 2021*

El ingreso de la Autoridad por concepto de la cláusula FCA para el periodo de 1 de diciembre de 2021 a 28 de febrero de 2022, fue \$532,570,322.10.⁴⁵ No obstante, según expresado por LUMA durante la Conferencia Técnica de 21 de marzo, ésta facturó un total de \$252,989.87 por concepto de la Cláusula FCA durante los meses de diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022 debido al desfase en la facturación correspondiente a los meses de junio, julio y agosto de 2021.⁴⁶ Esto representa el remanente de la cantidad de \$8,252,146.71, correspondiente a los meses de junio, julio y agosto de 2021, la cual fue diferida mediante la Resolución y Orden de 30 de septiembre de 2021 en el presente caso.⁴⁷

Luego de revisar la metodología implementada por LUMA para realizar la referida facturación respecto a la Cláusula FCA, el Negociado de Energía **DETERMINA** que la misma es consistente con la Resolución de 30 de septiembre. Por consiguiente, se debe reducir la cantidad de \$252,989.87 de los ingresos por concepto de la Cláusula FCA correspondiente a

⁴⁵ Moción de 25 de marzo, archivo "QUARTER RECONCILIATION FILE DEC2021-JAN-FEB-2022 REVISED 3-22-2022 - NEPR-MI-2020-0001.xlsx", Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda G27.

⁴⁶ Véase también, Moción de 25 de marzo, archivo "APRIL-JUNE 2022 Factors - Revised 22.03.22 - NEPR-MI-2020-0001", Tab "Attachment 7", Celda C37.

⁴⁷ Resolución y Orden, *In Re: Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico*, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001, 30 de septiembre de 2021, p. 17 ("Resolución de 30 de septiembre").



los meses de diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022. Por lo tanto, para propósitos de la reconciliación de la Cláusula FCA para los meses de diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022, la Autoridad tuvo ingresos por la cantidad de $\$532,570,322.10 - \$252,989.87 = \$532,317,332.23$.

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

En este caso, los ingresos obtenidos por la Autoridad por concepto de la cláusula FCA fueron menores que los costos recuperables durante el periodo de diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022. Por lo tanto, la Autoridad debe recobrar la diferencia durante el próximo periodo de facturación.

A esos fines, el Negociado de Energía **APRUEBA** un ajuste por la cantidad de $\$598,345,843.61 - \$532,317,332.23 = \$66,028,511.38$ como reconciliación de costos por concepto de compra de combustible para el periodo de 1 de diciembre de 2021 a 28 de febrero de 2022.

2. Reconciliación de Compra de Energía

a. Costo de Compra de Energía para el periodo de 1 de septiembre de 2021 a 30 de noviembre de 2021

De acuerdo con los documentos incluidos en la Moción de 25 de marzo, los costos por concepto de compra de energía para el periodo de 1 de diciembre de 2021 a 28 de febrero de 2022 ascendieron a $\$123,230,156.18$.⁴⁸ Luego de revisar la metodología para el cómputo de los costos asociados a la compra de energía y los documentos de apoyo presentados con relación a los referidos costos,⁴⁹ el Negociado de Energía **DETERMINA** que esta cantidad es razonable.

El Ajuste del Periodo Anterior para el periodo de 1 de diciembre de 2021 a 28 de febrero de 2022 es igual a $-(\$1,555,885.46)$.⁵⁰ Por lo tanto, para el periodo de 1 de diciembre de 2021 a 28 de febrero de 2022, la Autoridad debía recuperar de sus clientes la cantidad de $\$123,230,156.18 - \$1,555,885.46 = \$121,674,270.73$, por concepto de compra de energía.

b. Ingreso de la Autoridad por concepto de la Cláusula PPCA durante el periodo de diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022 y la reconciliación del desfase en el sistema de facturación de LUMA durante el periodo de junio, julio y agosto de 2021

El ingreso de la Autoridad por concepto de la cláusula PPCA para el periodo de 1 de diciembre de 2021 a 28 de febrero de 2022, fue $\$130,477,780.55$.⁵¹ No obstante, según expresado por LUMA durante la Conferencia Técnica de 21 de marzo, ésta facturó un total de $\$85,691.32$ por concepto de la Cláusula PPCA durante los meses de diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022 debido al desfase en la facturación correspondiente a los meses de junio, julio y agosto de 2021.⁵² Esto representa el remanente de la cantidad de

⁴⁸ Moción de 25 de marzo, Archivo "QUARTER RECONCILIATION FILE DEC2021-JAN-FEB-2022 REVISED 3-22-2022 - NEPR-MI-2020-0001.xlsx", Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda O24.

⁴⁹ Véase en términos generales, Moción de 25 de marzo, Archivo "QUARTER RECONCILIATION FILE DEC2021-JAN-FEB-2022 REVISED 3-22-2022 - NEPR-MI-2020-0001.xlsx", Tab "PURCHASED POWER SUMMARY" y los tabs subsiguientes a "PURCHASED POWER REPORTS".

⁵⁰ Moción de 25 de marzo, Archivo "QUARTER RECONCILIATION FILE DEC2021-JAN-FEB-2022 REVISED 3-22-2022 - NEPR-MI-2020-0001.xlsx", Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda N27.

⁵¹ *Id.*, Celda N31.

⁵² Véase también, Moción de 25 de marzo, archivo "APRIL-JUNE 2022 Factors - Revised 22.08.22 - NEPR-MI-2020-0001", Tab "Attachment 7", Celda C37.



\$2,638,084.84, correspondiente a los meses de junio, julio y agosto de 2021, la cual fue diferida mediante la Resolución de 30 de septiembre.⁵³

Luego de revisar la metodología implementada por LUMA para realizar la referida facturación respecto a la Cláusula FCA, el Negociado de Energía **DETERMINA** que la misma es consistente con la Resolución de 30 de septiembre. Por consiguiente, se debe reducir la cantidad de \$85,691.32 de los ingresos por concepto de la Cláusula PPCA correspondiente a los meses de diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022. Por lo tanto, para propósitos de la reconciliación de la Cláusula PPCA para los meses de diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022, la Autoridad tuvo ingresos por la cantidad de \$130,477,780.55 - \$85,691.32 = \$130,392,089.23.

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

En este caso, los ingresos obtenidos por la Autoridad por concepto de la cláusula PPCA fueron mayores que los costos recuperables durante el periodo de diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022. Por lo tanto, la Autoridad debe conceder a los clientes un crédito por la diferencia durante el próximo periodo de facturación.

A esos fines, el Negociado de Energía **APRUEBA** un ajuste por la cantidad de \$121,674,270.73 - \$130,392,089.23 = -(\$8,717,818.50), como reconciliación de costos por concepto de compra de energía para el periodo de 1 de diciembre de 2021 a 28 de febrero de 2022.

III. Determinación de factores trimestrales para el periodo de 1 de abril de 2022 a 30 de junio de 2022

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 económico de las unidades generatrices, incluyendo los productores de energía renovable a gran escala, para el periodo de 1 de abril a 30 de junio de 2022. 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 25 de marzo.⁵⁴

Para la simulación antes mencionada, LUMA utilizó proyecciones de costos de combustible para el periodo de 1 de abril a 30 de junio de 2022, basadas en un análisis que hizo la Autoridad. Mediante la Moción Informativa de 18 de marzo y la Moción Informativa de 25 de marzo, la Autoridad proveyó el análisis de proyección de costos de combustible para el referido periodo, incluyendo los archivos y documentos en que se basó dicho análisis.⁵⁵

El Negociado de Energía **DETERMINA** que el modelo utilizado por LUMA para simular el despacho económico y estimar los costos de combustible y compra de energía durante el periodo de 1 de abril a 30 de junio de 2022 es apropiado y cónsono con los estándares de la industria eléctrica.

De igual forma, el Negociado de Energía **DETERMINA** que el estimado de costos por tipo de combustible que LUMA utilizó como entrada en la referida simulación es consistente con los precios proyectados del mercado y los contratos de compra de combustible que mantiene la Autoridad con sus suplidores.

⁵³ Resolución de 30 de septiembre, p. 17.

⁵⁴ Moción de 25 de marzo, archivo "APRIL-JUNE 2022 Factors - Revised 22.03.22 - NEPR-MI-2020-0001" Tab "Attachment 3".

⁵⁵ Véase Moción Informativa de 18 de marzo, Anejo C y Moción Informativa de 25 de marzo, Anejo A, Inciso F.



Finalmente, el Negociado de Energía **DETERMINA** que la generación y las ventas proyectadas para los meses de abril, mayo y junio de 2022 es razonable.⁵⁶ Luego de analizar la información antes descrita y los correspondientes documentos de apoyo, el Negociado de Energía **DETERMINA** que los resultados de la referida simulación son razonables.

1. FCA

El costo estimado de compra de combustible para los meses de abril, mayo y junio de 2022 es \$220,403,721.34, \$241,587,0454.81 y \$247,512,511.56, respectivamente.⁵⁷ Por lo tanto, el costo total estimado de compra de combustible para el periodo de 1 de abril de 2022 a 30 de junio de 2022 es igual a $\$220,403,721.34 + \$241,587,0454.81 + \$247,512,511.56 = \$709,503,278.71$

Según discutido en la Parte II.1.h de la presente Resolución y Orden, el ajuste por concepto reconciliación de costos relacionados a la compra de combustible para el periodo de 1 de diciembre de 2021 a 28 de febrero de 2022 es igual a \$66,028,511.38. Por lo tanto, la cantidad total a ser recuperada a través de la cláusula FCA durante el periodo de 1 de abril de 2022 a 30 de junio de 2022, es igual a $\$709,503,278.71 + \$66,028,511.38 = \$775,531,790.09$.

El estimado de ventas, en kWh, para los meses de abril, mayo y junio de 2022 es 1,307,583,070; 1,440,777,380 y 1,437,741,435, respectivamente.⁵⁸ Por lo tanto, el estimado total de ventas, en kWh, para este periodo es igual a $1,307,583,070 + 1,440,777,380 + 1,437,741,435 = 4,186,101,884$.

El factor de la cláusula FCA se calcula dividiendo la cantidad total estimada a ser recuperada, \$775,531,790.09, por el estimado total de ventas, en kWh, 4,186,101,884. Por lo tanto, el factor de la cláusula FCA a estar en vigor durante el periodo de 1 de abril de 2022 a 30 de junio de 2022 es igual a $\$775,531,790.09 / 4,186,101,884 \text{ kWh} = \$0.185263/\text{kWh}$. Por lo tanto, el Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA implementar un factor de la cláusula FCA igual a \$0.185263/kWh para el periodo de 1 de abril de 2022 a 30 de junio de 2022.

2. PPCA

El costo estimado de compra de energía para los meses de enero, febrero y marzo de 2022 es \$46,034,098.19, 47,080,277.10 y 47,483,627.80, respectivamente.⁵⁹ Por lo tanto, el costo total estimado de compra de energía para el periodo de 1 de abril de 2022 a 30 de junio de 2022 es $\$46,034,098.19 + 47,080,277.10 + 47,483,627.80 = \$140,598.003.09$.

Según discutido en la Parte II.2.c de esta Resolución y Orden, el ajuste por concepto reconciliación de costos relacionados a la compra de energía para el periodo de diciembre de 2021 a 28 de febrero de 2022 es igual a $-(\$8,717,818.50)$. Por lo tanto, la cantidad total a ser recuperada a través de la cláusula PPCA durante el periodo de 1 de enero de 2022 a 31 de marzo de 2022, es igual a $\$140,598.003.09 - \$8,717,818.50 = \$131,880,184.59$.

Según determinado en la Parte III.1 de la presente Resolución y Orden, el estimado de ventas total, en kWh, para los meses de enero, febrero y marzo de 2022 es 4,186,101,884.

El factor de la cláusula PPCA se calcula dividiendo la cantidad total estimada a ser recuperada, \$131,880,184.59, por el estimado total de ventas, en kWh, 4,186,101,884. Por lo tanto, el factor de la cláusula PPCA a estar en vigor durante el periodo de 1 de abril de

⁵⁶ Moción de 15 de marzo, "2022 Load Estimation Q3 PR Confidential", Tab "By class", Celdas L9, M9 y N9.

⁵⁷ Moción de 25 de marzo, archivo "APRIL-JUNE 2022 Factors - Revised 22.03.22 - NEPR-MI-2020-0001", Tab "Attachment 1", Líneas 3 - 5.

⁵⁸ Moción de 15 de marzo, "2022 Load Estimation Q3 PR Confidential", Tab "By class", Celdas L9, M9 y N9.

⁵⁹ Moción de 25 de marzo, archivo "APRIL-JUNE 2022 Factors - Revised 22.03.22 - NEPR-MI-2020-0001", Tab "Attachment 2", Líneas 3 - 5.



2022 a 30 de junio de 2022 es $\$131,880,184.59/4,186,101,884 \text{ kWh} = \$0.031504/\text{kWh}$. Por lo tanto, el Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA implementar un factor de la cláusula PPCA igual a $\$0.031504/\text{kWh}$ para el periodo de 1 de abril de 2022 a 30 de junio de 2022.

3. FOS

La cláusula FOS provee un subsidio a ciertos clientes de la Autoridad por los primeros \$30 por barril de combustible, excluyendo gas natural, aplicado a los primeros 500 kW de consumo.⁶⁰ El factor correspondiente a la cláusula FOS se calcula multiplicando el número estimado de barriles aplicables 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 25 de marzo, el número total de barriles equivalentes proyectados para el periodo de 1 de abril de 2022 a 30 de junio de 2022 es 6,221,057.26.⁶¹ 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 536,895.13, 407,814.41 y 1,068,220.71, respectivamente,⁶² para un total de $536,895.13 + 407,814.41 + 1,068,220.71 = 2,012,930.25$ barriles equivalentes.

Por consiguiente, el número estimado de barriles, excluyendo el gas natural, para el periodo de 1 de abril de 2022 a 30 de junio de 2022 es $6,221,057.26 - 2,012,930.25 = 4,208,127.01$. Según determinado en la Parte III.1 de la presente Resolución y Orden, el estimado de ventas total, en kWh, para los meses de enero, febrero y marzo de 2022 es 4,186,101,884.

Por lo tanto, el factor de la cláusula FOS es igual a:

$$FOS \text{ rider} = \frac{-\$30/\text{BBL} \times 4,208,127.01 \text{ BBL}}{4,186,101,884 \text{ kWh}}$$

$$FOS \text{ rider} = -\$0.030158/\text{kWh}$$

El Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA implementar un factor de la Cláusula FOS igual a $-\$0.030158/\text{kWh}$, para el periodo de 1 de abril de 2022 a 30 de junio de 2022

IV. Resumen de las Cláusulas de Ajuste

Luego de evaluar los documentos presentados por LUMA y por la Autoridad, el Negociado de Energía **APRUEBA** los siguientes factores a ser implementados como parte de la Tarifa Permanente de la Autoridad a partir de 1 de abril de 2022.

Cláusula de Ajuste	Factor (\$/kWh)	Fechas de Efectividad
FCA	0.185263	1 de abril de 2022 - 1 de junio de 2022
PPCA	0.031504	1 de abril de 2022 - 1 de junio de 2022
FOS	-0.030158	1 de abril de 2022 - 1 de junio de 2022

Estos factores estarán vigentes durante el periodo de 1 de abril de 2022 a 30 de junio de 2022, o hasta tanto el Negociado de Energía los modifique. Los **Anejos 1, 2 y 3** de la presente Resolución y Orden describen la metodología e incluyen el cálculo de cada factor. Estos Anejos también contienen referencias a la documentación de apoyo.

⁶⁰ Véase Libro de Tarifas de la Autoridad.

⁶¹ Moción de 25 de marzo, archivo "APRIL-JUNE 2022 Factors - Revised 22.03.22 - NEPR-MI-2020-0001", Tab "Attachment 3", Línea 87.

⁶² *Id.*, Líneas 11, 65 y 72, respectivamente.



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 tendrán 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 de 1 de enero de 2022 a 31 de marzo de 2022.

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

Cláusula de Ajuste	Factor Vigente (\$/kWh)	Factor Aprobado (\$/kWh)	Diferencia (\$/kWh)
FCA	0.147356	0.185263	0.037907
PPCA	0.036202	0.031504	-0.004698
Total	0.183558	0.216767	0.033209

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

Tarifa	Consumo (kWh)	enero 2022 - marzo 2022		abril 2022 - junio 2022		Diferencia		
		Factura (\$)	\$/kWh	Factura (\$)	\$/kWh	Factura (\$)	\$/kWh	%
GRS Residencial	800	\$204.02	0.2550	\$232.57	0.2882	\$26.57	0.0332	13.0%

V. Proceso de comentarios públicos

1. Comentarios Recibidos

Durante el proceso de comentarios públicos, el Negociado de Energía recibió un total de doce (12) comentarios escritos de parte de clientes residenciales de la Autoridad, de cierto grupo de interés y de un productor independiente de energía. En términos generales, los clientes residenciales presentaron comentarios en oposición a la propuesta de los factores de las cláusulas FCA, PPCA y FOS presentada por LUMA.

Por otro lado, el Instituto de Competitividad y Sostenibilidad Económica de Puerto Rico ("ICSE") alegó, en esencia, que la propuesta de factores de LUMA era deficiente y carente de transparencia, debido a que no ofrece información detallada que justifique el incremento solicitado. A modo de ejemplo, ICSE argumentó que el consumidor debe tener acceso al detalle del costo por unidad de generación de la Autoridad.

De otra parte, Grupo Windmar, a través de su presidente, el Sr. Víctor González, presentó una serie de preguntas dirigidas a LUMA y a la Autoridad respecto al suministro de gas natural; el costo asociado al uso de combustible diésel, en lugar de gas natural; el precio por kWh para cada generatriz de la Autoridad; la eficiencia en la producción de energía; el hurto de la electricidad; e información sobre determinadas expresiones del Ing. Josué Colón con relación al uso de paneles solares, entre otros asuntos.

2. Análisis de los comentarios presentados

Las cláusulas de ajuste por compra de combustible y por compra de energía están diseñadas para recuperar los costos reales incurridos por la Autoridad respecto a estos renglones. La Autoridad recupera los costos reales a través de un cargo directo a los consumidores (pass through charge), el cual aplica la cláusula correspondiente al consumo mensual del cliente. Las cláusulas de ajuste por compra de combustible y por compra de energía se reconcilian trimestralmente para garantizar que la Autoridad recupere los costos incurridos en proveer



el servicio. En consecuencia, la Autoridad no puede obtener ganancias ni pérdidas por el concepto de compra de combustible y compra de energía.

Cabe señalar que, en estos momentos las cláusulas de ajuste por compra de combustible y por compra de energía representan aproximadamente el setenta y cinco por ciento (75%) de la tarifa de los clientes de la Autoridad.⁶³ La cláusula de compra de combustible representa en estos momentos aproximadamente el sesenta y cinco por ciento (65%) de la tarifa de los clientes de la Autoridad.⁶⁴

Por consiguiente, los cargos por servicio facturados a los clientes de la Autoridad dependen en su gran mayoría de los costos asociados a la compra de combustible. Por lo tanto, la factura que reciben los clientes de la Autoridad asociada a su consumo mensual fluctúa mayormente de acuerdo con la fluctuación de los costos asociados a la compra de combustible.

Es deber ministerial del Negociado de Energía garantizar que la Autoridad recupere los costos prudentes y razonables incurridos para proveer el servicio que ofrece. No permitir que la Autoridad recupere dichos costos tendrá la consecuencia de agravar la precaria condición financiera de la Autoridad.

La evaluación de la información contenida en el expediente administrativo del presente caso sustenta la determinación tomada por el Negociado de Energía respecto a la solicitud de LUMA con relación a la revisión de los factores trimestrales de las Cláusulas FCA, PPCA y FOS.

Dicha determinación se fundamenta en el análisis que el Negociado de Energía realizó referente a los costos de compra de combustible y compra de energía incurridos por la Autoridad durante el periodo de 1 de diciembre de 2021 a 28 de febrero de 2022, así como de los ingresos de la Autoridad por dichos conceptos, según presentados en esta Resolución y Orden. De igual forma, se fundamenta en los costos razonables estimados para el periodo de 1 de abril de 2022 a 30 de junio de 2022, y en la proyección de demanda y consumo energético para el mismo periodo.

Lo anterior, aplicando la Tarifa Permanente de la Autoridad, según establecida y aprobada por el Negociado de Energía en el Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001, In Re: Revisión de Tarifas de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico.⁶⁵ El resultado de este análisis lleva a la conclusión que los factores para las cláusulas FCA, PPCA y FOS, según aprobados mediante la presente Resolución y Orden, son razonables y consistentes con la Tarifa Permanente de la Autoridad.

A esos fines, el Negociado de Energía no acoge la postura de ICSE respecto a que la propuesta de factores de LUMA era deficiente y carente de transparencia, debido a que no ofrece información detallada que justifique el incremento solicitado. Según se estableció en las Partes II y III de la presente Resolución y Orden, tanto LUMA como la Autoridad presentaron la información necesaria para que el Negociado de Energía tomara una determinación respecto a la solicitud de LUMA. Las determinaciones que hace el Negociado de Energía en el día de hoy están basadas en la información contenida en el expediente administrativo del presente caso y son cónsonas con la Tarifa Vigente de la Autoridad, con la política pública energética del Gobierno de Puerto Rico y con las leyes aplicables.

⁶³ Según la Tabla 1, la suma de los factores correspondientes a las Cláusulas FCA y PPCA es igual a \$0.219238/kWh, mientras que, según la Tabla 2, la tarifa nivelada para un cliente residencial no-subsidiado es igual a \$0.2907/kWh. Por consiguiente, las Cláusulas FCA y PPCA representan el 75.4% de la tarifa (i.e. $0.219238/0.2907 = 75.4\% \approx 75\%$).

⁶⁴ Según la Tabla 1, el factor de la Cláusula FCA es igual a \$0.187734/kWh, mientras que, según la Tabla 2, la tarifa nivelada para un cliente residencial no-subsidiado es igual a \$0.2907/kWh. Por consiguiente, la Cláusula FCA representa el 64.6% de la tarifa (i.e. $0.187734/0.2907 = 64.6\% \approx 65\%$).

⁶⁵ Véase en términos generales, Resolución Final y Orden de 10 de enero de 2017.



VI. Conclusión

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

El Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA presentar, en o antes de las 12:00 p.m. de 15 de junio de 2022, los factores propuestos para las cláusulas FCA, PPCA y FOS que entrarán en vigor el 1 de julio de 2022, incluyendo las reconciliaciones propuestas para los meses de marzo, abril y mayo de 2022.

El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad notificar al Negociado de Energía la fecha de transferencia de los fondos provenientes del CARES Act, así como la cantidad total transferida, dentro del término de cinco (5) días contados desde la fecha en que ocurrió la transferencia.

El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a, en o antes del día 15 de cada mes, comenzando con el mes de mayo de 2022, presentar ante el Negociado de Energía un informe detallado de los resultados de las acciones tomadas relacionadas a reclamaciones bajo el contrato entre la Autoridad y New Fortress para el suministro de gas natural en las unidades San Juan 5 y 6. El informe debe incluir todas las instancias o incidentes en que la Autoridad ha tenido que utilizar diésel en lugar de gas natural desde el inicio del contrato con New Fortress, la causa o causas de cada incidente, las acciones tomadas por New Fortress y/o la Autoridad para corregir dichas causas y la documentación que evidencie las correspondientes reclamaciones realizadas por la Autoridad al amparo del contrato y cualquier otra reclamación relacionada. Además, el informe debe estar acompañado de copia de cualquier documentación (*e.g.*, cartas, correos electrónicos, memoranda, etc.) que apoye los datos contenidos en el mismo incluyendo, pero sin limitarse a, todas las comunicaciones cursadas entre la Autoridad y New Fortress con relación a **nominaciones de gas natural desde el inicio del contrato**.

El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a, en o antes del día 15 de cada mes, comenzando con el mes de mayo de 2022, presentar ante el Negociado de Energía un informe detallado de los resultados de las acciones tomadas relacionadas a reclamaciones bajo el contrato entre la Autoridad y Naturgy para el suministro de gas natural en las unidades Costa Sur 5 y 6. El informe debe estar acompañado de copia de cualquier documentación (*e.g.*, cartas, correos electrónicos, memoranda, etc.) que apoye los datos contenidos en el mismo. Como parte de su radicación, la Autoridad deberá presentar también un informe detallado respecto al suministro de gas natural en las unidades Costa Sur 5 y 6, incluyendo el consumo de gas natural y de combustible residual, si alguno, así como la fecha estimada para el restablecimiento del suministro normal de gas natural a dichas unidades.

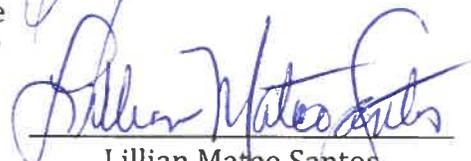
El Negociado de Energía **ADVIERTE** a LUMA y a la Autoridad que el incumplimiento con la presentación de la información requerida, según ordenada aquí, se interpretará como una violación a las órdenes del Negociado de Energía y podrá resultar en la imposición de multas administrativas de hasta veinticinco mil dólares (\$25,000) por día, por violación, así como cualquier otra sanción administrativa que el Negociado de Energía entienda necesaria, de acuerdo con las leyes y reglamentos aplicables.

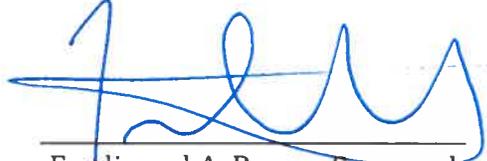
Notifíquese y publíquese.

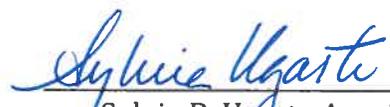



Edison Avilés Deliz
Presidente


Ángel R. Rivera de la Cruz
Comisionado Asociado


Lillian Mateo Santos
Comisionada Asociada


Ferdinand A. Ramos Soegaard
Comisionado Asociado


Sylvia B. Ugarte Araujo
Comisionada Asociada

CERTIFICACIÓN

Certifico que así lo acordó la mayoría de los miembros del Negociado de Energía de Puerto Rico el 31 de marzo de 2022. Certifico, además, que el 31 de marzo de 2022 una copia de esta Resolución y Orden fue notificada por correo electrónico a margarita.mercado@us.dlapiper.com, jmarrero@diazvaz.law; kbolanos@diazvaz.law; hrivera@jrsp.pr.gov; y he procedido con el archivo en autos de la Resolución y Orden emitida por el Negociado de Energía de Puerto Rico.

Para que así conste firmo la presente en San Juan, Puerto Rico, hoy, 31 de marzo de 2022.


Sonia Seda Gaztambide
Secretaria



Anejo 1
Negociado de Energía de Puerto Rico
Factor de Cláusula de Ajuste por Compra de Combustible
Para los meses de abril 2022 a junio 2022

Línea N°	Ítem	Cantidad	Referencia
1	Factor de Ajuste de Compra de Combustible (FCA) para abril 2022 a junio 2022		
2			
3	Costo Total Estimado de Combustible para abril 2022	\$ 220,403,721.34	Ref 1, Tab "Attachment 3", Celda F93
4	Costo Total Estimado de Combustible para mayo 2022	\$ 241,587,045.81	Ref 1, Tab "Attachment 3", Celda G93
5	Costo Total Estimado de Combustible para junio 2022	\$ 247,512,511.56	Ref 1, Tab "Attachment 3", Celda H93
6			
7	Reconciliación de Combustible para el Periodo Anterior diciembre 2021	\$ 26,520,181.49	Ref 2, Tab "Grand Summary", Celda D31
8	Reconciliación de Combustible para el Periodo Anterior enero 2022	\$ 28,213,677.70	Ref 2, Tab "Grand Summary", Celda E31
9	Reconciliación de Combustible para el Periodo Anterior febrero 2022	\$ 51,566,858.88	Ref 2, Tab "Grand Summary", Celda F31
10			
11	Costo Incremental Combustible San Juan 5 y 6, diciembre 2021, enero y febrero 2022	\$ 14,528,955.42	Anejo 3, L17
12	Penalidad Combustible Costa Sur 5 y 6, diciembre 2021, enero y febrero 2022	\$ 15,656,241.15	Anejo 3, L37
13	Ingresos Facturados por Consumo No Facturado durante junio, julio y agosto 2021	\$ 252,989.87	Ref 1, Tab "Attachment 7", Celda C37
14	Diferido Fondos CARES Act	\$ 10,340,000.00	Ref 4
15			
16	Estimado de ventas de kWh al detal para abril 2022	1,307,583,070	Ref 3, Tab "By class", Celda L9*10^6
17	Estimado de ventas de kWh al detal para mayo 2022	1,440,777,380	Ref 3, Tab "By class", Celda M9*10^6
18	Estimado de ventas de kWh al detal para junio 2022	1,437,741,435	Ref 3, Tab "By class", Celda N9*10^6
19			
20	Costo Total Estimado de Combustible	\$ 709,503,278.71	L3+L4+L5
21	Reconciliación para el Periodo Anterior	\$ 66,028,511.38	(L7+L8+L9+L13) - (L11+L12+L14)
22	Estimado de ventas de kWh al detal aplicables	4,186,101,884	L16+L17+L18
23			
24	Factor Cláusula FCA para enero 2022 a marzo 2022 (\$/kWh)	\$ 0.185263	(L20+L21)/L22
25			
26	Estimated Total Barrels of Oil for Fuel Oil Subsidy Factor	4,208,127.01	Ref 1, Tab "Attachment 3", L87-(L18+L72+L79)
27	Factor de Subsidio de Combustible para \$30/barril (\$/kWh)	\$ 0.030158	-(30*L26)/L22

Referencias

- Ref 1: Moción de 25 de marzo, "APRIL-JUNE 2022 Factors - Revised 22.03.22 - NEPR-MI-2020-0001.xlsx"
 Ref 2: Moción de 25 de marzo, "QUARTER RECONCILIATION FILE DEC2021-JAN-FEB-2022 REVISED 3-22-2022 - NEPR-MI-2020-0001.xlsx"
 Ref 3: Moción de 15 de marzo, "2022 Load Estimation Q3 PR Confidential.xlsx"
 Ref 4: Moción de 30 de marzo



Anejo 2
Negociado de Energía de Puerto Rico
Factor de Cláusula de Ajuste por Compra de Energía
Para los meses de abril 2022 a junio 2022

Línea Núm.	Ítem	Cantidad	Referencia
1	Factor de Ajuste de Compra de Energía (PPCA) para abril 2022 a junio 2022		
2			
3	Costo Total Estimado de Compra de Energía para abril 2022	\$ 46,034,098.19	Ref 1, Tab "Attachment 3", Celda F109 + Celda F121
4	Costo Total Estimado de Compra de Energía para mayo 2022	\$ 47,080,277.10	Ref 1, Tab "Attachment 3", Celda G109 + Celda G121
5	Costo Total Estimado de Compra de Energía para junio 2022	\$ 47,483,627.80	Ref 1, Tab "Attachment 3", Celda H109 + Celda H121
6			
7	Reconciliación de Compra de Energía para el Periodo Anterior diciembre 2021	\$ 1,013,286.08	Ref 2, Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda N64
8	Reconciliación de Compra de Energía para el Periodo Anterior enero 2022	\$ (4,690,187.53)	Ref 2, Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda N93
9	Reconciliación de Compra de Energía para el Periodo Anterior febrero 2022	\$ (5,126,608.38)	Ref 2, Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda N122
10			
11	Ingresos Facturados por Consumo No Facturado durante junio, julio y agosto 2021	\$ 85,691.32	Ref 1, Tab "Attachment 7", Celda D37
12			
13	Costo Total Estimado de Compra de Energía	\$ 140,598,003.09	L3+L4+L5
14	Reconciliación para el Periodo Anterior	\$ (8,717,818.50)	(L7+L8+L9)+L11
15	Estimado de ventas de kWh al detal aplicables	4,186,101,883.92	Anejo 1, L21
16			
17	Factor Cláusula PPCA para enero 2022 a marzo 2022 (\$/kWh)	\$ 0.031504	(L13+L14)/L15

Referencias

Ref 1: Moción de 25 de marzo, "APRIL-JUNE 2022 Factors - Revised 22.03.22 - NEPR-MI-2020-0001.xlsx"

Ref 2: Moción de 25 de marzo, "QUARTER RECONCILIATION FILE DEC2021-JAN-FEB-2022 REVISED 3-22-2022 - NEPR-MI-2020-0001.xlsx"



Anejo 3

Negociado de Energía

Costo Incremental - Diésel San Juan 5 y 6, diciembre 2021, enero y febrero 2022

Costo Incremental - Combustible Residual Costa Sur 5 y 6, diciembre 2021, enero y febrero 2022

Línea Núm.	Ítem	Cantidad			Referencia
1	Costo Incremental Diésel San Juan 5 y 6 - diciembre 2021, enero y febrero 2022				
2					
3	Factor de Conversión Diésel MMBTU/BBL	5.796			(138,000 BTU/gal)*(42 gal/BBL)*(1 MMBTU/1,000,000 BTU)
4					
5		Diciembre 2021	Enero 2022	Febrero 2022	
6	Consumo Diésel (BBL)	273,962.66	151,801.68	152,637.21	Ref 1
7	Consumo Diésel (MMBTU)	1,587,887.58	879,842.54	884,685.27	L3*L6
8	Precio Diésel (\$/BBL)	\$ 102.4425	\$ 110.9867	\$ 121.2234	Ref 2, Celdas C6, E6 y G6
9					
10	Henry Hub (\$/MMBTU)	\$ 5.4470	\$ 4.0240	\$ 6.2650	Ref 2, Celdas C11, E11 y G11
11	Precio Gas Natural (\$/MMBTU)	\$ 14.7641	\$ 13.1276	\$ 15.7048	1.15*L10 +\$8.50
12	Precio Diésel (\$/MMBTU)	\$ 17.6747	\$ 19.1488	\$ 20.9150	L8/L3
13					
14	Costo Diferencial (\$/MMBTU)	\$ 2.9106	\$ 6.0212	\$ 5.2103	L12-L11
15	Costo Incremental (\$)	\$ 4,621,768.21	\$ 5,297,746.63	\$ 4,609,440.58	L7*L14
16					
17	Costo Incremental Total - diciembre 2021, enero y febrero 2022 (\$)	\$ 14,528,955.42			Suma Línea 15
18					
19	Costo Incremental Residual Costa Sur 5 y 6 - diciembre 2021, enero y febrero 2022				
20					
21	Nominación Trimestre (MMBTU)	17,195,000.00			Ref 3, Celda I5
22	Factor de Regresión	0.9637			Ref 3, Celda C16
23	Ajuste - Contrato Naturgy	15%			Ref 3, Celda C20
24					
25		Diciembre 2021	Enero 2022	Febrero 2022	
26	Nominación Mensual	5,731,666.67	5,731,666.67	5,731,666.67	L21/3
27	Consumo EcoEléctrica (MMBTU)	1,922,942.00	2,018,247.00	1,956,417.00	Ref 3, Celdas C8, D8 y E8
28	Consumo Costa Sur (MMBTU)	1,579,338.00	1,084,658.00	934,277.00	Ref 3, Celdas C10, D10 y E10
29					
30	Energía Gas Natural No Suplida (MMBTU)	2,229,386.67	2,628,761.67	2,840,972.67	L26-(L27+L28)
31					
32	Precio Combustible Residual (\$/MMBTU)	\$ 10.5865	\$ 13.5894	\$ 17.2412	Ref 3, Celdas C14, D14 y E14
33	Precio Combustible Residual Ajustado (\$/MMBTU)	\$ 1.5303	\$ 1.9644	\$ 2.4923	L22*L23*L32
34					
35	Penalidad estimada, según Contrato (\$)	\$ 3,411,698.10	\$ 5,163,979.53	\$ 7,080,563.52	L30*L33
36					
37	Penalidad Estimada Total - diciembre 2021, enero y febrero 2022 (\$)	\$ 15,656,241.15			Suma Línea 35
38					
39	Cantidad Total a diferir	\$ 30,185,196.56			L17+L37

Referencias

- Ref 1: "QUARTER RECONCILIATION FILE DEC2021-JAN-FEB-2022 REVISED 3-22-2022 - NEPR-MI-2020-0001.xlsx", Tabs 2021, 2022 FUEL COST&CONSUMPTION, Celdas C37
- Ref 2: Moción Informativa de 18 de marzo, "Anejo A - San Juan Estimado del Costo Incremental NFE (Dec. 21, Jan. 22 & Feb. 22) (1).xlsx", Tab "San Juan Combined Cycle Costs"
- Ref 3: Moción Informativa de 18 de marzo, "Anejo B - Archivo Estimado Penalidades Naturgy - Costa Sur.xlsx", Tab "Central Costa Sur"

