

**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 enero - marzo 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 al combustible, compra de energía, Contribución en Lugar de Impuestos ("CELI") y otros subsidios.<sup>1</sup> 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").<sup>2</sup>

El 30 de septiembre de 2021, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden ("Resolución de 30 de septiembre"), mediante la cual estableció los factores trimestrales para las Cláusulas FCA, PPCA y FOS a estar vigentes desde el 1 de octubre de 2021 al 31 de diciembre de 2021. Además, el Negociado de Energía ordenó a LUMA<sup>3</sup> presentar, en o antes de las 12:00 p.m. de 15 de diciembre de 2021, los factores propuestos para las cláusulas FCA, PPCA y FOS que entrarán en vigor el 1 de enero de 2022, incluyendo las reconciliaciones propuestas para los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021.

Como parte de la Resolución de 30 de septiembre, el Negociado de Energía determinó necesario diferir la cantidad de \$75,776,788.20 por concepto de compra de combustible incurridos por la Autoridad durante el periodo de junio, julio y agosto de 2021. Dicha cantidad corresponde al costo incremental de combustible por la utilización de unidades de respuesta rápida cuyo uso no estaba programado. El Negociado de Energía determinó realizar una evaluación minuciosa para determinar la causa principal de la limitación en la capacidad de generación durante dicho periodo, de manera que se pudiera atribuir responsabilidad a quien correspondiese y auscultar las posibles alternativas para evitar que los consumidores asumieran el costo incremental por concepto de consumo de combustible para el periodo de junio a agosto de 2021.

El 5 de octubre de 2021, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden ("Resolución de 5 de octubre"), mediante la cual calendarizó varias vistas públicas a celebrarse de manera virtual. De igual forma, el Negociado de Energía ordenó a la Autoridad y a LUMA comparecer

<sup>1</sup> 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").

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> LUMA Energy, LLC y LUMA Energy ServCo, LLC (conjuntamente, "LUMA").



a las referidas vistas. El Negociado de Energía ordenó además que los directivos, consultores y representantes de LUMA y de la Autoridad estuvieran preparados para discutir en detalle, entre otros, los siguientes asuntos:

- (i) Las causas de la situación crítica de disponibilidad de generación que ocasionó la desviación significativa del despacho económico proyectado previamente;
- (ii) Las medidas tomadas, si alguna, para tratar de evitar los relevos de carga experimentados en los días recientes; y
- (iii) El curso de acción o las medidas correctivas concretas tomadas o a tomar para tratar de prevenir o evitar que la situación de insuficiencia de generación disponible recurra.

Las referidas vistas se celebraron los días 18, 19 y 25 de octubre de 2021. El Negociado de Energía tuvo la oportunidad de escuchar los testimonios de los directivos, representantes y consultores de LUMA y de la Autoridad. Además, comparecieron ante el Negociado de Energía la Oficina Independiente de Protección al Consumidor ("OIPC"), el Representante del Consumidor ante la Junta de Gobierno de la Autoridad, Ing. Tomás Torres Placa, la Lcda. Ruth Santiago y representantes de CAMBIO-PR, Inc.

Durante la Vista Pública Virtual de 25 de octubre de 2021, el Director Ejecutivo de la Autoridad, Ing. Josué Colón, testificó que el Gobierno de Puerto Rico asignó la cantidad de \$76,000,000 a la Autoridad provenientes de fondos federales en virtud de la Ley ARPA.<sup>4</sup> Dicha cantidad tiene el fin de mitigar los efectos de la pandemia causada por el COVID-19 en Puerto Rico, incluyendo el impacto en los costos por compra de combustible para las unidades de la flota de generación de la Autoridad y para proveer mantenimiento a dicha flota.<sup>5</sup> Como resultado de lo anterior, el 26 de octubre de 2021, el Negociado de Energía determinó mantener inalterados los factores establecidos mediante Resolución de 30 de septiembre, para el periodo de 1 de noviembre de 2021 a 31 de diciembre de 2021.<sup>6</sup>

El 9 de diciembre de 2021, LUMA presentó ante el Negociado de Energía un escrito titulado *Urgent Request for Brief Extension of Time to Submit Quarterly Reconciliations and FCA, PPCA, and FOS Proposed Factors* ("Moción de 9 de diciembre"). Mediante la Moción de 9 de diciembre, LUMA solicitó una prórroga de un (1) día para presentar los factores propuestos para las Cláusulas FCA, PPCA y FOS y la reconciliación propuesta para las referidas cláusulas.

El 10 de diciembre de 2021, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden, mediante la cual concedió a LUMA hasta las 12:00 p.m. de 16 de diciembre de 2021 para presentar los factores propuestos para las Cláusulas FCA, PPCA y FOS y las reconciliaciones para los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021. Ese mismo día, la Autoridad presentó ante el Negociado de Energía un escrito titulado *Moción para Informar Depósito de \$76 Millones Provenientes de la Ley ARPA* ("Moción Informativa"). Mediante la Moción Informativa, la Autoridad notificó al Negociado de Energía que el Departamento de Hacienda de Puerto Rico transfirió a la Autoridad la cantidad de \$76,000,000, correspondiente a la asignación de fondos federales provenientes de la Ley ARPA.

El 10 de diciembre de 2021, LUMA presentó un escrito titulado *Motion in Compliance with Order on Potential Insurance Claims to Cover Incremental Costs due to Outages and Request for Confidential Treatment* ("Moción Informativa de 10 de diciembre"). Mediante la Moción Informativa de 10 de diciembre, LUMA proveyó su análisis preliminar sobre la potencial cobertura por parte de las aseguradoras de la Autoridad de ciertos costos asociados a los

<sup>4</sup> *The American Rescue Plan Act of 2021*, Pub. L. 117-2.

<sup>5</sup> Véase Moción para Presentar Documento: Ponencia del Director Ejecutivo en Vista Pública del Negociado de Energía de Puerto Rico el 25 de octubre de 2021, In Re: Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico. Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001, 25 de octubre de 2021.

<sup>6</sup> Resolución y Orden, In Re: Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico. Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001, 25 de octubre de 2021, p. 2.



eventos de relevo de carga experimentados desde junio de 2021. Por ser un análisis preliminar, LUMA solicitó trato confidencial para el mismo.

El 16 de diciembre de 2021, 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 16 de diciembre"). Mediante la Moción de 16 de diciembre, LUMA presentó la propuesta de reconciliación de las cláusulas FCA y PPCA correspondiente a los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021. Además, LUMA presentó los factores propuestos para dichas cláusulas y la cláusula FOS, a ser vigentes durante el periodo de 1 de enero de 2022 al 31 de marzo de 2022.

El 17 de diciembre de 2021, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden ("Orden de 17 de diciembre"), mediante la cual ordenó a LUMA presentar, en o antes de las 10:00 a.m. de 21 de diciembre, ciertos documentos y aclarar cierta información respecto a la Moción de 16 de diciembre. De igual forma, el Negociado de Energía ordenó a LUMA y a la Autoridad comparecer a una vista técnica virtual a celebrarse el 22 de diciembre de 2021 a las 10:00 a.m. El Negociado de Energía proveyó además hasta el 27 de diciembre de 2021 para que el público en general presente sus comentarios respecto a la propuesta de los factores de las cláusulas FCA, PPCA y FOS presentada por LUMA.

El 21 de diciembre de 2021, LUMA presentó un escrito titulado *Motion in Compliance with Resolution and Order of December 17, 2021* ("Moción de 21 de diciembre"). Mediante la Moción de 21 de diciembre, LUMA presentó los documentos requeridos por el Negociado de Energía y clarificó la información señalada en la Orden de 17 de diciembre. Ese mismo día, LUMA presentó un escrito titulado *Motion Submitting Supporting Data for Quarterly Reconciliations and Proposed Factors and Request for Confidential Treatment* ("Segunda Moción de 21 de diciembre"). Mediante la Segunda Moción de 21 de diciembre, LUMA presentó un archivo en formato Excel el cual contiene la información respecto al precio ponderado de combustible de la Autoridad al 31 de agosto de 2021.

El 21 de diciembre de 2021, la Autoridad presentó un documento titulado *Moción en Cumplimiento de Orden Notificada el 17 de septiembre de 2021* ("Moción Informativa de 21 de diciembre"). Mediante la Moción Informativa de 21 de diciembre, la Autoridad proveyó un estimado del costo incremental del uso de combustible diésel en las unidades San Juan 5 y 6, relativo al costo de utilizar gas natural, correspondiente a los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021. No obstante, la Autoridad no proveyó las hojas de trabajo utilizadas para desarrollar el referido informe.

La vista técnica virtual se celebró según programada. A la misma compareció el personal de LUMA y de la Autoridad que desarrolló la documentación presentada en la Moción Informativa de 10 de diciembre y en la Moción de 16 de diciembre. De igual forma, estuvo presente personal de la OIPC. Durante la vista técnica, el personal de LUMA y de la Autoridad contestaron preguntas de parte del Negociado de Energía y sus comisionados.

En la vista técnica, la Subdirectora de Operaciones de la Autoridad, Ing. Maricarmen Zapata informó al Negociado de Energía que la Autoridad no tenía objeción en que el Negociado de Energía utilizara el diferencial de \$233,211.80, equivalente a la resta de \$76,000,000 asignados de fondos ARPA y \$75,776,788.20 por concepto de compra de combustible diferido mediante la Resolución de 30 de septiembre, para mitigar cualquier efecto que pudiera tener la reconciliación de las cláusulas FCA y PPCA durante los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021.

Luego de discutir la información provista en la Moción Informativa de 21 de diciembre, el Negociado de Energía ordenó a la Autoridad presentar las hojas de trabajo y archivos en formato nativo utilizados para calcular el costo incremental del uso de combustible diésel en las unidades San Juan 5 y 6, relativo al costo si se hubiese utilizado gas natural, correspondiente a los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021.

De otra parte, durante la vista técnica, personal de LUMA informó al Negociado de Energía que corrigió el problema en el sistema de facturación que causó la no facturación de



\$8,252,146.71 por concepto de la Cláusula FCA y \$2,638,084.84 por concepto de la Cláusula PPCA durante los meses de junio, julio y agosto de 2021. A esos fines, LUMA informó que, de las referidas cantidades, facturó un total de \$7,999,156.84 por concepto de la Cláusula FCA y \$2,552,393.52 por concepto de la Cláusula PPCA durante los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021. Por consiguiente, según LUMA, solo resta por facturar \$252,989.87 y \$85,691.32 por concepto de las Cláusulas FCA y PPCA, respectivamente. LUMA expresó que espera facturar dichas cantidades durante el mes de diciembre de 2021, por lo que las mismas se reconciliarán durante el proceso de determinar los factores correspondientes al periodo de 1 de abril de 2022 a 30 de junio de 2022.

De otra parte, durante la vista técnica de 22 de diciembre LUMA indicó que, luego de un análisis preliminar de los eventos ocurridos en las unidades generatrices de la Autoridad durante el periodo de junio a noviembre de 2021 y de las disposiciones de las pólizas de seguros de la Autoridad, es poco probable que se puedan hacer reclamaciones que ayuden a mitigar las reconciliaciones de costos correspondientes al referido periodo. La Autoridad y LUMA deben presentar un informe final del referido análisis en o antes de 10 de enero de 2022.

El 22 de diciembre de 2021, notificada el 23 de diciembre de 2021, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden ("Orden de 23 de diciembre") mediante la cual ordenó a la Autoridad presentar, en o antes de 23 de diciembre de 2021, además de los documentos de apoyo respecto al cómputo del costo incremental del uso de combustible diésel en las unidades San Juan 5 y 6, relativo al costo de utilizar gas natural, correspondiente a los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021, el cómputo y documentos de apoyo para el estimado del costo incremental para los meses de junio, julio y agosto de 2021.

El 23 de diciembre de 2021, la Autoridad presentó un documento titulado *Moción en Cumplimiento Parcial de Segunda Orden Dictada el 22 de diciembre de 2021 y Solicitud de Breve Extensión de Término para Cumplir con Orden del 23 de diciembre de 2021* ("Moción de 23 de diciembre"). Mediante la Moción de 23 de diciembre, la Autoridad proveyó los documentos de apoyo para el cómputo del costo incremental de combustible en las unidades San Juan 5 y 6 correspondiente a los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021.

La Autoridad solicitó un término adicional hasta el 24 de diciembre de 2021 para presentar la información relacionada a los meses de junio, julio y agosto de 2021. De acuerdo con la Autoridad, el 23 de diciembre de 2021, parte del personal encargado de preparar los archivos estaría participando de una vista ante el Tribunal de Primera Instancia en el caso *AEE v. Puma*, por lo que era necesario la extensión del referido término. El 23 de diciembre de 2021 a las 9:19 p.m., la Autoridad presentó un documento titulado *Moción en Cumplimiento con Orden de Hoy 23 de diciembre de 2021* ("Segunda Moción de 23 de diciembre"). Mediante la Segunda Moción de 23 de diciembre, la Autoridad presentó la información y documentos relacionados con el estimado del costo incremental del uso de combustible diésel en las unidades San Juan 5 y 6, correspondiente a los meses de junio, julio y agosto de 2021. Por consiguiente, el Negociado de Energía DETERMINA que la Autoridad cumplió con la Orden de 23 de diciembre.

Finalmente, durante el proceso de comentarios públicos, el Negociado de Energía recibió un total de 12 comentarios escritos de parte de clientes residenciales de la Autoridad, así como de ciertos grupos de interés y productores independientes de energía.

## II. Determinación sobre la reconciliación de Compra de Combustible y Compra de Energía para el periodo de 1 de septiembre de 2021 a 30 de noviembre de 2021

### 1. Reconciliación de Compra de Combustible

#### a. Costo de Combustible 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 16 de diciembre, los costos reales por concepto de compra de combustible para el periodo de 1 de septiembre de 2021 a 30 de



noviembre de 2021 ascendieron a \$596,368,314.25.<sup>7</sup> Luego de revisar la metodología para el cómputo de los costos reales asociados a la compra de combustible y los documentos de apoyo presentados con relación a los referidos costos,<sup>8</sup> el Negociado de Energía **DETERMINA** que esta cantidad es razonable.

Es preciso señalar que el costo estimado por concepto de compra de combustible para los meses de septiembre, octubre y noviembre fue de \$142,170,914.81<sup>9</sup>, \$162,660,810.34<sup>10</sup> y \$154,632,303.62<sup>11</sup>, respectivamente, para un total de \$142,170,914.81 + \$162,660,810.34 + \$154,632,303.62 = \$459,646,028.77. Por lo tanto, los costos reales por concepto de compra de combustible para el periodo de 1 de septiembre de 2021 a 30 de noviembre de 2021 (i.e. \$596,368,314.25) 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 referido periodo.<sup>12</sup> De igual forma, ciertas unidades generatrices de la Autoridad, las cuales fueron modeladas como disponibles, estuvieron fuera de servicio por espacios de tiempo prolongados, lo que obligó a la Autoridad utilizar unidades generatrices que consumen combustible diésel, cuyo uso no estaba proyectado.<sup>13</sup> Finalmente, para los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021, gran parte de la generación de las unidades San Juan 5 y 6 se realizó con combustible diésel.<sup>14</sup> Sin embargo, las proyecciones de generación asumieron que estas unidades operarían con gas natural durante el referido periodo.<sup>15</sup> El resultado neto fue un incremento en los costos asociados a la compra de combustible, relativo al costo proyectado, igual a \$596,368,314.25 - \$459,646,028.77 = \$136,904,285.48.

<sup>7</sup> Moción de 16 de diciembre, Archivo "QUARTER RECONCILIATION FILE SEP-OCT-NOV 2021.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 (\$521,898,031.73) y el costo asociado a la compra de combustible utilizado en la Central EcoEléctrica (\$74,470,282.52), en virtud del nuevo contrato entre la Autoridad, EcoEléctrica L.P. y Naturgy Aprovevisionamientos, S.A., 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)).

<sup>8</sup> Véase en términos generales, Moción de 16 de diciembre, Archivo "QUARTER RECONCILIATION FILE SEP-OCT-NOV 2021.xlsx", Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Tabs "SEP-2021 FUEL COST&CONSUMPTION", "OCT-2021 FUEL COST&CONSUMPTION", "NOV-2021 FUEL COST&CONSUMPTION" y los tabs subsiguientes a "FUEL REPORTS".

<sup>9</sup> Resolución y Orden, In Re: Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001, 29 de junio de 2021, p. 26.

<sup>10</sup> 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, p. 26.

<sup>11</sup> *Id.*

<sup>12</sup> Moción de 16 de diciembre, Exhibit 1, *FCA - PPCA Variance Discussion, Reconciliation period from September to November 2021*, p. 9.

<sup>13</sup> *Id.*, p. 6.

<sup>14</sup> Moción de 16 de diciembre, Archivo "QUARTER RECONCILIATION FILE SEP-OCT-NOV 2021.xlsx", Tabs "SEP-2021 FUEL COST&CONSUMPTION", "OCT-2021 FUEL COST&CONSUMPTION", "NOV-2021 FUEL COST&CONSUMPTION", Celdas C37.

<sup>15</sup> *Motion Submitting Revised Spreadsheets in Support of FCA, PPCA and FSO Reconciliations and Proposed Factors and Request for Confidential Treatment*, Archivo "JULY-SEPTEMBER 2021 Factors\_v2 NEPR-MI-2020-0001.xlsx", Tab "Attachment 3", Celdas G64 y G73, 28 de junio de 2021, y *Motion in Compliance with Bench Orders Issued During Technical Conference of September 22, 2021, Request for Brief Extension of Time, Motion Submitting Revised English-Language Presentation, and Request for Confidential Treatment*, Archivo "OCTOBER-DECEMBER 2021 Factors\_v2.xlsx", Tab "Attachment 3", Celdas E64-F64 y E73-F73, 27 de septiembre de 2021 ("Moción de 27 de septiembre").



El Ajuste del Periodo Anterior para el periodo de 1 de septiembre de 2021 a 30 de noviembre de 2021 es igual a \$35,591,023.25.<sup>16</sup> Por lo tanto, para el periodo de 1 de septiembre de 2021 a 30 de noviembre de 2021, la Autoridad debía recuperar de sus clientes la cantidad de \$596,368,314.25 + \$35,591,023.25 = \$631,959,337.50, por concepto de compra de combustible.

*b. Reconciliación de los fondos federales provenientes de la Ley ARPA*

De acuerdo con la Moción Informativa, el Departamento de Hacienda de Puerto Rico transfirió a la Autoridad la cantidad de \$76,000,000, correspondiente a la asignación de fondos federales provenientes de la Ley ARPA. Estos fondos están destinados a cubrir la cantidad de \$75,776,788.20 por concepto de compra de combustible, diferida mediante la Resolución de 30 de septiembre. Dado que la cantidad asignada de \$76,000,000 es mayor a la cantidad diferida de \$75,776,788.20, el Negociado de Energía tiene el deber de establecer el destino del diferencial de \$76,000,000 - \$75,776,788.20 = \$233,211.80.

Según establecido anteriormente, durante la vista técnica de 22 de diciembre, la Autoridad expresó que no tenía objeción a que el Negociado de Energía utilice dicha cantidad como medida de mitigación respecto a la reconciliación de la cláusula FCA para los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021. Por lo tanto, en el ejercicio de los poderes y deberes conferidos mediante la Ley 57-2014<sup>17</sup> y la Ley 17-2019<sup>18</sup>, el Negociado de Energía **DETERMINA** que es prudente y razonable utilizar el referido diferencial de \$233,211.80 como medida para mitigar el efecto de la reconciliación de la Cláusula FCA para los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021. Por consiguiente, dicha cantidad debe reducirse de la cantidad de \$631,959,337.50, a ser recobrada de los clientes de la Autoridad por concepto de compra de combustible durante el referido periodo.

Debemos señalar que, según discutido anteriormente, durante la vista técnica de 22 de diciembre, personal de LUMA testificó que, luego de un análisis preliminar de los eventos ocurridos en las unidades generatrices de la Autoridad durante el periodo de junio a noviembre de 2021, así como de las disposiciones de las pólizas de seguros de la Autoridad, es poco probable que se puedan hacer reclamaciones que ayuden a mitigar las reconciliaciones de costos de combustible correspondientes al referido periodo.

Por consiguiente, en estos momentos no están disponibles mecanismos adicionales para mitigar el impacto de la reconciliación de costos por concepto de compra de combustible para los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021, asociados a los seguros de la

<sup>16</sup> Moción de 16 de diciembre, Archivo "QUARTER RECONCILIATION FILE SEP-OCT-NOV 2021.xlsx", Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda G23.

<sup>17</sup> Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico, según enmendada. A esos fines, la Sección 6.3(a) de la Ley 57-2014 establece que el Negociado de Energía tiene el deber de asegurar la cabal ejecución e implementación de la política pública sobre el servicio eléctrico en Puerto Rico. De igual forma, la Sección 6.3(a) de la Ley 57-2014 establece que el Negociado de Energía debe implementar "las acciones regulatorias necesarias para garantizar la capacidad, confiabilidad, seguridad, eficiencia y razonabilidad en tarifas del sistema eléctrico de Puerto Rico". De igual forma, la Sección 6.3(n) de la Ley 57-2014 establece que el Negociado de Energía tiene la facultad de modificar los cargos que cobren las compañías de servicio eléctrico o el Contratante de la red de transmisión y distribución en Puerto Rico por cualquier asunto directa o indirectamente relacionado con la prestación del servicio eléctrico. Además de los poderes enumerados en la Ley 57-2014, el Negociado de Energía tiene todos los poderes adicionales implícitos e incidentales que sean apropiados y necesarios para efectuar y llevar a cabo, desempeñar y ejercitar todos los poderes antes mencionados y para alcanzar los propósitos de esta Ley. Véase Sección 6.3(rr) de la Ley 57-2014.

<sup>18</sup> Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico. A esos fines, el Artículo 1.5(3)(a) de la Ley 17-2019 establece que el Negociado de Energía "será responsable de asegurar que los derechos, rentas, tarifas y cualquier otro tipo de cargo cobrados por una compañía de energía sean justos y razonables y consistentes con prácticas fiscales y operacionales acertadas que proporcionen un servicio confiable, al menor costo razonable". De igual forma, Artículo 1.5(3)(a) de la Ley 17-2019 establece que el Negociado de Energía "contará con amplios poderes y deberes, así como con los recursos financieros y técnicos y el personal capacitado necesario para asegurar el cumplimiento con la política pública energética, las disposiciones y mandatos de esta Ley, y para asegurar costos justos y razonables, asequibles, fácil de comprender y claramente comparables y transparentes mediante la fiscalización y revisión de las tarifas."

Autoridad. Según establecido en la vista técnica de 22 de diciembre, la Autoridad y LUMA deben presentar un informe final del referido análisis en o antes de 10 de enero de 2022.

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

Durante la vista técnica de 22 de diciembre, el Lcdo. Lionel Santa, Director de Asuntos Legales de la Autoridad, expresó que, de acuerdo con el contrato de suministro de gas natural para las unidades San Juan 5 y 6 entre la Autoridad y NFEnergía, LLC ("New Fortress")<sup>19</sup>, 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 incremental de la utilización de diésel en las referidas unidades. Más aún, la Autoridad expresó que han iniciado 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.

Durante la vista técnica de 22 de diciembre el Ing. Josué Colón, Director Ejecutivo de la Autoridad, declaró que la Autoridad ha experimentado una interrupción continua de suministro de gas desde mediados del mes de octubre de 2021, la cual debe culminar a finales de enero. Por esta razón, la reclamación a New Fortress todavía está en proceso.

Dada la incertidumbre respecto a la reclamación a New Fortress con relación al costo incremental por el uso de combustible diésel en las unidades San Juan 5 y 6 desde junio de 2021, el Negociado de Energía **DETERMINA** que es prudente, en estos momentos, diferir el estimado del referido costo incremental hasta tanto la Autoridad culmine el proceso de reclamación a New Fortress.

MI  
ASD  
Mediante la Segunda Moción de 23 de diciembre, la Autoridad presentó la información y documentos relacionados con el estimado del costo incremental del uso de combustible diésel en las unidades San Juan 5 y 6, correspondiente a los meses de junio, julio y agosto de 2021. De otra parte, a través de la Moción de 23 de diciembre, la Autoridad presentó la misma información respecto a los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021.

Jm  
JA  
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 BTU<sup>20</sup> ("MMBTU"). Luego, la Autoridad calculó el precio del gas natural y del diésel (en unidades de \$/MMBTU) 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 precio asociado al consumo de diésel es la diferencia entre el precio del diésel y el precio del gas natural, ambos expresados en dólares por millón de BTU (\$/MMBTU). El costo incremental es el producto del diferencial de precio y el consumo de diésel en MMBTU.

o  
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 junio a noviembre de 2021, el Negociado de Energía **DETERMINA** que la misma es precisa y razonable. No obstante lo anterior, el consumo de diésel reportado por la Autoridad a través de las Mociones de 23 de diciembre respecto a las unidades San Juan 5 y 6 para los meses de junio a noviembre de 2021, **no es consistente** con los reportes de consumo presentados en el proceso de reconciliación de los factores trimestrales, correspondientes a los referidos meses.<sup>21</sup>

<sup>19</sup> Fuel Sale and Purchase Agreement, NF Energy LLC y la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, 5 de marzo de 2019.

<sup>20</sup> British Thermal Units.

<sup>21</sup> Véase Moción de 27 de septiembre, Archivo "QUARTER RECONCILIATION FILE JUN-JUL-AUG 2021 (1).xlsx" Tabs "JUN-2021 FUEL COST&CONSUMPTION", "JUL-2021 FUEL COST&CONSUMPTION", "AUG-2021 FUEL COST&CONSUMPTION", Celdas C37 y Moción de 16 de diciembre, Archivo "QUARTER RECONCILIATION FILE SEP-OCT-NOV 2021.xlsx", Tabs "SEP-2021 FUEL COST&CONSUMPTION", "OCT-2021 FUEL COST&CONSUMPTION", "NOV-2021 FUEL COST&CONSUMPTION", Celdas C37.



Por consiguiente, a los fines de ser consistente en el análisis y proceso de reconciliación, el Negociado de Energía aplicó la metodología presentada por la Autoridad a los consumos de diésel para las unidades San Juan 5 y 6 durante el periodo de junio a noviembre de 2021, según reportados en los archivos "QUARTER RECONCILIATION FILE JUN-JUL-AUG 2021 (1).xlsx" y "QUARTER RECONCILIATION FILE SEP-OCT-NOV 2021.xlsx" presentados junto a la Moción de 27 de septiembre y la Moción de 16 de diciembre, respectivamente.

Según surge del Anejo 3 de esta Resolución y Orden, el costo incremental estimado respecto al consumo de diésel en las unidades San Juan 5 y 6 durante el periodo de junio, julio y agosto de 2021 es igual a \$2,773,647.53. De igual forma, el costo incremental estimado respecto al consumo de diésel en las unidades San Juan 5 y 6 durante el periodo de septiembre, octubre y noviembre de 2021 es igual a \$11,285,273.51.

Por consiguiente, el Negociado de Energía **DETERMINA** diferir la cantidad de \$2,773,647.54 + \$11,285,273.51 = \$14,058,921.05 por concepto de costo incremental relacionado al consumo de diésel en las unidades San Juan 5 y 6 durante el periodo de junio a noviembre de 2021. Por consiguiente, dicha cantidad debe reducirse de la cantidad de \$631,959,337.50, a ser recobrada de los clientes de la Autoridad por concepto de compra de combustible durante el periodo de septiembre, octubre y noviembre de 2021.

*d. Costos netos recuperables a través de la Cláusula FCA durante el periodo de septiembre, octubre y noviembre de 2021*

Según establecido anteriormente, para el periodo de 1 de septiembre de 2021 a 30 de noviembre de 2021, la Autoridad debía recuperar de sus clientes la cantidad de \$631,959,337.50, por concepto de compra de combustible. No obstante, el Negociado de Energía determinó reducir de esta cantidad el diferencial de \$233,211.80 proveniente de los fondos federales ARPA.

De igual forma, el Negociado de Energía determinó diferir la cantidad de \$14,058,921.05 por concepto de costo incremental estimado relacionado al consumo de diésel en las unidades San Juan 5 y 6 durante el periodo de junio a noviembre de 2021. Por consiguiente, los costos recuperables respecto a la compra de combustible durante el periodo de septiembre, octubre y noviembre de 2021 es igual a \$631,959,337.50 - \$233,211.80 - \$14,058,921.05 = \$617,677,204.65.

*e. Ingreso de la Autoridad por concepto de la Cláusula FCA durante el periodo de septiembre, octubre y noviembre de 2021 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 septiembre de 2021 a 30 de noviembre de 2021, fue \$486,622,494.43.<sup>22</sup> No obstante, según expresado por LUMA durante la vista técnica de 22 de diciembre, ésta facturó un total de \$7,999,156.84 por concepto de la Cláusula FCA durante los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021. Esto representa casi la totalidad de la cantidad de \$8,252,146.71<sup>23</sup>, correspondiente a los meses de junio, julio y agosto de 2021, la cual fue diferida mediante la Resolución de 30 de septiembre debido al desfase en el sistema de facturación de LUMA durante estos meses.

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 \$7,999,156.84<sup>24</sup> de los ingresos por concepto de la Cláusula FCA

<sup>22</sup> Moción de 16 de diciembre, Archivo "QUARTER RECONCILIATION FILE SEP-OCT-NOV 2021.xlsx", Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda G27.

<sup>23</sup> Moción de 16 de diciembre, Archivo "FCA and PPCA Not Billed Reconciliation.xlsx", Tab "Reconciliation", Suma de las Celda C8.

<sup>24</sup> *Id.*, Suma de las Celdas I8, G8 y E8.

correspondiente a los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021. Por lo tanto, para propósitos de la reconciliación de la Cláusula FCA para los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021, la Autoridad tuvo ingresos por la cantidad de \$486,622,494.43 - \$7,999,156.84 = \$478,623,337.59.

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

Los ingresos obtenidos por la Autoridad por concepto de la cláusula FCA fueron menores que los costos recuperables durante el periodo de septiembre, octubre y noviembre de 2021. 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 \$617,677,204.65 - \$478,623,337.59 = \$139,053,867.06 como reconciliación de costos por concepto de compra de combustible para el periodo de 1 de septiembre de 2021 a 30 de noviembre de 2021.

*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 16 de diciembre, los costos por concepto de compra de energía para el periodo de 1 de septiembre de 2021 a 30 de noviembre de 2021 ascendieron a \$134,755,871.34.<sup>25</sup> 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,<sup>26</sup> el Negociado de Energía **DETERMINA** que esta cantidad es razonable.

El Ajuste del Periodo Anterior para el periodo de 1 de septiembre de 2021 a 30 de noviembre de 2021 es igual a -(\$4,268,814.09).<sup>27</sup> Por lo tanto, para el periodo de 1 de septiembre de 2021 a 30 de noviembre de 2021, la Autoridad debía recuperar de sus clientes la cantidad de \$134,755,871.34 - \$4,268,814.09 = \$130,487,057.26, por concepto de compra de energía.

*b. Ingreso de la Autoridad por concepto de la Cláusula PPCA durante el periodo de septiembre, octubre y noviembre de 2021 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 septiembre de 2021 a 30 de noviembre de 2021, fue \$131,193,034.51.<sup>28</sup> No obstante, según expresado por LUMA durante la vista técnica de 22 de diciembre, ésta facturó un total de \$2,552,393.52 por concepto de la Cláusula PPCA durante los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021. Esto representa casi la totalidad de la cantidad de \$2,638,084.84<sup>29</sup>, correspondiente a los meses de junio, julio y agosto de 2021, la cual fue diferida mediante la Resolución de 30 de septiembre debido al desfase en el sistema de facturación de LUMA durante estos meses.

<sup>25</sup> Moción de 16 de diciembre, Archivo "QUARTER RECONCILIATION FILE SEP-OCT-NOV 2021.xlsx", Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda O24.

<sup>26</sup> Véase en términos generales, Moción de 16 de diciembre, Archivo "QUARTER RECONCILIATION FILE SEP-OCT-NOV 2021.xlsx", Tab "PURCHASED POWER SUMMARY" y los tabs subsiguientes a "PURCHASED POWER REPORTS".

<sup>27</sup> Moción de 16 de diciembre, Archivo "QUARTER RECONCILIATION FILE SEP-OCT-NOV 2021.xlsx", Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda N27.

<sup>28</sup> *Id.*, Celda N31.

<sup>29</sup> Moción de 16 de diciembre, Archivo "FCA and PPCA Not Billed Reconciliation.xlsx", Tab "Reconciliation", Suma de las Celda D8.



Luego de revisar la metodología implementada por LUMA para realizar la referida facturación respecto a la Cláusula PPCA, 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 \$2,552,393.52<sup>30</sup> de los ingresos por concepto de la Cláusula PPCA correspondiente a los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021. Por lo tanto, para propósitos de la reconciliación de la Cláusula PPCA para los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021, la Autoridad tuvo ingresos por la cantidad de \$131,193,034.51 - \$2,552,393.52 = \$128,640,640.99.

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

Los ingresos obtenidos por la Autoridad por concepto de la cláusula PPCA fueron menores que los costos recuperables durante el periodo de septiembre, octubre y noviembre de 2021. 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 \$130,487,057.26 - \$128,640,640.99 = \$1,846,416.27, como reconciliación de costos por concepto de compra de energía para el periodo de 1 de septiembre de 2021 a 30 de noviembre de 2021.

**III. Determinación de factores trimestrales para el periodo de 1 de enero de 2022 a 31 de marzo 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 de las unidades generatrices, incluyendo los productores de energía renovable a gran escala, para el periodo de 1 de enero a 31 de marzo 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 16 de diciembre.<sup>31</sup> Es preciso señalar que, durante la vista técnica de 22 de diciembre, personal de LUMA indicó que realizó ajustes a los factores de no-disponibilidad de ciertas unidades de la Autoridad utilizados en la simulación de *PROMOD*, a los fines de atemperarlos a la situación actual de dichas unidades.

El Negociado de Energía **DETERMINA** que el modelo utilizado por LUMA para calcular los costos estimados de compra de combustible y compra de energía durante el periodo de 1 de enero a 31 de marzo 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 precio de combustible que LUMA utilizó como entrada en la referida simulación es consistente con los precios proyectados del mercado.<sup>32</sup>

Finalmente, el Negociado de Energía **DETERMINA** que la generación y ventas proyectadas para los meses de enero, febrero y marzo de 2022 es razonable.<sup>33</sup> 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.

<sup>30</sup> *Id.*, Suma de las Celdas I8, G8 y E8.

<sup>31</sup> Moción de 16 de diciembre, Archivo "JANUARY - MARCH 2022 Factors.xlsx", Tab "Attachment 3".

<sup>32</sup> Véase *id.*

<sup>33</sup> Moción de 16 de diciembre, "Load Estimation Q3 FY2022.xlsx", Tab "By class", Celdas I9, J9 y K9.



## 1. FCA

El costo estimado de compra de combustible para los meses de enero, febrero y marzo de 2022 es \$144,800,385.03, \$133,684,828.23 y \$132,871,411.99, respectivamente.<sup>34</sup> Por lo tanto, el costo total estimado de compra de combustible para el periodo de 1 de enero de 2022 a 31 de marzo de 2022 es  $\$144,800,385.03 + \$133,684,828.23 + \$132,871,411.99 = \$411,356,625.25$ .

Según discutido en la Parte II.1.f 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 septiembre de 2021 a 30 de noviembre de 2021 es igual a \$139,053,867.06. Por lo tanto, la cantidad total estimada a ser recuperada por la cláusula FCA durante el periodo de 1 de enero de 2022 a 31 de marzo de 2022, es igual a  $\$411,356,625.25 + \$139,053,867.06 = \$550,410,492.31$ .

El estimado de ventas, en kWh, para los meses de enero, febrero y marzo de 2022 es 1,248,513,257, 1,138,414,266 y 1,348,315,563, respectivamente.<sup>35</sup> Por lo tanto, el estimado total de ventas, en kWh, para este periodo es igual a  $1,248,513,257 + 1,138,414,266 + 1,348,315,563 = 3,735,243,086$ .

El factor de la cláusula FCA se calcula dividiendo la cantidad total estimada a ser recuperada, \$550,410,492.31, por el estimado total de ventas, en kWh, 3,735,243,086. Por consiguiente, el factor de la cláusula FCA a entrar en vigor durante el periodo de 1 de enero de 2022 a 31 de marzo de 2022 es igual a  $\$550,410,492.31 / 3,735,243,086 \text{ kWh} = \$0.147356/\text{kWh}$ . Por lo tanto, el Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA implementar un factor de la cláusula FCA igual a \$0.147356/kWh para el periodo de 1 de enero de 2022 a 31 de marzo de 2022.

## 2. PPCA

El costo estimado de compra de energía para los meses de enero, febrero y marzo de 2022 es \$44,334,840.15, 41,869,664.66 y \$47,170,900.50, respectivamente.<sup>36</sup> Por lo tanto, el costo total estimado de compra de energía para el periodo de 1 de enero de 2022 a 31 de marzo de 2022 es  $\$44,334,840.15 + 41,869,664.66 + \$47,170,900.50 = \$133,375,405.31$ .

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 1 de septiembre de 2021 a 30 de noviembre de 2021 es igual a \$1,846,416.27. Por lo tanto, la cantidad total estimada a ser recuperada por la cláusula PPCA durante el periodo de 1 de enero de 2022 a 31 de marzo de 2022, es igual a  $\$133,375,405.31 + \$1,846,416.27 = \$135,221,821.58$ .

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 3,735,243,086.

El factor de la cláusula PPCA se calcula dividiendo la cantidad total estimada a ser recuperada, \$135,221,821.58, por el estimado total de ventas, en kWh, 3,735,243,086. Por consiguiente, el factor de la cláusula PPCA a entrar en vigor durante el periodo de 1 de enero de 2022 a 31 de marzo de 2022 es  $\$135,221,821.58 / 3,735,243,086 \text{ kWh} = \$0.036202/\text{kWh}$ . Por lo tanto, el Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA implementar un factor de la cláusula PPCA igual a \$0.036202/kWh para el periodo de 1 de enero de 2022 a 31 de marzo de 2022.

<sup>34</sup> Moción de 16 de diciembre, "JANUARY - MARCH 2022 Factors.xlsx", Tab "Attachment 1", Líneas 3 - 5.

<sup>35</sup> Moción de 16 de diciembre, "Load Estimation Q3 FY2022.xlsx", Tab "By class", Celdas I9, J9 y K9.

<sup>36</sup> Moción de 16 de diciembre, "JANUARY - MARCH 2022 Factors.xlsx", Tab "Attachment 2", Líneas 3 - 5.



### 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.<sup>37</sup> 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 16 de diciembre, el número total de barriles equivalentes proyectados para el periodo de 1 de enero de 2022 a 31 de marzo de 2021 es 5,420,009.<sup>38</sup> 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 1,375,726, 300,833 y 1,092,601, respectivamente,<sup>39</sup> para un total de 1,375,726 + 300,833 + 1,092,601 = 2,769,160 barriles equivalentes.

Por consiguiente, el número estimado de barriles, excluyendo el gas natural, para el periodo de 1 de enero de 2022 a 31 de marzo de 2022 es 5,420,009 - 2,769,160 = 2,650,849. 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 3,735,243,086.

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

$$FOS\ rider = \frac{-\$30/BBL \times 2,650,849\ BBL}{3,735,243,086\ kWh}$$

$$FOS\ rider = -\$0.021291/kWh$$

El Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA implementar un factor de la Cláusula FOS igual a -\$0.021291/kWh, para el periodo de 1 de enero de 2022 a 31 de marzo de 2022.

### 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 de 1 de enero de 2022.

Cláusula de Ajuste	Factor (\$/kWh)	Fechas de Efectividad
FCA	0.147356	1 de enero de 2022 - 31 de marzo de 2022
PPCA	0.036202	1 de enero de 2022 - 31 de marzo de 2022
FOS	-0.021291	1 de enero de 2022 - 31 de marzo de 2022

Estos factores estarán vigentes durante el periodo de 1 de enero de 2022 a 31 de marzo 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. Los Anejos también 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 de 1 de octubre de 2021 a 31 de diciembre de 2021.

<sup>37</sup> Véase Libro de Tarifas de la Autoridad.

<sup>38</sup> Moción de 16 de diciembre, "JANUARY - MARCH 2022 Factors.xlsx", Tab "Attachment 3", Línea 80.

<sup>39</sup> *Id.*, Líneas 11, 65 y 72, respectivamente.



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

Cláusula de Ajuste	Factor Vigente (\$/kWh)	Factor Aprobado (\$/kWh)	Diferencia (\$/kWh)
FCA	0.118065	0.147356	0.029291
PPCA	0.028785	0.036202	0.007417
<b>Total</b>	<b>0.146850</b>	<b>0.183558</b>	<b>0.036708</b>

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

Tarifa	Consumo (kWh)	octubre 2021 - diciembre 2021		enero 2022 - marzo 2022		Diferencia		
		Factura (\$)	\$/kWh	Factura (\$)	\$/kWh	Factura (\$)	\$/kWh	%
GRS Residencial	800	\$174.66	0.2183	\$204.02	0.2550	\$29.36	0.0367	16.8%

**V. Proceso de comentarios públicos**

**1. Comentarios Recibidos**

El Negociado de Energía recibió un total de 12 comentarios de clientes residenciales de la Autoridad, así como de ciertos grupos de interés y productores independientes de energía, referentes a la petición de LUMA. En términos generales, los clientes residenciales presentaron comentarios en oposición a la petición de LUMA de modificar los factores de las Cláusulas FCA y PPCA para los meses de enero, febrero y marzo de 2022.

De otra parte, la entidad CAMBIO se expresó en cuanto a tres puntos asociados a la petición de LUMA. En primer lugar, CAMBIO expresó que, durante el anterior proceso de reconciliación, solicitó al Negociado de Energía investigar las causas principales de ciertas averías en el sistema eléctrico ocurridas desde junio de 2021. Aunque está conforme con la investigación iniciada por el Negociado de Energía en el Caso Núm. NEPR-IN-2021-0003, CAMBIO expresó que la mayor parte de la información provista en dicha investigación se ha presentado de manera confidencial, por lo que el público aún no tiene acceso a ella. A esos fines, CAMBIO urgió al Negociado de Energía culminar la referida investigación y reiteró su postura respecto a que los clientes de la Autoridad no deben pagar los costos resultantes de la negligencia o imprudencia de LUMA.

En segundo lugar, CAMBIO solicitó al Negociado de Energía continuar monitoreando la situación entre New Fortress y la Autoridad respecto al suministro de gas natural a las unidades San Juan 5 y 6. A esos fines, CAMBIO sugirió al Negociado de Energía asegurar que la Autoridad emplee todas las medidas legales disponibles a los fines de hacer cumplir el contrato de New Fortress de forma tal que los clientes de la Autoridad no tengan que pagar los costos asociados a la falta de suministro de gas natural de parte de New Fortress. CAMBIO también urgió al Negociado de Energía reconsiderar la aprobación del referido contrato.

En tercer lugar, CAMBIO expresó que los recientes aumentos experimentados en el pasado año apuntan a la urgente necesidad de hacer una transición del sistema eléctrico a uno que no dependa de los combustibles fósiles. A esos fines, CAMBIO reiteró su postura de utilizar los más de \$14,000 millones asignados por la Agencia Federal para el Manejo de Emergencias al sistema eléctrico, para la instalación de sistemas solares en los techos de las residencias a los fines de crear un sistema descentralizado y resiliente.



El Negociado de Energía también recibió varios comentarios escritos por parte del Grupo Windmar ("Windmar") a través de su presidente, el Sr. Víctor González. El 19 de diciembre de 2021, Windmar presentó sus comentarios iniciales. Estos comentarios se concentraban en la manera en que la información relacionada a los costos asociados a la generación de energía por parte de la Autoridad y los productores independientes, incluyendo los productores a base de energía renovable, se presenta como parte del proceso de reconciliación trimestral. Windmar recomendó utilizar una versión unificada de dicha información, organizados según una estructura propuesta que, de acuerdo con Windmar, es más sencilla y ayudaría al público en general entender los costos asociados a la generación.

El 24 de diciembre de 2021, Windmar presentó comentarios adicionales respecto a la petición de LUMA. Junto a sus comentarios, Windmar incluyó un artículo del diario digital Bloomberg y copia de una presentación de New Fortress a sus inversores de noviembre de 2021. Mediante los comentarios de 24 de diciembre de 2021, Windmar reiteró su postura de presentar los costos de generación de manera propuesta, incluyendo una columna con los costos de generación expresados en \$/kWh, y "que se separe el costo de los NEO y de los RECs, que se distinga entre los pagos a AES y Ecoeléctrica entre el pago en kWh por energía y el pago en KWH [sic] por capacidad."

## 2. Análisis de los Comentarios

### a. Comentarios de los clientes residenciales de la Autoridad

MI  
ASD  
Lmr  
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 exactamente 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.

700  
Cabe señalar que las cláusulas de ajuste por compra de combustible y por compra de energía representan aproximadamente el sesenta por ciento (60%) de la tarifa de los clientes de la Autoridad. La cláusula de compra de combustible representa aproximadamente el ochenta por ciento (80%) de esa cantidad, o sea, casi el cuarenta y ocho por ciento (48%) de la tarifa.

Por consiguiente, los cargos por servicio facturados a los clientes de la Autoridad dependen en gran medida 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.

Ahora bien, 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. Peor aún, de no tener la oportunidad de recuperar sus costos, la Autoridad podría entrar en un estado de insolvencia en donde no cuente con los recursos económicos suficientes para adquirir el combustible que utilizan sus generatrices para producir electricidad.

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 septiembre de 2021 a 30 de noviembre de 2021, 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 enero de 2022 a 31 de marzo 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.<sup>40</sup> 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.

*b. Comentarios de CAMBIO*

La Sección 15.10 del Reglamento 8543<sup>41</sup> establece que el expediente de toda investigación será confidencial mientras la investigación se encuentre en proceso. No obstante, el expediente estará disponible al público en general una vez concluya la investigación. Sin embargo, no se hará pública aquella información que el Negociado de Energía determine se deba mantener como confidencial, de acuerdo con las órdenes y reglamentos aplicables. Ese es el caso, por ejemplo, de la información de infraestructura eléctrica crítica.

CAMBIO señala la falta de acceso a la información contenida en el expediente del caso In Re: Evento de Interrupción de la Línea de Transmisión 38900 Ocurrido de 22 de agosto de 2021, Caso Núm. NEPR-IN-2021-0003. Según las disposiciones de la Sección 15.10 del Reglamento 8543 dicha información debe mantenerse confidencial hasta tanto el Negociado de Energía culmine la investigación. Debemos puntualizar que el Negociado de Energía concluirá próximamente dicha investigación, por lo que, aquella información que no sea declarada como confidencial de acuerdo con las órdenes y reglamentos del Negociado de Energía, será publicada y estará disponible para su revisión por parte de cualquier persona interesada. Esto último de acuerdo con las disposiciones de la referida Sección 15.10.

Respecto al comentario relacionado a la situación de falta de suministro de gas por parte de New Fortress a las unidades San Juan 5 y 6, debemos destacar que, mediante la presente Resolución y Orden, el Negociado de Energía determinó diferir la cantidad de \$14,058,921.05 por concepto de costo incremental estimado relacionado al consumo de diésel en las unidades San Juan 5 y 6 durante el periodo de junio a noviembre de 2021. De igual forma, como se expresa más adelante, el Negociado de Energía ordenó a la Autoridad proveer reportes periódicos respecto a la referida situación a los fines de garantizar que la Autoridad haga valer las disposiciones del contrato de suministro de gas en las unidades San Juan 5 y 6, de manera que sus clientes no tengan que asumir costos incrementales por consumo de diésel que no les corresponde.

Finalmente, el Negociado de Energía coincide con CAMBIO en que urge la transición a fuentes de energía renovable de forma que los clientes de la Autoridad no estén expuestos a las fluctuaciones de costos relacionados a la adquisición de combustible. Ese precisamente es el mandato de la Ley 17-2019. No obstante, es importante destacar que el presente proceso de reconciliación versa sobre la reconciliación de los costos incurridos en la compra de combustible y compra de energía para el periodo de septiembre, octubre y noviembre de 2021, así como la proyección de estos costos para el periodo de enero, febrero y marzo de 2022.

El Negociado de Energía ha iniciado varios procesos para asegurar la transformación del sistema eléctrico de acuerdo con los mandatos de la Ley 17-2019, la Ley 57-2014, así como otras leyes relacionadas. Entre estos procesos se encuentran In Re: Implementación del Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0012; In Re: Optimization Proceeding of Minigríd Transmission and Distribution

<sup>40</sup> Véase en términos generales, Resolución Final y Orden de 10 de enero de 2017, Resolución Final de 6 de marzo de 2017 y Resolución y Orden de 31 de mayo de 2017, In Re: Revisión de Tarifas de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001.

<sup>41</sup> Reglamento de Procedimientos Adjudicativos, Avisos de Incumplimiento, Revisión de Tarifas e Investigaciones, 18 de diciembre de 2014 ("Reglamento 8543").



Investments, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0016; In Re: Review of the Puerto Rico Electric Power Authority's 10-Year Infrastructure Plan – December 2020, NEPR-MI-2021-0002; e In Re: Despliegue de Infraestructura de Cargadores para Vehículos Eléctricos, NEPR-MI-2021-0013. El Negociado de Energía exhorta a CAMBIO continuar participando y contribuyendo en dichos procesos en la manera establecida en cada uno de ellos.

*c. Comentarios de Windmar*

Agradecemos los comentarios de Windmar respecto a la presentación de la información relacionada a los costos de generación asociados a las generatrices de la Autoridad y los productores independientes de energía. El Negociado de Energía evaluará las recomendaciones y emitirá las determinaciones que entienda necesarias.

Debemos señalar que, gran parte de la información y formato recomendado por Windmar ya se encuentra en los archivos que periódicamente presenta LUMA como parte de este proceso. Sin embargo, el Negociado de Energía reconoce que podrían existir maneras más simples de presentar dicha información de forma que la misma sea más accesible y fácil de entender por el público en general. Por lo tanto, el Negociado de Energía da la bienvenida a toda aportación que esté dirigida a optimizar el proceso de reconciliación.

## VI. Conclusión

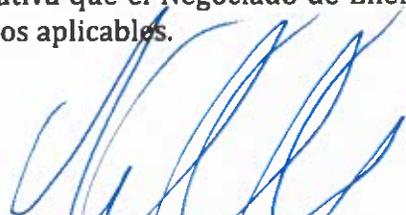
El Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA implementar los factores de las cláusulas de ajuste, según detallados en la Parte IV de la presente Resolución y Orden.

El Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA presentar, en o antes de las 12:00 p.m. de 15 de marzo de 2022, los factores propuestos para las cláusulas FCA, PPCA y FOS que entrarán 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.

El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a, en o antes de 15 de febrero de 2022, presentar ante el Negociado de Energía un informe detallado de los resultados de las acciones tomadas relacionadas con el contrato entre la Autoridad y New Fortress Energy para el suministro de gas natural en las unidades San Juan 5 y 6.

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 30 de diciembre de 2021. Certifico, además, que el 30 de diciembre de 2021 una copia de esta Resolución y Orden fue notificada por correo electrónico a [margarita.mercado@us.dlapiper.com](mailto:margarita.mercado@us.dlapiper.com), [jmarrero@diazvaz.law](mailto:jmarrero@diazvaz.law); [kbolanos@diazvaz.law](mailto:kbolanos@diazvaz.law); [hrivera@jrsp.pr.gov](mailto: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, 30 de diciembre de 2021.



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 enero 2022 a marzo 2022**

Línea N°	Ítem	Cantidad	Referencia
1	<b>Factor de Ajuste de Compra de Combustible (FCA) para enero 2022 a marzo 2022</b>		
2			
3	Costo Total Estimado de Combustible para enero 2022	\$ 144,800,385.03	Ref 1, Tab "Attachment 3", Celda E87
4	Costo Total Estimado de Combustible para febrero 2022	\$ 133,684,828.23	Ref 1, Tab "Attachment 3", Celda F87
5	Costo Total Estimado de Combustible para marzo 2022	\$ 132,871,411.99	Ref 1, Tab "Attachment 3", Celda G87
6			
7	Reconciliación de Combustible para el Periodo Anterior septiembre 2021	\$ 36,898,050.32	Ref 2, Tab "Grand Summary", Celda D31
8	Reconciliación de Combustible para el Periodo Anterior octubre 2021	\$ 52,312,228.40	Ref 2, Tab "Grand Summary", Celda E31
9	Reconciliación de Combustible para el Periodo Anterior noviembre 2021	\$ 56,126,564.35	Ref 2, Tab "Grand Summary", Celda F31
10			
11	Reconciliación Fondos Ley ARPA	\$ 223,211.80	Anejo 3, L6
12	Costo Incremental Combustible San Juan 5 y 6, junio, julio y agosto	\$ 2,773,647.53	Anejo 3, L24
13	Costo Incremental Combustible San Juan 5 y 6, septiembre, octubre y noviembre	\$ 11,285,273.51	Anejo 3, L39
14	Ingresos Facturados por Consumo No Facturado durante junio, julio y agosto 2021	\$ 7,999,156.84	Ref 1, Tab "Attachment 7", Celda I18
15			
16	Estimado de ventas de kWh al detal para enero 2022	1,248,513,257	Ref 3, Tab "By class", Celda I9*10^6
17	Estimado de ventas de kWh al detal para febrero 2022	1,138,414,266	Ref 3, Tab "By class", Celda J9*10^6
18	Estimado de ventas de kWh al detal para marzo 2022	1,348,315,563	Ref 3, Tab "By class", Celda K9*10^6
19			
20	Costo Total Estimado de Combustible	\$ 411,356,625.25	L3+L4+L5
21	Reconciliación para el Periodo Anterior	\$ 139,053,867.06	(L7+L8+L9+L14) - (L11+L12+L13)
22	Estimado de ventas de kWh al detal aplicables	3,735,243,086	L16+L17+L18
23			
24	<b>Factor Cláusula FCA para enero 2022 a marzo 2022 (\$/kWh)</b>	\$ 0.147356	(L20+L21)/L22
25			
26	Estimated Total Barrels of Oil for Fuel Oil Subsidy Factor	\$ 2,650,849	Ref 1, Tab "Attachment 3", L80-(L11+L65+L72)
27	<b>Factor de Subsidio de Combustible para \$30/barril (\$/kWh)</b>	\$ 0.021291	-(30*L26)/L22



**Anejo 2**  
**Negociado de Energía de Puerto Rico**  
**Factor de Cláusula de Ajuste por Compra de Energía**  
**Para los Meses de enero 2022 a marzo 2022**

Línea Núm	Ítem	Cantidad	Referencia
1	<b>Factor de Ajuste de Compra de Energía (PPCA) para enero 2022 a marzo 2022</b>		
2			
3	Costo Total Estimado de Compra de Energía para enero 2022	\$ 44,334,840.15	Ref 1, Tab "Attachment 3", Celda E101+ Celda E113
4	Costo Total Estimado de Compra de Energía para febrero 2022	\$ 41,869,664.66	Ref 1, Tab "Attachment 3", Celda F101+ Celda F113
5	Costo Total Estimado de Compra de Energía para marzo 2022	\$ 47,170,900.50	Ref 1, Tab "Attachment 3", Celda G101+ Celda G113
6			
7	Reconciliación de Compra de Energía para el Periodo Anterior septiembre 2021	\$ (7,022,335.69)	Ref 2, Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda N64
8	Reconciliación de Compra de Energía para el Periodo Anterior octubre 2021	\$ 3,047,817.26	Ref 2, Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda N93
9	Reconciliación de Compra de Energía para el Periodo Anterior noviembre 2021	\$ 3,268,541.18	Ref 2, Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda N122
10			
11	Ingresos Facturados por Consumo No Facturado durante junio, julio y agosto 2021	\$ 2,552,393.52	Ref 1, Tab "Attachment 7", Celda J18
12			
13	Costo Total Estimado de Compra de Energía	\$ 133,375,405.31	L3+L4+L5
14	Reconciliación para el Periodo Anterior	\$ 1,846,416.26	(L7+L8+L9)+L11
15	Estimado de ventas de kWh al detal aplicables	3,735,243,086.14	Anejo 1, L22
16			
17	<b>Factor Cláusula PPCA para enero 2022 a marzo 2022 (\$/kWh)</b>	\$ 0.036202	(L13+L14)/L15



**Anejo 3**

**Negociado de Energía**

**Reconciliación Fondos ARPA**

**Costo Incremental - Diésel San Juan 5 y 6, junio, julio y agosto 2021**

**Costo Incremental - Diésel San Juan 5 y 6, septiembre, octubre y noviembre 2021**

Línea Núm	Ítem	Cantidad			Referencia
1	<b>Reconciliación Fondos ARPA</b>				
2					
3	Fondos Transferidos	\$	76,000,000.00		<i>Moción para Informar Depósito de \$76 Millones Provenientes de la Ley ARPA , 10 de diciembre de 2021</i>
4	Cantidad Diferida	\$	75,776,788.20		
5					Resolución de 30 de septiembre
6	Diferencia	\$	<b>223,211.80</b>		
7					L3-L4
8	<b>Costo Incremental Diésel - junio, julio y agosto de 2021</b>				
9					
10	Factor de Conversión Diésel MMBTU/BBL		5.796		(138,000 BTU/gal)*(42 gal/BBL)*(1 MMBTU/1,000,000 BTU)
11					
12		<b>Junio 2021</b>	<b>Julio 2021</b>	<b>Agosto 2021</b>	
13	Consumo Diésel (BBL)	85,032.70	3,105.64	29,127.43	"QUARTER RECONCILIATION FILE JUN-JUL-AUG 2021 (1).xlsx", Tabs 2021 FUEL COST&CONSUMPTON, Celdas C37
14	Consumo Diésel (MMBTU)	492,849.53	18,000.29	168,822.58	
15	Precio Diésel \$/BBL	\$ 94.7555	\$ 94.7555	\$ 94.4310	Segunda Moción de 23 de diciembre, "San Juan Combined Cycle Costs.xlsx", Celdas D6, F6 y H6
16					
17	Henry Hub \$/MMBTU	\$ 2.9840	\$ 3.6170	\$ 4.0440	Segunda Moción de 23 de diciembre, "San Juan Combined Cycle Costs.xlsx", Celdas D11, F11 y H11
18	Precio Gas Natural \$/MMBTU	\$ 11.9316	\$ 12.6596	\$ 13.1506	
19	Precio Diésel \$/MMBTU	\$ 16.3484	\$ 16.3484	\$ 16.2924	1.15*L17 +\$8.50
20					L15/L10
21	Costo Diferencial \$/MMBTU	\$ 4.4168	\$ 3.6889	\$ 3.1418	L19-L18
22	Costo Incremental (\$)	\$ 2,176,832.562	\$ 66,400.907	\$ 530,414.065	L14*L21
23					
24	Costo Incremental Total - junio, julio y agosto 2021 (\$)	\$	<b>2,773,647.53</b>		
25					
26	<b>Costo Incremental Diésel - septiembre, octubre, noviembre de 2021</b>				
27		<b>Septiembre 2021</b>	<b>Octubre 2021</b>	<b>Noviembre 2021</b>	
28	Consumo Diésel (BBL)	47,453.10	167,912.96	324,874.08	"QUARTER RECONCILIATION FILE SEP-OCT-NOV 2021.xlsx", Tabs 2021 FUEL COST&CONSUMPTION, Celdas C37
29	Consumo Diésel (MMBTU)	275,038.17	973,223.52	1,882,970.17	
30	Precio Diésel \$/BBL	\$ 98.4744	\$ 113.6231	\$ 109.2683	Moción de 23 de diciembre, "San Juan Combined Cycle Costs.xlsx", Celdas D6, F6 y H6
31					
32	Henry Hub \$/MMBTU	\$ 4.3700	\$ 5.8410	\$ 6.2020	Moción de 23 de diciembre, "San Juan Combined Cycle Costs.xlsx", Celdas D11, F11 y H11
33	Precio Gas Natural \$/MMBTU	\$ 13.5255	\$ 15.2172	\$ 15.6323	
34	Precio Diésel \$/MMBTU	\$ 16.9901	\$ 19.6037	\$ 18.8524	1.15*L32 +\$8.50
35					L38/L10
36	Costo Diferencial \$/MMBTU	\$ 3.4646	\$ 4.3866	\$ 3.2201	L34-L33
37	Costo Incremental (\$)	\$ 952,886.815	\$ 4,269,102.816	\$ 6,063,283.883	L36*L29
38					
39	Costo Incremental Total - septiembre, octubre y noviembre 2021	\$	<b>11,285,273.51</b>		

