INFORME TRIMESTRAL
SOMETIDO A LA OFICINA DEL OMBUDSMAN

TOMÁS J. TORRES
REPRESENTANTE DE LOS CLIENTES
JUNTA DE GOBIERNO AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA

11 DE ABRIL DE 2022

Índice

Requisito de Ley 2

Preámbulo 2

Labores Realizadas y Logros Obtenidos 2

Recomendaciones 12

Anejos 19

Requisito de Ley

Como se requiere en la Ley 83 de 1941, Ley de la Autoridad de Energía Eléctrica (AEE) según enmendada, el Representante de los Clientes ante la Junta de Gobierno de la Autoridad de Energía Eléctrica remitirá al Ombudsman un **informe trimestral que detalle las labores realizadas, logros obtenidos y recomendaciones sobre los asuntos tratados en las reuniones de la Junta**. El informe adjunto es el duodécimo informe sometido a la Oficina del Ombudsman.

Preámbulo

El 20 de marzo de 2019 juramenté al cargo como el Representante del Interés de los Clientes ante la Junta de Gobierno de la Autoridad de Energía Eléctrica, luego de haber sido certificado por el Departamento de Asuntos del Consumidor. Posterior a mi juramentación he participado en las reuniones de la Junta de Gobierno de la AEE celebradas a partir de dicha fecha hasta el presente. Este informe cubre el periodo de enero a marzo de 2022.

Labores Realizadas y Logros Obtenidos

Dentro de este periodo mis gestiones se concentraron en la discusión de la propuesta de alza en la tarifa de electricidad por concepto del ajuste trimestral de compra de combustible y compra de energía[1] para el trimestre de abril a junio de 2022; discusión sobre el Informe Trimestral de Presupuesto y el Informe Trimestral de Métricas de Rendimiento ("Quarterly Performance Metrics")

[1] El Negociado de Energía según la Resolución Final y Orden del caso CEPR-AP-2015-0001, Revisión de Tarifas de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico de 10 de enero de 2017 determinó realizar trimestralmente el ajuste por concepto de compra de combustible (FCA), compra de energía (PPCA) y subsidio de combustible (FOS); y realizar anualmente el ajuste por concepto de la contribución en lugar de impuestos (CELI), subsidios de interés social y alumbrado público (SUBA-HH), y otros subsidios (SUBA-NHH).
https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2017/04/31-marzo-2017-Resolucion-Final-y-Orden-ver-si%C3%B3n-espa%C3%B1ol-CEPR-AP-2015-0001-1.pdf

sometidos por Luma Energy el 15 de febrero y 21 de marzo de 2022 respectivamente; continuar el reclamo de acciones, tanto en el foro público como en reuniones en la Junta de Gobierno, en torno a la implementación del Plan Integrado de Recursos por parte de la AEE, incluyendo la integración de energía renovable distribuida; y responder a solicitud de comentarios de la Comisión de Proyectos Estratégicos y Energía del Senado de Puerto Rico.

I. Discusión sobre el Alza en la Tarifa de Electricidad por Concepto de Ajuste Trimestral

El 15 de marzo de 2022 Luma Energy sometió ante el Negociado de Energía un aumento por concepto de ajuste por concepto de compra de combustible y compra de energía[2]. El ajuste sometido fue por la cantidad de 4.265 cent por Kw-h, equivale a un aumento de 16.6% para los consumidores residenciales, 14.9% para consumidores comerciales e industriales pequeños, 16.0% para consumidores comerciales e industriales medianos y 16.7% para consumidores comerciales e industriales grandes.

El 31 de marzo de 2022 el Negociado de Energía aprobó un ajuste de 3.32 centavos por kilovatio-hora, para todas las clases de clientes[3]. Esto resulta, dependiendo del consumo, en una tarifa de 29.03 centavos por kilovatio-hora, equivalente a un aumento de 12.91%, para los consumidores residenciales; una tarifa de 31.95 centavos por kilovatio-hora, equivalente a un aumento de 11.59%, para los consumidores comerciales e industriales pequeños; una tarifa de 29.96 centavos por kilovatio-hora, equivalente a un aumento de 12.46%, para los consumidores comerciales e industriales

[2]Motion Submitting Quarterly Reconciliations and FCA, PPCA and FOS Calculated Factors and Request for confidential Treatment. https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2022/03/Motion-Submitting-Quaterly-Reconciliations-and-FCA-PPCA-and-FOS-Calculated-Factors-and-Request-for-Confidential-Treatment-NEPR-MI-2020-0001.pdf

[3] Determinación sobre los Factores de las Cláusulas de Ajuste Trimestral para el Periodo abril - junio 2022 https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2022/03/20220331-MI20200001-Resolucion-y-Orden.pdf

medianos; y una tarifa de 28.79 centavos por kilovatio-hora, equivalente a un aumento de 13.0%, para los consumidores comerciales e industriales grandes.

Participé en el proceso de discusión sobre el aumento solicitado en la Junta de Gobierno y en la discusión pública con el fin de proponer alternativas a corto y mediano plazo para lidiar con el aumento propuesto. Establecí que dado los impactos que estos altos costos tendrían en los consumidores y en la economía[4] se requieren estrategias de para estabilizar el costo en energía en Puerto Rico para evitar las consecuencias proyectadas. Estas estrategias deben de considerar tres aspectos fundamentales:

1) Establecer un **Fondo de Estabilización del Sistema Eléctrico**, para mitigar los aumentos causados principalmente por incrementos en el costo de combustible.
2) Establecer **mecanismos para compra de combustibles en los mercados de futuro**, bajo la supervisión del Negociado de Energía.
3) **Diversificación acelerada de fuentes energéticas** con una rápida integración de energía renovable, a nivel centralizado y a nivel distribuido, según las metas establecidas en el Plan Integrado de Recursos (PIR) aprobado por el Negociado de Energía[5].

II. Informe Trimestral de Presupuesto y el Informe Trimestral de Métricas de Rendimiento ("Quarterly Performance Metrics")

El 15 de febrero de 2022 LUMA presentó ante el Negociado de Energía el segundo Informe Trimestral de Presupuesto bajo el Caso Núm. NEPR-MI-

[4] An Independent Economic Evaluation of the Definitive Restructuring Support Agreement for Outstanding PREPA's Debt, of PREPA Fiscal Plan and a Modest Proposal. Ramon Cao-Garcia. 30 de agosto de 2019. http://tomastorresjuntaaee.com/wp/wp-content/uploads/2019/09/Final-Report.pdf

[5] Final Resolution and Order on the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2020/08/AP20180001-IRP-Final-Resolution-and-Order.pdf

2021-0004[6]. El informe señala que en su segundo trimestre operacional LUMA se sobregiró por $27.9 millones en el presupuesto operacional y $1.1 millones en la partida de gastos de capital no cubiertos por fondos federales. Este informe junto con el sometido el 15 de noviembre de 2021[7] suma un déficit en el presupuesto operacional de 59.9 millones durante los primeros 6 meses de operación de Luma Energy. Además, se refleja un déficit acumulado en gastos de capital no cubiertos con fondos federales de $5.6 millones.

En cuanto a **gastos de capital de fondos federales**, solo se han gastado $24.8 millones del presupuesto aprobado de $650.4 millones. Esto representa **un gasto en fondos federales de solo 3.81%** del presupuesto aprobado en los primeros 6 meses de operación de Luma Energy.

El 21 de marzo de 2022 Luma Energy sometió el tercer Informe Trimestral de Métricas de Rendimiento ("Quarterly Performance Metrics") bajo el Caso Núm. NEPR-MI-2019-0007[8]. El informe incluye los valores para las métricas que miden la **duración y frecuencia de interrupciones de servicio**[9]. Para el Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI por sus siglas en ingles) el valor acumulado para la fecha por los pasados nueve meses es de 1,268.46 minutos. Según el "Final Performance Baseline data and Benchmarks", publicado por el Negociado de Energía el

---

[6] Review of Luma's Initial Budget. Submittal of Quarterly Report. Table 2.1 Initial Budget Summary. NEPR_MI-2021-0004. 15 de febrero de 2022. https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2022/02/Motion-to-Submit-Quaterly-Report-NEPR-MI-2021-0004.pdf

[7] Review of Luma's Initial Budget. Submittal of Quarterly Report. Table 2.1 Initial Budget Summary. NEPR_MI-2021-0004. 15 de noviembre de 2021. https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2021/11/Motion-to-Submit-Initial-Budgets-Quarterly-Report-NEPR-MI-2021-0004.pdf

[8] The Performance of PREPA. Submission of Quarterly Performance Metrics for December, January and February 2022. NEPR-MI-2019-0007. 21 de marzo de 2022. https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2022/03/20220321-Motion-Submitting-of-Quarterly-Performace-Metrics.pdf

[9] The Performance of PREPA. Resumen de Métricas Trimestrales Transmisión y Distribución. NEPR-MI-2019-0007. 21 de marzo de 2022. https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fenergia.pr.gov%2Fwp-content%2Fuploads%2Fsites%2F7%2F2022%2F03%2F20220321-Resumen-Metricas.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK

21 de mayo de 2021[10], la meta de referencia ("benchmark") ante el cual las operaciones de la AEE van a ser comparadas es de 102 minutos. El SAIDI acumulado durante los primeros 9 meses de operaciones de Luma Energy es 12 veces este valor.

Para el Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente (CAIDI por sus siglas en ingles) el valor promedio por los pasados nueve meses es de 220 minutos. Según el "Final Performance Baseline data and Benchmarks", la meta de referencia ("benchmark") ante el cual las operaciones de la AEE van a ser comparadas es de 101 minutos. El CAIDI a 9 meses de operaciones de Luma Energy es 2 veces este valor.

Para el Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI por sus siglas en ingles) el valor acumulado por los pasados nueve meses es de 5.68 interrupciones. Según el "Final Performance Baseline data and Benchmarks", la meta de referencia ("benchmark") ante el cual las operaciones de la AEE van a ser comparadas es de una (1) interrupción. El SAIFI acumulado durante los primeros 9 meses de operaciones de Luma Energy es 5.68 veces este valor.

Cabe señalar que el punto de partida ("baseline") de la AEE, según la orden del Negociado de Energía del 21 de mayo de 2021, era de 1,243 minutos para el SAIDI, de 145 minutos para el CAIDI y de 10.6 interrupciones para el SAIFI. Esto refleja que la AEE, aun antes de comenzar las labores del Operador del sistema de transmisión y distribución, se encontraba ya distante de metas comparativas ("benchmarks") aceptables.

[10] Final Performance Baseline data and Benchmarks. Puerto Rico Energy Bureau. May 21, 2021. https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2021/05/Resolution-and-Order-NEPR-MI-2019-0007.pdf

No obstante, a nueve meses de la fecha de comienzo del Operador no se puede observar un progreso en estas métricas. Por el contrario, el SAIDI a nueve meses del comienzo del Operador, se encuentra en 1,268.46 minutos, y el punto de partida ("baseline") es de 1,243 minutos. Esto refleja que, para efectos de esta métrica, a nueve 9 meses de operaciones de Luma Energy, los valores en comparación con el "baseline" muestran un retroceso en lugar de un progreso.

Durante la reunión de la Junta de Gobierno del mes de marzo cuestioné los resultados en el Informe Trimestral de Métricas de Desempeño, requiriendo acción sobre la **duración y frecuencia de interrupciones de servicio**, en especial sobre acciones relacionadas al **control de vegetación**, lo cual incide directamente sobre estas métricas.

Durante la reunión de Junta de Gobierno del mes de febrero discutí lo relacionado a los gastos reflejados el Informe Trimestral de Presupuesto publicado el 15 de febrero, por encima del presupuesto aprobado por el Negociado de Energía. Solicité además que **medidas y acciones se están tomando para mantener las operaciones bajo presupuesto**. Durante la reunión de febrero, también cuestione la baja utilización de fondos federales para la reconstrucción del sistema eléctrico, solicitando acción al respecto.

Es importante señalar que un incumplimiento con el presupuesto por exceso en gastos operacionales, en este caso por parte de Luma Energy, pudiera resultar en el recobro de este sobregiro a los consumidores, resultando en un incremento en la tarifa de electricidad. Por el contrario, una baja utilización de fondos federales de solo un 3.81% del presupuesto aprobado refleja un retraso, en comparación con lo programado, en la reconstrucción del sistema eléctrico.

III. Continuar el reclamo de acciones, tanto en el foro público como en reuniones en la Junta de Gobierno, en torno a la implementación del Plan Integrado de Recursos por parte de la AEE

Desde el mes de octubre de 2021 en las reuniones de la Junta de Gobierno he solicitado acciones en torno a la implementación del Plan Integrado de Recursos (PIR), **incluyendo el desarrollo de estrategias para promover la integración de generación distribuida por los clientes.** Esto comprende que la AEE se convierta en un facilitador para sus clientes en el financiamiento e instalación de renovables. El resultado de esta iniciativa debe estar encaminado a establecer una base de generación distribuida incluyendo la incorporación de Plantas Virtuales de Energía (VPP por sus siglas en inglés) según el PIR aprobado.

Para tales efectos, durante este trimestre se sostuvieron reuniones entre la AEE y Luma Energy para discutir los Mapas de Capacidad de Interconexión, sometidos por Luma al Negociado de Energía el 1 de octubre de 2021, como parte del Caso Núm. NEPR-MI-2019-0011, *Procesos para la Adopción de Regulación para la Planificación de Recursos Distribuidos*[11]. Estos mapas, que se encuentran en la página web de LUMA[12], muestran la capacidad de interconexión rudimentaria de los alimentadores del sistema eléctrico para integrar Recursos Distribuidos, como por ejemplo la instalación de paneles solares y baterías por parte de los consumidores.

Como discutido en las reuniones, el propósito de estos mapas es el de proveer dirección en cuanto a la inyección de energía renovable distribuida al sistema. Ahora resta que la AEE presente un plan para implementar la estrategia de facilitar la instalación y financiamiento de renovables.

---

[11] Notice of Compliance Interconnection Capacity Maps https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2021/10/Informative-Motion-on-Compliance-with-Order-on-Interconnection-Capacity-Maps-NEPR-MI-2019-0011.pdf

[12] Hosting Capacity Dashboard https://experience.arcgis.com/experience/99811dd66276465bb687a7fc8cc8cbe0/

IV. Responder a solicitud de comentarios de la Comisión de Proyectos Estratégicos y Energía del Senado de Puerto Rico

El 20 de marzo recibí solicitud de la Comisión de Proyectos Estratégicos y Energía del Senado de Puerto Rico para proveer comentarios a los proyectos de ley P del S 728, P del S 781, P del S 813, P del S 770 y P del S 789.

Proyecto del Senado 728

El Proyecto del Senado 728 ordena al Departamento de Hacienda la creación del **Fondo de Estabilización del Sistema Eléctrico de Puerto Rico** para estabilizar el costo de energía eléctrica frente a alzas en la tarifa de electricidad como resultado del ajuste por concepto del costo de compra de combustible y compra de energía, y de otros factores, que afecten el costo de electricidad como determinado por el Negociado de Energía.

Además, este proyecto faculta al Negociado de Energía para el desarrollo de procesos regulatorios para la compra de combustible a largo plazo, considerado herramientas y estrategias financieras que permitan la **compra de combustible en los mercados de futuro**, por parte de la AEE y de cualquier compañía de servicio eléctrico o productor independiente de energía que le venda o supla energía a la AEE.

El Proyecto del Senado 728 recoge recomendaciones, que he hecho tanto en la Junta de Gobierno de la AEE como en el foro público, dirigidas a estabilizar la tarifa de electricidad de electricidad.

Proyecto del Senado 813

El Proyecto del Senado 813 al igual que lo establecido en la Sección 2 del Proyecto del Senado 728, está dirigido a establecer mecanismos de compra

de combustibles en mercados de futuro en coordinación y bajo supervisión del Negociado de Energía. Por lo tanto, este proyecto recoge recomendaciones, que he hecho tanto en la Junta de Gobierno de la AEE como en el foro público, con el fin de estabilizar la tarifa de electricidad.

Proyecto del Senado 781

El Proyecto del Senado 781 requiere un mayor grado de pericia sobre asuntos de energía renovable en la AEE, a modo de afianzar los objetivos de política pública establecidos bajo la Ley Núm. 17 de 2019, conocida como la "Ley de Política Energética de Puerto Rico".

Puerto Rico se genera 3.26% de la energía de fuentes renovables[13]. Por tal razón, dependemos en cerca de un 97% de combustibles fósiles para la generación de energía. Esta dependencia actual de combustibles fósiles para generar electricidad no solo vincula el costo del combustible a nivel internacional con el costo de energía, sino que, debido a que ninguno de estos combustibles existe de manera natural en la isla, **de interrumpirse el suplido combustible se afecta directamente la generación de energía**.

Esto presenta un **problema de acceso a la energía bien sea por su costo o por su disponibilidad**. Consecuentemente, se requiere la diversificación acelerada de fuentes energéticas con una rápida integración de energía renovable, a nivel centralizado y a nivel del sistema de distribución para lograr alcanzar las metas establecidas en la ley 17 de 2019.

[13] Negociado de Energía, Caso NEPR-MI-2019-0016, Informes de Progreso de Interconexión de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico. LUMA's Interconnection Progress Report for November 2011 to January 1022, Cartera de Energía Renovable - Año Natural 2021, Tabla X, 18 de febrero de 2022. https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2022/02/Exhibit-1-Informe-NEPR-MI-2019-0016-FINAL.xlsx

El Proyecto del Senado 781 también recoge recomendaciones, que he hecho tanto en la Junta de Gobierno de la AEE como en el foro público, dirigidas a proveer un mayor grado de pericia sobre asuntos de energía renovable en la AEE con el fin de velar por el cumplimiento de los objetivos de política pública establecidos bajo la ley vigente.

Proyecto del Senado 770

El Proyecto del Senado 770 requiere que el presupuesto del Negociado de Energía de Puerto Rico esté sujeto a evaluación y aprobación por el Ejecutivo y la Asamblea Legislativa, en lugar de ser uno independiente del Presupuesto General como al presente.

La responsabilidad de tanto la Asamblea Legislativa como del Ejecutivo cosiste en nominar y confirmar los nombramientos de las personas a cargo de este ente independiente. Consecuentemente, una vez surjan vacantes dentro de estos entes de gobierno, estas debes ser ocupadas por recursos experimentados que satisfagan los más altos estándares de la posición para la cual fueron designados.

La Ley 57 de 2014 tiene como uno de los fundamentos principales para la transformación del sistema eléctrico de Puerto Rico la creación de un ente regulador independiente. **Remover esta independencia, en especial su independencia financiera, implica socavar la habilidad de establecer e implementar de manera ordenada y consistente la política pública energética de Puerto Rico.**

Proyecto del Senado 789

El Proyecto del Senado 789 transfiere a la Oficina del Procurador del Ciudadano (Ombudsman) el personal de carrera, presupuesto, deberes,

responsabilidades, funciones y propiedades de la Oficina Independiente de Protección al Consumidor (OIPC).

Dentro de los deberes principales de la OIPC se encuentra informar, orientar y asistir a los clientes sobre sus derechos y responsabilidades en relación con el servicio eléctrico, telecomunicaciones y los servicios bajo el Negociado de Transporte.

Además, la OIPC representa a los clientes en los asuntos ante los diferentes Negociados. Esta labor es una altamente técnica, y requiere de una amplia independencia para su efectiva ejecución. Esto precisa de un entorno que provea los recursos necesarios para llevar a cabo de manera efectiva sus funciones.

Si se desea asistir a la OIPC a desarrollar de una manera más efectiva sus funciones, ésta debe ser provista de los recursos necesarios para su operación y una mayor independencia.

Recomendaciones

I. Bajar y Estabilizar el Costo Energético

Dentro de la sección anterior de este informe se muestra que las recomendaciones que he hecho en reuniones de la Junta de Gobierno, en el foro público, y aun dentro informes previos a este, han sido consideradas por la Asamblea Legislativa. Esto principalmente en lo relacionado a:

- La Creación de un Fondo de Estabilización para el Sistema Eléctrico
- El Establecimiento de un Proceso para el Cobro Balances Adeudados

- Establecimiento de Procesos para la Evaluación para Compra de Combustible a Largo Plazo.
- Requerir un mayor grado de pericia sobre asuntos de energía renovable en la AEE, a modo de afianzar los objetivos de política pública establecidos bajo la Ley Núm. 17 de 2019.

No obstante, a más de un año y medio de haber sido aprobado el PIR, en agosto de 2020[14], apenas está en su etapa final el primero de seis tramos para la adquisición de 3,750 Megavatios de generación renovable y 1,500 Megavatios de recursos de almacenamiento de energía[15]. Por lo tanto, es necesario **acelerar la diversificación en fuentes energéticas**, para evitar la dependencia de combustibles fósiles y su resultante inestabilidad en costos. Esto con el fin de estabilizar el costo energético por medio de la diversificación de las fuentes energéticas.

Como mencionado en la sección anterior, la AEE se debe convertir en un **facilitador en lo relacionado al financiamiento e instalación de generación distribuida renovable por los clientes**. El resultado de esta iniciativa debe estar encaminado a establecer una base de generación distribuida incluyendo la incorporación de Plantas Virtuales de Energía (VPP por sus siglas en inglés) según el PIR aprobado.

II. Evaluación del Contrato del Operador del Sistema de Transmisión y Distribución

Como indicado en informes previos, se requiere modificar áreas específicas dentro del acuerdo del Operador del sistema de transmisión y distribución para convertir el sistema eléctrico de Puerto Rico en uno que provea un

[14] Final Resolution and Order on the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan, *Op Cit.*
[15] Renewable Energy Generation and Energy Storage Resource Procurement Plan - First Tranche Projects for Phase III Contract Negotiation and Final Interconnection Plan Approvals https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2022/02/20220202-MI20200012-Resolution-and-Order-Redacted-Appendix-1.pdf

servicio confiable y a bajos costos para todos los consumidores. en cumplimiento con la política energética de Puerto Rico, Ley 17 de 2019.

1. **Supervisión del Contrato por Parte de la AEE**

   Como indicado en la sección anterior, el 21 de marzo de 2022 Luma Energy sometió el tercer Informe Trimestral de Métricas de Rendimiento ("Quarterly Performance Metrics") bajo el Caso Núm. NEPR-MI-2019-0007[16]. El informe incluye los valores para las métricas que miden la **duración y frecuencia de interrupciones de servicio:** Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI por sus siglas en ingles); Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente (CAIDI por sus siglas en ingles); y el Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI por sus siglas en ingles). Durante los primeros 9 meses de operación de Luma, estas métricas estuvieron fuera de parámetros en comparación con las metas de referencia ("benchmarks") establecidas por el Negociado de Energía.

   Esta falta de cumplimiento con las métricas establecidas es un indicador de la necesidad de una mejor supervisión del Operador. El acuerdo para la operación y mantenimiento del sistema eléctrico establece que el administrador del contrato del Operador es la Autoridad para las Alianzas Público-Privadas.

   El dueño de los activos del sistema eléctrico y la entidad con pericia en el campo energético es la AEE. <u>Por lo tanto, el contrato debe ser modificado para designar a la AEE como administrador del acuerdo para ejecutar una supervisión directa al Operador</u>.

[16]Resumen de Métricas Trimestrales Transmisión y Distribución. 21 de marzo de 2022. *Op Cit.*

2. Costos de Contrato

El costo fijo del contrato, mientras la AEE continue su proceso de quiebra, es $115 millones anuales[17]. Pagos relacionados a empleados, suplidores y gastos operacionales son considerados como un reembolso directo de gastos o "Pass-Through Expenditures".

Un contrato similar a este es el que existe entre Long Island Lighting Company (d/b/a LIPA) y PSEG Long Island LLC. Este contrato se enmendó recientemente en diciembre de 2021 con una compensación fija al Operador de $38 millones y un máximo de $20 millones anuales en incentivos, para un total de $58 millones[18]. Luego que la AEE salga del proceso de quiebra, el contrato establece a partir del cuarto año de operación un pago fijo de $105 millones y una cantidad máxima de incentivos de $20 millones. Esto representa un pago anual de $57 millones más que el contrato entre LIPA y PSEG.

Esta comparación es un indicador de que **los costos en el contrato de Luma Energy deben ser revaluados, especialmente luego que la AEE salga de su proceso de quiebra**. Esto considerando la nueva condición financiera de la AEE y la resultante reducción en riesgo para el Operador.

---

[17] Mientras la AEE permanezca dentro del proceso de quiebra bajo el Titulo III de PROMESA el costo fijo anual es de $115 millones. Luego del proceso de quiebra el costo anual se divide en tarifa fija e incentivos. La tarifa fija anual comienza en $70 millones en el primer año, aumentando a $105 millones en el cuarto año, permaneciendo constante durante el resto del término del contrato. La tarifa por concepto de incentivos comienza en $13 millones en el primer año, aumentando a $20 millones en el cuarto año, permaneciendo constante durante el resto del término del contrato.

[18] Refer to Section 5.1 (B) (2) & (3) on Page 58 of Second Amended and Restated Operations Services Agreement Between Long Island Lighting Company D/B/A Lipa And PSEG Long Island LLC https://www.lipower.org/wp-content/uploads/2021/11/2nd-AR-OSA-Nov-09-2021-1.pdf

Además, en cuanto presupuesto operacional, según el Determinación del Requerimiento Total de Ingresos y Cambio en las Tarifas Base ("Determination of Total Revenue Requirement and Change in Base Rates") de la AEE aprobado por el Negociado de Energía el 8 de marzo de 2017[19] se establecen partidas de gastos para Transmisión, Distribución, y Facturación al Cliente de $311,751,000, desglosados de la siguiente manera:

- Gastos Transmisión $ 38,136,000
- Gastos Distribución $188,281,000
- Gastos Facturación al Cliente $ 85,334,000

Estas partidas incluyen las funciones que principalmente fueron delegadas al Operador, Luma Energy. No obstante, el presupuesto del Operador para este año fiscal es de $524,800,00 millones[20],[21],[22] lo cual es **68% mayor que la suma de estas partidas** como parte del Requisito de Ingresos aprobado en el 2017 bajo el Caso de Revisión Tarifaria, aún vigente.

Por lo tanto, los costos operacionales de Luma Energy deben ser también revaluados tomando como punto de partida los costos operacionales aprobados bajo el Caso de Revisión Tarifaria de 2017.

---

[19] Final Resolution. Puerto Rico Electric Power Authority Rate Review. Ruling on PREPA's Motion for Reconsideration and Motion for Clarification. March 8, 2017. https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2017/03/8-marzo-2017-Final-Resolution-PREPAs-Reconsideration-CEPR-AP-2015-0001.pdf

[20] Review of Luma's Initial Budgets. Determination on Luma's Initial Budgets. NEPR-MI-2021-0004 https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2021/06/20210531-MI20210004-Resolution-and-Order-Initial-Budgets.pdf

[21] Review of Luma's Initial Budget. Submittal of Quarterly Report. Table 2.1 Initial Budget Summary. NEPR-MI-2021-0004. November 15, 2021. *Op Cit*

[22] Review of Luma's Initial Budget. Submittal of Quarterly Report. Table 2.1 Initial Budget Summary. NEPR-MI-2021-0004. February 15, 2022. *Op Cit*

3. **Continuidad de Servicio, por medio del recurso humano necesario para operar el sistema**

La continuidad de servicio depende del recurso humano disponible. Como parte del contrato se requirió que los empleados de la AEE, cuyas funciones pasaban al Operador, renunciaran de manera definitiva a la corporación pública para unirse este. Este requisito resultó en que cerca de 3,100 empleados de la AEE fueran trasferidos a diferentes entidades del gobierno.

Es necesario revaluar el acuerdo para permitir que los empleados de la AEE relocalizados en agencias del gobierno se puedan integrar a los trabajos del sistema eléctrico. Esto para garantizar la continuidad del servicio en caso de rescisión ("termination") del contrato. De esta manera se asegura y facilita la continuidad del servicio.

III. Participación Ciudadana

La Ley Orgánica de la AEE establece:

> *Al menos una vez al año, la Junta celebrará una reunión pública en donde atenderán preguntas y preocupaciones de los clientes y la ciudadanía en general. En dicha reunión, los asistentes podrán hacer preguntas a los miembros de la Junta sobre asuntos relacionados con la Autoridad. La reunión se anunciará con al menos cinco (5) días laborables de anticipación en un periódico de circulación general y en la página de Internet de la Autoridad. El miembro de la Junta que sea representante de los clientes podrá realizar reuniones públicas adicionales con sus representados como parte del ejercicio de sus funciones como miembro de la Junta. Dichas reuniones deberán ser coordinadas con el Presidente de la Junta.*

La más reciente reunión pública de la Junta de Gobierno donde se atendieron preguntas y preocupaciones de los clientes fue celebrada en Mayagüez el 30 de octubre de 2019. El 29 de enero de 2020 la Junta

celebró una reunión en Ponce con alcaldes y miembros de la legislatura. Esta reunión no contó con participación directa de los consumidores.

La reunión pública de la Junta de Gobierno para atender preguntas y preocupaciones de los clientes y de la ciudadanía en general **debe celebrarse lo antes posible de manera prioritaria**, al menos de forma virtual, para tener contacto de primera mano con los consumidores.

La Junta de Gobierno debe además facilitar las reuniones públicas del representante de los consumidores con sus representados. Durante el mes de marzo, el presidente de la Junta de Gobierno **autorizó celebrar esta reunión**. Actualmente se está programando su desarrollo. Esta reunión debe ser celebrada proveyendo el más amplio acceso de partición a los consumidores.

Anejos

1. **Determinación sobre los Factores de las Cláusulas de Ajuste Trimestral para el Periodo abril - junio 2022.**

2. **The Performance of PREPA. Resumen de Métricas Trimestrales Transmisión y Distribución. NEPR-MI-2019-0007. 21 de marzo de 2022**

3. **Comentarios Solicitados por el Senado de Puerto Rico para los Proyectos P. del S. 728, P. del S. 770, P. del S. 781, P. del S. 789 y P. del S. 813.**

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 LUMA[3] 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 NFEnergía, LLC ("New Fortress") para el suplido 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 suplido 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").

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

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 Aprovisionamientos, 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.

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

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 suplido 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 Aprovisionamientos, S.A. and PREPA*, respecto a las penalidades por la interrupción o reducción de suplido 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

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

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 Coronavirus[5] ("CARES Act", por su designación en inglés).[6] Según la Autoridad, estos fondos pueden utilizarse para rembolsar 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 Aprovisionamientos, 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 Aprovisionamientos, 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 $159,409,592.46[10], $144,800,385.03[11] y $133,684,828.23[12], 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 suplido de gas natural para las unidades San Juan 5 y 6 entre la Autoridad y New Fortress, salvo contadas excepciones, si el suplido 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.

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

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 suplido 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 suplido de gas en la Central Costa Sur describe la penalidad a la cual estaría expuesta Naturgy por la falta de suplido.[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 suplido 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 suplido de gas natural en la central San Juan culminaron alrededor de mediados de febrero de 2022, por lo que el suplido 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 suplido 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 suplido 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 Aprovisionamientos, 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 suplido 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.*

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

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 redunda 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."

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

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 suplido 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 difirió 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.

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

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.*

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

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.* $106,300,718.07[43]). 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 BTU[44] ("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 suplido 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 suplido 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 suplido 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 suplida 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 suplida (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 suplido 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.*

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

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").

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

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 22.03.22 - NEPR-MI-2020-0001", Tab "Attachment 7", Celda C37.

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

$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 kWh = $0.185263/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.

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

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

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

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

El Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA implementar un factor de la Cláusula FOS igual a –$0.030158/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.

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

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

		enero 2022 – marzo 2022		abril 2022 – junio 2022		Diferencia		
Tarifa	Consumo (kWh)	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 preguntas dirigidas a LUMA y a la Autoridad respecto al suplido 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% ≈ 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% ≈ 65%).

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

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

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 suplido 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 suplido 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 suplido 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 suplido 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.

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

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

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

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 Nú	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

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

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"

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

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 feberero 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 feberero 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&CONSUMPTON, 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""

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

Transmission and Distribution Quarterly Metrics

LUMA Personnel	*Regulatory*
Phone	
Email	

Metric	Sub-Group	Unit of Measure	*Jun-21*	*Jul-21*	*Aug-21*	*Sep-21*	*Oct-21*	*Nov-21*	*Dec-21*	*Jan-22*	*Feb-22*	*Comments*
Safety												
OSHA DART Rate			0.59	1.76	1.93	1.11	0.82	1.37	0.72	1.39	2.16	
OSHA Severity Rate			1.19	5.71	22.75	13.36	2.46	4.11	3.22	4.86	17.63	
OSHA Fatality Rate			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
OSHA Recordable Rate		Rate	1.78	2.64	3.09	1.86	2.18	1.71	2.15	3.82	3.60	
Human Resources												
Total Workforce - Exempt	Exempt	Number				1091	1107	1144	1177	1202	1215	
Total Workforce - Non-Exempt	Non-Exempt	Number				2026	2156	2217	2556	2587	2574	
Open Positions - Exempt	Exempt	Number				-	-	126	148	142	123	
Open Positions - Non-Exempt	Non-Exempt	Number				-	-	67	228	221	83	
Turnover Rate	-	Percentage							4.9%	2.8%	3.0%	*New metric proposed at Feb 24th Technical Conference*
Overall System												
CAIDI	-	Minutes	318.43	272.28	220.59	241.86	186.75	201.88	199.55	140.75	198.76	
Operational expenses vs. budget	T&D	Percentage	248%	1%	7%	68%	26%	37%	2%			*Alignment with Quarterly Financial Reporting*
Capital expenses vs. budget	T&D	Percentage	0%	-49%	-22%	-23%	-83%	-78%	-65%			*Alignment with Quarterly Financial Reporting*
Number of customers by customer class	Total	Number of custome	1,484,643	1,485,531	1,487,601	1,489,103	1,490,881	1,492,655	1,493,805	1,493,884	1,493,550	
Number of customers by customer class	Residential	Number of custome	1,357,962	1,358,817	1,360,699	1,361,984	1,363,578	1,365,047	1,366,080	1,366,102	1,365,877	
Number of customers by customer class	Commercial	Number of custome	122,840	122,876	123,061	123,275	123,452	123,760	123,881	123,942	123,834	
Number of customers by customer class	Industrial	Number of custome	590	591	592	593	595	593	593	590	590	
Number of customers by customer class	Public Lighting	Number of custome	2,157	2,153	2,154	2,155	2,155	2,157	2,156	2,155	2,156	
Number of customers by customer class	Agriculture	Number of custome	1,092	1,092	1,093	1,094	1,099	1,096	1,093	1,093	1,091	
Number of customers by customer class	Others	Number of custome	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Monthly system sales by customer class	Total	GWh	1,336	1,490	1,504	1,544	1,226	1,410	1,413	1,245	1,149	
Monthly system sales by customer class	Residential	GWh	583	642	662	705	612	593	555	511	431	
Monthly system sales by customer class	Commercial	GWh	600	671	599	639	480	618	674	543	551	
Monthly system sales by customer class	Industrial	GWh	126	149	217	170	107	171	158	163	141	
Monthly system sales by customer class	Public Lighting	GWh	23	22	21	24	22	22	21	23	22	
Monthly system sales by customer class	Agriculture	GWh	3	2	3	2	2	2	2	2	2	
Monthly system sales by customer class	Others	GWh	2	3	2	3	3	3	3	3	2	
Monthly sales by Municipality			1,336.3	1,489.6	1,504.2	1,544.4	1,255.7	1,410.1	1,412.6	1, 493.8	1,148.9	
Monthly sales by Municipality	Adjuntas	GWh	2.79	3.01	2.97	3.24	3.21	3.18	3.11	2.83	2.86	
Monthly sales by Municipality	Aguada	GWh	8.29	9.78	9.74	9.95	8.56	9.31	8.68	8.07	7.19	
Monthly sales by Municipality	Aguadilla	GWh	25.70	29.28	25.29	29.92	30.66	26.23	27.18	25.08	23.16	
Monthly sales by Municipality	Aguas Buenas	GWh	4.67	4.94	5.30	5.50	4.60	5.07	5.19	4.42	3.72	
Monthly sales by Municipality	Aibonito	GWh	5.64	10.83	9.43	9.82	8.7-	11.56	8.24	5.55	9.13	
Monthly sales by Municipality	Añasco	GWh	9.85	11.27	10.78	10.38	9.78	13.05	10.13	10.16	9.45	
Monthly sales by Municipality	Arecibo	GWh	39.50	39.59	50.40	42.45	34.39	42.96	42.05	31.30	47.30	
Monthly sales by Municipality	Arroyo	GWh	5.38	6.10	5.62	5.75	5.79	5.86	5.48	4.94	4.62	
Monthly sales by Municipality	Barceloneta	GWh	13.45	15.48	20.58	16.28	13.42	15.19	20.95	15.90	15.10	
Monthly sales by Municipality	Barranquitas	GWh	5.27	5.59	5.69	5.44	4.91	5.37	5.23	4.25	4.12	
Monthly sales by Municipality	Bayamón	GWh	79.10	90.55	86.72	90.94	81.08	91.10	73.37	76.53	68.83	
Monthly sales by Municipality	Cabo Rojo	GWh	14.60	16.49	16.19	17.00	13.61	14.59	13.69	12.59	11.16	
Monthly sales by Municipality	Caguas	GWh	56.85	60.03	81.71	68.5	33.4	57.34	60.18	53.58	47.80	
Monthly sales by Municipality	Camuy	GWh	7.50	8.12	8.17	8.63	7.36	8.93	7.12	6.88	6.27	
Monthly sales by Municipality	Canóvanas	GWh	15.23	17.51	14.84	18.18	12.12	10.56	14.98	13.78	10.15	
Monthly sales by Municipality	Carolina	GWh	86.16	93.20	66.72	88.42	69.16	71.50	76.74	74.08	54.41	
Monthly sales by Municipality	Cataño	GWh	13.51	16.34	15.98	23.38	4.48	14.02	14.81	12.01	13.34	
Monthly sales by Municipality	Cayey	GWh	18.82	17.31	18.45	18.84	15.94	19.86	19.28	15.50	13.86	
Monthly sales by Municipality	Ceiba	GWh	3.57	4.19	4.16	3.90	3.61	3.57	3.52	3.09	2.73	
Monthly sales by Municipality	Ciales	GWh	3.63	3.97	3.98	4.09	3.40	3.79	3.55	3.07	3.62	
Monthly sales by Municipality	Cidra	GWh	13.67	13.74	14.75	11.56	3.72	11.87	10.91	9.59	8.63	
Monthly sales by Municipality	Coamo	GWh	8.94	9.85	9.71	10.24	8.27	9.08	8.95	7.55	6.98	
Monthly sales by Municipality	Comerío	GWh	3.55	4.08	3.99	3.94	3.58	4.03	3.85	2.82	2.80	
Monthly sales by Municipality	Corozal	GWh	7.07	8.48	8.01	8.52	6.60	6.83	7.58	7.65	5.98	
Monthly sales by Municipality	Culebra	GWh	1.00	1.24	1.25	1.12	0.91	1.02	0.99	0.89	0.81	
Monthly sales by Municipality	Dorado	GWh	19.78	21.23	14.35	21.0	15.6	21.24	21.42	16.56	17.34	
Monthly sales by Municipality	Fajardo	GWh	17.37	18.21	20.99	17.68	16.18	18.77	11.73	16.04	16.20	
Monthly sales by Municipality	Florida	GWh	2.45	2.85	2.81	2.80	2.43	2.88	2.53	2.19	1.95	
Monthly sales by Municipality	Guánica	GWh	3.60	3.93	4.31	3.74	3.29	3.69	3.72	3.32	2.75	
Monthly sales by Municipality	Guayama	GWh	17.61	25.95	24.31	20.68	19.59	26.29	19.34	18.88	16.69	
Monthly sales by Municipality	Guayanilla	GWh	5.65	5.43	5.24	6.41	5.35	5.45	4.93	5.13	4.87	

Monthly sales by Municipality	Guaynabo	GWh	64.59	73.71	68.26	76.09	59.14	62.51	66.45	57.80	53.39	
Monthly sales by Municipality	Gurabo	GWh	16.24	18.64	19.23	20.01	17.20	17.91	17.11	15.20	14.13	
Monthly sales by Municipality	Hatillo	GWh	10.52	13.49	10.41	14.07	10.10	11.33	12.02	10.01	10.15	
Monthly sales by Municipality	Hormigueros	GWh	4.11	4.44	4.54	4.47	3.92	4.12	3.90	3.35	3.22	
Monthly sales by Municipality	Humacao	GWh	33.18	23.06	53.23	37.87	31.02	38.43	34.08	31.98	26.96	
Monthly sales by Municipality	Isabela	GWh	11.23	12.23	10.84	14.61	10.97	11.29	10.89	10.29	8.81	
Monthly sales by Municipality	Jayuya	GWh	4.19	4.95	4.37	4.08	2.13	4.04	4.27	3.50	3.92	
Monthly sales by Municipality	Juana Díaz	GWh	18.16	18.34	19.05	22.4	19.6	21.78	20.12	15.80	14.88	
Monthly sales by Municipality	Juncos	GWh	18.66	17.52	19.92	18.64	13.33	17.22	18.36	18.42	17.41	
Monthly sales by Municipality	Lajas	GWh	6.76	4.23	6.35	6.34	5.34	5.50	5.43	4.98	4.81	
Monthly sales by Municipality	Lares	GWh	5.63	6.12	5.49	6.44	5.09	5.44	5.75	5.40	4.91	
Monthly sales by Municipality	Las Marías	GWh	1.73	1.84	1.99	1.93	1.62	1.86	1.67	1.69	2.83	
Monthly sales by Municipality	Las Piedras	GWh	11.85	25.17	21.58	23.16	15.83	22.47	18.57	15.24	16.84	
Monthly sales by Municipality	Loíza	GWh	4.35	4.66	4.63	5.15	4.09	4.31	3.98	3.81	3.59	
Monthly sales by Municipality	Luquillo	GWh	6.15	6.41	6.32	6.62	5.64	6.07	5.53	4.76	4.67	
Monthly sales by Municipality	Manatí	GWh	21.33	32.49	32.64	28.38	24.19	27.30	23.79	26.64	20.96	
Monthly sales by Municipality	Maricao	GWh	1.93	2.33	2.54	1.86	1.89	1.41	2.17	2.37	1.97	
Monthly sales by Municipality	Maunabo	GWh	2.36	2.68	2.66	2.64	2.32	2.36	2.24	2.02	2.01	
Monthly sales by Municipality	Mayagüez	GWh	33.18	39.13	35.92	40.40	31.36	36.26	34.62	33.23	33.67	
Monthly sales by Municipality	Moca	GWh	7.50	8.33	8.63	8.47	7.30	7.94	7.59	7.18	6.46	
Monthly sales by Municipality	Morovis	GWh	5.75	6.47	6.68	6.7	5.6	6.26	5.60	5.18	4.98	
Monthly sales by Municipality	Naguabo	GWh	7.05	7.77	7.38	7.56	6.29	6.74	6.67	5.26	4.54	
Monthly sales by Municipality	Naranjito	GWh	5.45	6.64	6.30	6.60	5.60	5.62	5.84	5.13	4.79	
Monthly sales by Municipality	Orocovis	GWh	4.11	4.54	4.36	4.52	3.70	4.27	4.30	2.68	3.23	
Monthly sales by Municipality	Patillas	GWh	4.19	4.67	4.54	4.62	4.00	4.41	4.11	3.13	3.76	
Monthly sales by Municipality	Peñuelas	GWh	4.79	5.47	5.31	6.00	4.40	4.95	4.87	4.27	3.93	
Monthly sales by Municipality	Ponce	GWh	64.95	69.76	73.80	72.00	56.02	63.49	86.36	61.17	53.04	
Monthly sales by Municipality	Quebradillas	GWh	5.14	5.69	6.23	6.19	5.46	5.34	5.40	4.52	4.53	
Monthly sales by Municipality	Rincón	GWh	4.59	5.52	5.11	5.19	4.74	5.61	4.86	4.43	4.11	
Monthly sales by Municipality	Río Grande	GWh	14.87	18.93	17.74	18.79	15.34	14.63	16.40	14.57	11.41	
Monthly sales by Municipality	Sabana Grande	GWh	4.42	6.31	5.91	5.51	4.83	5.09	4.80	4.66	3.93	
Monthly sales by Municipality	Salinas	GWh	8.27	8.18	8.54	10.74	7.90	9.09	9.37	8.35	5.95	
Monthly sales by Municipality	San Germán	GWh	9.31	10.60	9.33	10.90	8.87	9.72	9.17	9.53	8.22	
Monthly sales by Municipality	San Juan	GWh	237.69	259.48	256.76	268.4	217.0	254.71	261.34	232.91	206.90	
Monthly sales by Municipality	San Lorenzo	GWh	8.03	10.97	10.61	10.28	8.65	9.85	9.00	8.02	7.20	
Monthly sales by Municipality	San Sebastián	GWh	8.38	9.32	9.30	10.42	8.67	9.59	9.05	8.29	7.33	
Monthly sales by Municipality	Santa Isabel	GWh	9.68	10.92	12.27	11.69	10.93	12.59	12.08	3.06	8.57	
Monthly sales by Municipality	Toa Alta	GWh	19.76	22.70	18.99	22.34	16.68	15.42	19.52	15.44	14.87	
Monthly sales by Municipality	Toa Baja	GWh	24.32	26.63	27.40	27.69	23.79	24.49	26.54	21.54	17.61	
Monthly sales by Municipality	Trujillo Alto	GWh	19.00	25.41	22.43	23.22	21.71	20.78	24.17	20.17	17.06	
Monthly sales by Municipality	Utuado	GWh	5.21	7.24	6.67	7.91	5.76	5.99	5.87	5.24	5.60	
Monthly sales by Municipality	Vega Alta	GWh	9.15	11.51	10.99	12.73	9.37	10.16	9.91	10.33	9.10	
Monthly sales by Municipality	Vega Baja	GWh	16.10	18.47	24.36	19.84	17.80	18.83	17.37	15.52	16.14	
Monthly sales by Municipality	Vieques	GWh	3.21	3.55	3.47	3.63	2.92	3.35	3.37	3.07	2.80	
Monthly sales by Municipality	Villalba	GWh	11.74	5.29	10.11	8.15	6.43	6.72	7.11	5.57	6.00	
Monthly sales by Municipality	Yabucoa	GWh	6.81	7.63	6.67	8.60	6.95	7.78	8.80	5.96	5.17	
Monthly sales by Municipality	Yauco	GWh	10.48	11.63	11.89	11.5	10.3	11.40	12.76	9.38	8.76	
Monthly system peak	-	MW	2,718.0	2,801.0	2,960.0	2,929.0	2,793.0	2,642.0	2,604.0	2,412.0	2,373.0	
Monthly peak by customer class	-	MW	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	*Excluded as discussed in Feb 24th Undertaking*
Monthly peak by district	-	MW	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	*Excluded as discussed in Feb 24th Undertaking*
Cost of generation per customer (system)	-	$/customer	109.63	118.62	131.41	133.24	142.03	142.96	129.98	120.99		*Alignment with Quarterly Financial Reporting*
Average revenue per kilowatt-hour sold	-	$/kWh	0.243	0.209	0.243	0.242	0.272	0.235	0.229	0.262	0.275	
Generation												
Purchased energy from thermal PPOA's	Total	MWh	462.5	549.4	540.8	600.1	595.8	437.4	494.5	467.1	400.7	
Purchased energy from thermal PPOA's	EcoEléctrica	MWh	297.5	285.6	285.6	315.5	322.9	182.1	245.9	257.2	253.5	
Purchased energy from thermal PPOA's	AES	MWh	164.9	263.8	255.2	284.6	272.8	255.3	248.6	209.9	147.2	
Cost of capacity purchased from thermal PPOA's	EcoEléctrica	$ / kW-month	26.43	27.39	27.38	27.17	27.16	27.16	27.2	24.8	22.94	
Cost of capacity purchased from thermal PPOA's	AES	$ / kW-month	20.19	27.64	27.06	24.21	24.21	24.23	24.5	24.6	23.54	
Cost of energy (base + excess) purchased from thermal PPOA's	EcoEléctrica	$ / MWh	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.08	0.06	0.05	0.05	
Cost of energy (base + excess) purchased from thermal PPOA's	AES	$ / MWh	0.05	0.06	0.05	0.05	0.05	0.05	0.10	0.10	0.12	
Transmission and Distribution												
SAIDI (Distribution)	System	Minutes	176.79	139.24	102.76	152.76	121.29	76.63	86.24	53.33	73.86	
SAIDI (Transmission Substation)	System	Minutes	46.11	35.02	31.80	21.38	35.58	38.44	37.48	14.23	25.52	
SAIDI (T&D)	System	Minutes	222.90	174.26	134.56	174.14	156.87	115.07	123.72	67.56	99.38	*1268.46*
SAIFI (Distribution)	System	Interruptions per cu	0.39	0.43	0.37	0.54	0.49	0.33	0.41	0.30	0.34	
SAIFI (Transmission Substation)	System	Interruptions per cu	0.31	0.21	0.24	0.18	0.35	0.24	0.21	0.18	0.16	
SAIFI (T&D)	System	Interruptions per cu	0.70	0.64	0.61	0.72	0.84	0.57	0.62	0.48	0.50	
Net monthly work orders balance	-	Number of work ord	354,188	368,621	382,288	81,315	94,601	105,213	107,344	118,199	139,832	*Sept - Nov restated due to the removal of duplicates & completed orders.*
MAIFI	System	Percentage	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
SAIDI												
SAIDI Distribution	ARECIBO	Minutes	127.73	35.97	67.98	106.91	57.54	48.97	152.04	66.32	45.51	

SAIDI Distribution	MANATÍ	Minutes	85.81	100.84	81.40	331.52	130.76	52.09	79.49	40.06	63.64
SAIDI Distribution	QUEBRADILLAS	Minutes	56.73	131.54	62.78	149.23	74.77	35.95	75.94	22.15	20.86
SAIDI Distribution	UTUADO	Minutes	628.31	344.67	158.84	366.18	248.83	56.58	65.93	30.32	38.52
SAIDI Distribution	BAYAMÓN	Minutes	100.19	105.36	83.05	200.46	63.07	57.48	105.86	43.23	164.77
SAIDI Distribution	COROZAL	Minutes	147.85	117.00	110.95	157.90	171.58	108.92	95.65	63.75	108.30
SAIDI Distribution	PALO SECO	Minutes	74.46	46.07	54.71	118.67	26.36	41.94	115.02	19.94	176.71
SAIDI Distribution	VEGA BAJA	Minutes	170.50	47.35	195.46	234.63	87.70	156.37	101.11	81.65	78.89
SAIDI Distribution	BARRANQUITAS	Minutes	120.52	111.54	101.71	135.98	101.69	103.98	93.10	84.05	86.49
SAIDI Distribution	CAGUAS	Minutes	216.11	153.19	122.84	162.62	160.27	103.12	87.70	65.62	90.09
SAIDI Distribution	CAYEY	Minutes	81.94	128.19	63.31	106.36	82.26	42.81	52.06	20.45	73.89
SAIDI Distribution	HUMACAO	Minutes	286.14	163.98	123.96	102.25	118.86	108.48	138.08	29.51	93.96
SAIDI Distribution	CANÓVANAS	Minutes	73.01	271.81	93.61	72.69	105.61	116.17	52.57	78.93	37.22
SAIDI Distribution	CAROLINA	Minutes	136.17	112.21	69.40	124.96	124.81	44.91	46.86	37.42	48.69
SAIDI Distribution	FAJARDO	Minutes	82.45	156.00	22.09	35.45	73.23	22.32	18.38	14.13	19.96
SAIDI Distribution	AGUADILLA	Minutes	212.17	214.97	134.98	244.73	186.71	53.47	151.80	55.18	39.40
SAIDI Distribution	MAYAGÜEZ	Minutes	214.22	227.11	220.06	330.15	107.12	122.18	91.41	50.22	69.81
SAIDI Distribution	SAN GERMÁN	Minutes	274.33	148.56	97.06	157.26	173.88	66.53	70.76	88.66	106.04
SAIDI Distribution	SAN SEBASTIÁN	Minutes	218.21	299.48	106.55	307.09	112.39	67.13	66.78	42.78	20.89
SAIDI Distribution	GUAYAMA	Minutes	140.52	57.09	68.17	65.71	41.42	28.30	41.06	26.53	13.86
SAIDI Distribution	PONCE	Minutes	162.77	120.63	79.97	170.60	130.48	39.01	29.57	21.47	28.96
SAIDI Distribution	SANTA ISABEL	Minutes	54.86	67.88	122.68	37.21	24.96	28.41	18.16	8.76	7.25
SAIDI Distribution	YAUCO	Minutes	123.56	129.47	78.39	102.08	96.97	31.34	76.14	13.61	39.41
SAIDI Distribution	GUAYNABO	Minutes	167.45	85.09	108.43	58.75	134.67	110.51	65.50	49.88	86.78
SAIDI Distribution	MONACILLOS	Minutes	404.91	167.57	170.93	129.83	275.12	130.98	166.21	153.99	128.15
SAIDI Distribution	RÍO PIEDRAS	Minutes	183.75	151.53	46.47	54.59	118.47	109.01	110.57	82.10	76.76
SAIDI Transmission Substation	ARECIBO	Minutes	60.85	60.04	2.13	0.00	0.00	24.67	55.44	17.59	0.00
SAIDI Transmission Substation	MANATÍ	Minutes	0.00	0.00	20.22	50.74	1.25	128.69	0.00	24.60	0.00
SAIDI Transmission Substation	QUEBRADILLAS	Minutes	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	72.29	122.20	20.32	8.22
SAIDI Transmission Substation	UTUADO	Minutes	77.98	23.92	67.99	0.00	0.46	12.81	0.69	0.00	27.02
SAIDI Transmission Substation	BAYAMÓN	Minutes	6.06	41.00	50.51	20.94	43.64	19.53	36.49	1.31	84.77
SAIDI Transmission Substation	COROZAL	Minutes	0.00	0.00	106.57	97.18	55.92	161.46	106.18	0.00	156.35
SAIDI Transmission Substation	PALO SECO	Minutes	25.93	0.00	68.06	0.00	76.69	14.99	75.01	0.00	0.00
SAIDI Transmission Substation	VEGA BAJA	Minutes	40.64	0.00	13.67	0.00	25.06	14.49	138.37	0.00	19.21
SAIDI Transmission Substation	BARRANQUITAS	Minutes	1.54	0.00	33.42	38.07	11.34	92.07	69.33	0.00	101.42
SAIDI Transmission Substation	CAGUAS	Minutes	48.24	42.05	24.07	16.13	9.53	3.56	23.61	11.05	0.74
SAIDI Transmission Substation	CAYEY	Minutes	0.00	16.56	11.95	0.00	48.94	4.79	0.00	50.36	0.00
SAIDI Transmission Substation	HUMACAO	Minutes	88.93	13.10	21.05	49.21	116.25	80.08	22.53	32.42	54.48
SAIDI Transmission Substation	CANÓVANAS	Minutes	0.00	0.00	0.00	31.33	9.11	6.54	18.16	9.07	0.00
SAIDI Transmission Substation	CAROLINA	Minutes	0.08	6.77	13.15	0.00	46.61	27.79	0.00	0.00	5.28
SAIDI Transmission Substation	FAJARDO	Minutes	0.00	13.12	0.00	0.00	57.16	0.00	0.00	0.00	0.00
SAIDI Transmission Substation	AGUADILLA	Minutes	99.11	197.66	75.46	0.00	156.32	33.66	0.00	3.42	23.78
SAIDI Transmission Substation	MAYAGÜEZ	Minutes	98.33	217.57	10.92	24.90	18.50	198.93	5.64	0.00	13.25
SAIDI Transmission Substation	SAN GERMÁN	Minutes	151.70	40.69	0.00	63.93	21.40	53.06	63.74	0.00	2.81
SAIDI Transmission Substation	SAN SEBASTIÁN	Minutes	40.37	43.99	13.05	102.49	5.90	10.53	7.84	2.02	9.80
SAIDI Transmission Substation	GUAYAMA	Minutes	0.00	0.00	156.84	0.00	0.00	0.00	0.00	70.85	75.25
SAIDI Transmission Substation	PONCE	Minutes	65.78	43.27	0.00	19.16	28.42	39.35	0.48	24.98	46.91
SAIDI Transmission Substation	SANTA ISABEL	Minutes	0.00	0.00	101.14	8.15	0.00	44.13	0.00	0.00	0.00
SAIDI Transmission Substation	YAUCO	Minutes	213.38	10.71	13.21	79.73	9.88	0.00	253.87	8.22	21.92
SAIDI Transmission Substation	GUAYNABO	Minutes	30.11	38.07	60.38	0.19	19.79	21.38	34.34	12.39	4.82
SAIDI Transmission Substation	MONACILLOS	Minutes	83.56	19.72	50.24	4.43	87.03	2.87	6.10	6.62	22.67
SAIDI Transmission Substation	RÍO PIEDRAS	Minutes	6.03	0.00	7.22	3.06	28.79	16.06	28.10	58.18	15.40
SAIFI											
SAIFI Distribution	ARECIBO	Interruptions per c	0.53	0.20	0.28	0.56	0.19	0.36	0.42	0.27	0.20
SAIFI Distribution	MANATÍ	Interruptions per c	0.14	0.35	0.30	1.61	0.42	0.20	0.44	0.09	0.15
SAIFI Distribution	QUEBRADILLAS	Interruptions per c	0.07	0.41	0.19	0.50	0.14	0.08	0.22	0.09	0.10
SAIFI Distribution	UTUADO	Interruptions per c	0.64	0.52	0.23	1.74	1.35	0.15	0.28	0.12	0.22
SAIFI Distribution	BAYAMÓN	Interruptions per c	0.18	0.38	0.37	0.79	0.22	0.25	0.40	0.30	0.72
SAIFI Distribution	COROZAL	Interruptions per c	0.26	0.35	0.34	0.48	0.48	0.30	0.36	0.30	0.37
SAIFI Distribution	PALO SECO	Interruptions per c	0.23	0.16	0.37	0.37	0.04	0.46	0.44	0.07	0.62
SAIFI Distribution	VEGA BAJA	Interruptions per c	0.77	0.13	0.68	0.70	0.29	0.65	0.50	0.34	0.52
SAIFI Distribution	BARRANQUITAS	Interruptions per c	0.20	0.25	0.21	0.32	0.24	0.31	0.47	0.30	0.31
SAIFI Distribution	CAGUAS	Interruptions per c	0.29	0.23	0.35	0.41	0.31	0.38	0.26	0.31	0.25
SAIFI Distribution	CAYEY	Interruptions per c	0.13	0.32	0.14	0.33	0.27	0.10	0.23	0.07	0.35
SAIFI Distribution	HUMACAO	Interruptions per c	0.96	0.42	0.38	0.37	0.33	0.39	0.50	0.15	0.39
SAIFI Distribution	CANÓVANAS	Interruptions per c	0.46	0.82	0.46	0.39	0.50	0.46	0.30	0.54	0.22
SAIFI Distribution	CAROLINA	Interruptions per c	0.22	0.27	0.25	0.54	0.50	0.17	0.18	0.31	0.36
SAIFI Distribution	FAJARDO	Interruptions per c	0.32	0.59	0.12	0.14	0.24	0.18	0.11	0.09	0.08
SAIFI Distribution	AGUADILLA	Interruptions per c	0.42	0.47	0.27	0.55	0.66	0.18	0.54	0.21	0.22
SAIFI Distribution	MAYAGÜEZ	Interruptions per c	0.34	0.78	0.62	0.58	0.28	0.37	0.47	0.15	0.22
SAIFI Distribution	SAN GERMÁN	Interruptions per c	0.30	0.25	0.31	0.45	0.45	0.21	0.30	0.36	0.41
SAIFI Distribution	SAN SEBASTIÁN	Interruptions per c	0.27	0.79	0.33	0.85	0.49	0.14	0.14	0.13	0.06
SAIFI Distribution	GUAYAMA	Interruptions per c	0.25	0.22	0.49	0.41	0.17	0.27	0.32	0.14	0.08
SAIFI Distribution	PONCE	Interruptions per c	0.43	0.37	0.32	0.62	0.40	0.19	0.22	0.21	0.23
SAIFI Distribution	SANTA ISABEL	Interruptions per c	0.19	0.15	0.30	0.07	0.15	0.14	0.09	0.05	0.05
SAIFI Distribution	YAUCO	Interruptions per c	0.12	0.36	0.21	0.30	0.16	0.11	0.48	0.12	0.18
SAIFI Distribution	GUAYNABO	Interruptions per c	0.52	0.36	0.50	0.30	0.53	0.37	0.16	0.27	0.52
SAIFI Distribution	MONACILLOS	Interruptions per c	1.05	1.16	0.97	0.73	2.47	0.94	1.60	1.14	0.78

SAIFI Distribution	RÍO PIEDRAS	Interruptions per c	0.28	0.66	0.26	0.28	0.81	0.66	0.59	0.70	0.44	
SAIFI Transmission Substation	ARECIBO	Interruptions per c	0.18	0.38	0.02	0.00	0.00	0.27	0.40	0.13	0.00	
SAIFI Transmission Substation	MANATÍ	Interruptions per c	0.00	0.00	0.21	0.13	0.21	0.42	0.00	0.21	0.00	
SAIFI Transmission Substation	QUEBRADILLAS	Interruptions per c	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.54	0.53	0.13	0.07	
SAIFI Transmission Substation	UTUADO	Interruptions per c	0.92	0.12	0.37	0.00	0.08	0.53	0.08	0.00	0.28	
SAIFI Transmission Substation	BAYAMÓN	Interruptions per c	0.00	0.20	0.60	0.06	0.44	0.29	0.32	0.07	0.27	
SAIFI Transmission Substation	COROZAL	Interruptions per c	0.00	0.00	0.80	0.56	0.67	1.23	1.57	0.00	0.34	
SAIFI Transmission Substation	PALO SECO	Interruptions per c	0.20	0.00	0.50	0.00	0.33	0.22	0.37	0.00	0.00	
SAIFI Transmission Substation	VEGA BAJA	Interruptions per c	0.40	0.00	0.20	0.00	0.15	0.13	0.48	0.00	0.15	
SAIFI Transmission Substation	BARRANQUITAS	Interruptions per c	0.00	0.00	0.50	0.62	0.20	0.32	0.26	0.00	0.16	
SAIFI Transmission Substation	CAGUAS	Interruptions per c	0.70	0.10	0.10	0.07	0.17	0.04	0.15	0.15	0.08	
SAIFI Transmission Substation	CAYEY	Interruptions per c	0.00	0.50	0.10	0.00	0.67	0.20	0.00	0.22	0.00	
SAIFI Transmission Substation	HUMACAO	Interruptions per c	0.20	0.20	0.10	0.43	0.31	0.44	0.21	0.45	0.33	
SAIFI Transmission Substation	CANÓVANAS	Interruptions per c	0.00	0.00	0.00	0.12	0.11	0.11	0.15	0.10	0.00	
SAIFI Transmission Substation	CAROLINA	Interruptions per c	0.00	0.10	0.20	0.00	0.42	0.09	0.00	0.00	0.03	
SAIFI Transmission Substation	FAJARDO	Interruptions per c	0.00	0.30	0.00	0.00	0.53	0.00	0.00	0.00	0.00	
SAIFI Transmission Substation	AGUADILLA	Interruptions per c	0.50	1.10	0.60	0.00	1.17	0.14	0.00	0.41	0.18	
SAIFI Transmission Substation	MAYAGÜEZ	Interruptions per c	0.70	0.70	0.10	0.26	0.17	0.16	0.05	0.00	0.05	
SAIFI Transmission Substation	SAN GERMÁN	Interruptions per c	0.50	0.30	0.00	0.33	0.07	0.22	0.28	0.00	0.06	
SAIFI Transmission Substation	SAN SEBASTIÁN	Interruptions per c	0.50	0.70	0.40	0.85	0.13	0.27	0.13	0.09	0.04	
SAIFI Transmission Substation	GUAYAMA	Interruptions per c	0.00	0.00	1.50	0.00	0.00	0.00	0.00	1.47	1.43	
SAIFI Transmission Substation	PONCE	Interruptions per c	0.40	0.30	0.00	0.18	0.30	0.42	0.00	0.32	0.30	
SAIFI Transmission Substation	SANTA ISABEL	Interruptions per c	0.00	0.00	0.80	0.04	0.00	0.42	0.00	0.00	0.00	
SAIFI Transmission Substation	YAUCO	Interruptions per c	1.20	0.20	0.10	1.29	0.82	0.00	0.75	0.53	0.20	
SAIFI Transmission Substation	GUAYNABO	Interruptions per c	0.50	0.20	0.20	0.00	0.16	0.07	0.12	0.10	0.06	
SAIFI Transmission Substation	MONACILLOS	Interruptions per c	0.50	0.10	0.10	0.17	1.40	0.16	0.17	0.07	0.14	
SAIFI Transmission Substation	RÍO PIEDRAS	Interruptions per c	0.00	0.00	0.00	0.15	0.20	0.13	0.22	0.23	0.24	
Customer Service												
Technical losses as % of net generation		Percentage	8.34%	8.35%	8.34%	8.34%	8.37%	8.39%	8.38%	8.37%	8.37%	
Tecnical loss reduction as a % of net generation		Percentage	0.01%	0.01%	-0.01%	0.00%	0.03%	0.02%	-0.01%	-0.01%	0.00%	
DSO (Days Sales Outstanding) - Total customers		Days	86	116	57	38	198	135	116			*Alignment with Quarterly Financial Reporting*
DSO (Days Sales Outstanding) - government customers		Days	17	123	126	128	224	223	208			*Alignment with Quarterly Financial Reporting*
DSO (Days Sales Outstanding) - general customers		Days	99	114	51	32	190	118	100			*Alignment with Quarterly Financial Reporting*
Cash recovered on theft		Million dollars	0.145	0.086	0.083	0.097	0.072	0.048	0.041	0.061	0.047	
NTL as a % of net generation		Percentage	1.51%	1.75%	2.09%	1.75%	2.50%	3.28%	2.66%	2.45%	2.78%	
NTL reduction as a % of net generation		Percentage	0.26%	0.24%	0.34%	-0.34%	0.75%	0.77%	-0.62%	-0.20%	0.32%	
Total number of calls received		Number	552,356	339,888	349,606	351,804	269,204	214,731	222,509	213,017	225,437	
Number of customer calls answered		Number of calls	154,055	195,732	190,084	205,169	224,655	203,681	212,208	202,065	208,597	
Average speed to answer		Minutes	26:03	07:07	09:17	09:05	02:47	01:01	00:22	00:57	01:11	
Wait time in Customer Service Centers		Minutes	10:46	10:34	10:07	14:35	10:10	9:36	8:55	7:59	6:35	
Number of Act 57 Claims Opened		Number of cases	160	357	691	636	621	334	263	241	176	*Discussed in Feb. 24th Technical Conference - renaming from Number of formal customer complaints to Number of Act 57 claims*
Average time to resolve billing disputes (Act 57 Claims)		Days	34	41	48	52	59	58	80	90	89	*LUMA defines "billing dispute" as Act 57 Claims; values restated as of June 2021*
Number of customer complaints closed (Act 57 Claims)	Total	Number of cases	10	73	721	832	646	466	550	292	277	*Metric proposal provided as of June 2021.*
Number of customer complaints closed by class (Act 57 Claims)	Commercial	Number of cases	2	6	49	49	27	24	26	18	17	*Metric proposal provided as of June 2021.*
Number of customer complaints closed by class (Act 57 Claims)	Primary	Number of cases		1	1	1	7	3	3	1	1	*Metric proposal provided as of June 2021.*
Number of customer complaints closed by class (Act 57 Claims)	Residential	Number of cases	8	65	640	734	578	398	472	239	213	*Metric proposal provided as of June 2021.*
Number of customer complaints closed by class (Act 57 Claims)	Public Residential	Number of cases			10	4	3	5	4	9	2	*Metric proposal provided as of June 2021.*
Number of customer complaints closed by class (Act 57 Claims)	Subsidized Resident	Number of cases		1	21	44	31	36	45	25	44	*Metric proposal provided as of June 2021.*
Number of customers on AMI	System	Number of custome	19,996	20,000	20,002	19,991	19,998	20,053	20,160	20,160	20,168	
Number of customers on AMI	BAYAMÓN	Number of custome	477	477	477	477	477	477	477	477	477	
Number of customers on AMI	CAGUAS	Number of custome	2,995	2,995	2,995	2,995	2,995	3,038	3,088	3,088	3,090	
Number of customers on AMI	CAROLINA	Number of custome	2,655	2,656	2,656	2,656	2,656	2,656	2,657	2,658	2,658	
Number of customers on AMI	DORADO	Number of custome	2,254	2,258	2,259	2,257	2,268	2,276	2,285	2,285	2,286	
Number of customers on AMI	GUAYNABO	Number of custome	495	495	495	495	495	495	495	495	495	
Number of customers on AMI	GURABO	Number of custome	1,684	1,684	1,684	1,684	1,685	1,685	1,686	1,686	1,686	
Number of customers on AMI	SAN JUAN	Number of custome	3,632	3,630	3,630	3,625	3,623	3,627	3,668	3,667	3,673	
Number of customers on AMI	TOA ALTA	Number of custome	3,010	3,010	3,011	3,009	3,008	3,010	3,009	3,009	3,007	
Number of customers on AMI	TOA BAJA	Number of custome	284	284	284	284	283	282	282	282	282	
Number of customers on AMI	TRUJILLO ALTO	Number of custome	2,510	2,511	2,511	2,509	2,508	2,507	2,511	2,511	2,511	
Number of customers on AMI	GUANICA	Number of customers							-	-	1	*New Sub-Group added December 2021*
Number of customers on AMI	PEÑUELAS	Number of customers							2	2	2	*New Sub-Group added December 2021*
Percent of customers on AMI	System	Percentage	1.35%	1.35%	1.34%	1.34%	1.34%	1.34%	1.35%	1.35%	1.35%	
Percent of customers on AMI	BAYAMÓN	Percentage	0.57%	0.57%	0.56%	0.57%	0.57%	0.57%	0.57%	0.57%	0.57%	
Percent of customers on AMI	CAGUAS	Percentage	5.37%	5.35%	5.26%	5.35%	5.37%	5.43%	5.54%	5.54%	5.56%	
Percent of customers on AMI	CAROLINA	Percentage	3.63%	3.65%	3.75%	3.66%	3.67%	3.68%	3.68%	3.69%	3.69%	
Percent of customers on AMI	DORADO	Percentage	14.63%	15.13%	14.80%	15.13%	15.30%	15.21%	15.15%	15.17%	15.14%	
Percent of customers on AMI	GUAYNABO	Percentage	1.18%	1.18%	1.18%	1.19%	1.19%	1.19%	1.19%	1.19%	1.19%	
Percent of customers on AMI	GURABO	Percentage	9.93%	10.05%	10.13%	10.20%	10.25%	10.23%	10.17%	10.19%	10.18%	
Percent of customers on AMI	SAN JUAN	Percentage	2.13%	2.13%	2.16%	2.12%	2.11%	2.13%	2.15%	2.15%	2.15%	
Percent of customers on AMI	TOA ALTA	Percentage	13.00%	13.04%	13.21%	13.27%	13.32%	13.29%	13.26%	13.22%	13.20%	
Percent of customers on AMI	TOA BAJA	Percentage	0.92%	0.93%	0.92%	0.92%	0.92%	0.92%	0.91%	0.92%	0.92%	
Percent of customers on AMI	TRUJILLO ALTO	Percentage	11.45%	9.82%	9.83%	9.88%	9.77%	9.84%	9.79%	9.76%	9.72%	
Percent of customers on AMI	GUANICA	Percentage							0.00%	0.00%	0.01%	*New Sub-Group added December 2021*
Percent of customer on AMI	PEÑUELAS	Percentage							0.02%	0.02%	0.02%	*New Sub-Group added December 2021*
Percent of customers billed		Percentage	98.31%	99.08%	96.11%	98.68%	98.71%	98.58%	98.94%	99.12%	99.29%	

Percent of bills estimated vs. read		Percentage	13.83%	16.07%	10.67%	11.26%	9.10%	8.92%	9.34%	9.24%	9.28%	
Percent of automatically-generated NTL leads found to be occurrences of theft		Percentage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Average time to respond to service and outage complaints		Hours	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*LUMA will report this metric March 2022 forward.*
Number of disconnections by customer class		Number of disconn	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Number of disconnections by customer class	Residential	Number of disconn	N/A	N/A	N/A	-	-	-	-	-	-	
Number of disconnections by customer class	Commercial	Number of disconn	N/A	N/A	N/A	-	-	-	-	-	-	
Number of disconnections by customer class	Industrial	Number of disconn	N/A	N/A	N/A	-	-	-	-	-	-	
Number of disconnections by customer class	Public Lighting	Number of disconn	N/A	N/A	N/A	-	-	-	-	-	-	
Number of disconnections by customer class	Agriculture	Number of disconn	N/A	N/A	N/A	-	-	-	-	-	-	
Number of disconnections by customer class	Others	Number of disconn	N/A	N/A	N/A	-	-	-	-	-	-	
Number of disconnections by Area	Total	Number of disconn	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Number of disconnections by Area	Arecibo	Number of disconn	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Number of disconnections by Area	Bayamón	Number of disconn	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Number of disconnections by Area	Caguas	Number of disconn	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Number of disconnections by Area	Mayagüez	Number of disconn	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Number of disconnections by Area	Metro	Number of disconn	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Number of disconnections by Area	Ponce	Number of disconn	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Number of customers enrolled in extended payment plans	Total	Number of custome	17,772	17,726	17,523	16,677	17,365	17,943	18,433	18,723	18,983	
Number of customers enrolled in extended payment plans by class	Residencial	Number of custome	12,924	12,983	12,877	12,186	12,991	13,662	14,234	14,617	15,051	
Number of customers enrolled in extended payment plans by class	Gobierno	Number of custome	12	11	11	10	10	10	10	10	10	
Number of customers enrolled in extended payment plans by class	Uso Indebido	Number of custome	4,836	4,732	4,635	4,481	4,364	4,271	4,189	4,096	3,922	
Number of customer defaulting on extended payment plans	Total	Number of custome	2,677	3,261	4,188	4,146	5,150	6,749	6,650	5,100	6,243	
Number of customer defaulting on extended payment plans by clas	Residencial	Number of custome	1,526	1,949	2,655	2,900	3,655	5,079	5,038	3,835	4,884	
Number of customer defaulting on extended payment plans by clas	Gobierno	Number of custome	6	5	4	7	6	7	7	7	7	
Number of customer defaulting on extended payment plans by clas	Uso Indebido	Number of custome	1,145	1,307	1,529	1,239	1,489	1,663	1,605	1,258	1,352	
Number of customers completing extended payment plans	Total	Number of custome	826	670	713	746	293	303	304	307	323	
Number of customers completing extended payment plans by clas	Residencial	Number of custome	781	629	668	724	249	257	271	262	270	
Number of customers completing extended payment plans by clas	Gobierno	Number of custome	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Number of customers completing extended payment plans by clas	Uso Indebido	Number of custome	45	41	45	22	44	46	33	45	53	
Finance												
Timely submission of Monthly Operating Report		Days	85	83	55	25	53	23	21	22		*Alignment with Quarterly Financial Reporting*
Accounts Payable days outstanding		Days	21	10	14	10	12	13	10	12		*Alignment with Quarterly Financial Reporting*
Operations-Warehousing												
Inventory turns (annualized percent of value)**	Total	Rate										
Warehouse General Depot (Distribution Center)		Percentage	8%	8%	7%	11%	11%	10%	10%	10%	11%	
Warehouse T & D (Region & District)		Percentage	83%	83%	81%	79%	73%	73%	73%	73%	69%	
Warehouse Plants		Percentage	16%	15%	15%	15%	16%	16%	16%	16%	16%	
Inventory value		Million dollars	227.5	225.9	228.3	226.1	225.2	225.1	224.6	224.1	223.5	
Operations-Fleet												
Fleet out of service (system)		Percentage	34.08%	24.45%	22.11%	19.95%	19.32%	21.88%	13.78%	13.64%	9.18%	
Total available vehicles in service (system)		Number of vehicles	936	1,063	1,166	1,236	1,278	1,175	1,301	1,311	1,534	
Operations-Fuel												
Fuel Expenditure vs Forecast	Diesel #2	Percentage	151.76%	244.54%	390.00%	1157.47%	571.52%	294.44%	192.17%	-35.94%	74.19%	
Fuel Expenditure vs Forecast	#6	Percentage	-30.78%	-3.36%	37.24%	4.74%	-4.94%	-11.45%	26.89%	109.25%	81.01%	
Inventory control	Diesel #2	Percentage	63.08%	71.12%	58.69%	40.88%	39.08%	28.54%	58.70%	77.27%	77.96%	
Inventory control	#6	Percentage	72.81%	69.63%	61.84%	57.89%	58.85%	42.03%	50.47%	40.89%	41.38%	
MMBTU consumed vs. forecast	Diesel #2	Percentage	150.40%	236.34%	211.18%	1051.14%	515.05%	255.79%	177.81%	-41.79%	48.44%	
MMBTU consumed vs. forecast	#6	Percentage	-14.39%	-1.26%	-6.55%	1.30%	-11.11%	24.72%	22.36%	91.34%	45.44%	
MMBTU consumed vs. forecast	NG	Percentage	-5.62%	6.32%	-1.70%	-27.91%	-16.39%	-51.76%	-44.42%	-42.67%	-43.65%	
Renewable Energy and Demand Side Management												
Number of curtailed hours from RPS-eligible capacity												
Number of curtailed hours from RPS-eligible capacity	Pattern Santa Isabel		0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Number of curtailed hours from RPS-eligible capacity	Punta Lima Wind Farm		0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Number of curtailed hours from RPS-eligible capacity	AES Ilumina		0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Number of curtailed hours from RPS-eligible capacity	Windmar Cantera Martinó		0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Number of curtailed hours from RPS-eligible capacity	San Fermín Solar Farm		0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Number of curtailed hours from RPS-eligible capacity	Horizon Energy		0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Number of curtailed hours from RPS-eligible capacity	Landfill Gas Technologies Fajardo (LFG		0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Number of curtailed hours from RPS-eligible capacity	Oriana Energy		0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Number of curtailed hours from RPS-eligible capacity	Windmar Coto Laurel SolarFarm		0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Number of curtailed hours from RPS-eligible capacity	Humacao Solar Project		0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Number of curtailed hours from RPS-eligible capacity	Landfill Gas Technologies Toa Baja (LF		0	0	0	0	0	0	0	48	0	
Operational RPS-eligible capacity		MW	272.9	272.9	272.9	272.9	272.9	272.9	272.90	272.90	272.90	
Contracted but not operational RPS-eligible capacity		MW	436.3	436.3	436.3	436.3	436.3	436.3	436.3	436.3	436.3	
Average delay in anticipated online date of RPS-eligible projects		Days	1,448.2	1,448.2	1,448.2	1,448.2	1,448.2	1,448.2	1,448.2	1,478.2	1,508.2	
Mean time to interconnect utility-scale RPS-eligible projects**		Days	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
Average capacity factor of RPS-eligible capacity												
Average capacity factor of RPS-eligible capacity	Pattern Santa Isabel	Percentage	32%	41%	29%	14%	14%	17%	21%	21%	25%	
Average capacity factor of RPS-eligible capacity	Punta Lima Wind Fa	Percentage	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
Average capacity factor of RPS-eligible capacity	AES Ilumina	Percentage	21%	23%	22%	22%	20%	18%	19%	21%	21%	
Average capacity factor of RPS-eligible capacity	Windmar Cantera M	Percentage	21%	18%	25%	24%	25%	25%	14%	28%	27%	
Average capacity factor of RPS-eligible capacity	San Fermín Solar Fa	Percentage	19%	15%	20%	18%	15%	16%	15%	15%	14%	
Average capacity factor of RPS-eligible capacity	Horizon Energy	Percentage	25%	25%	28%	26%	24%	23%	23%	27%	25%	
Average capacity factor of RPS-eligible capacity	Lanfill Gas Technolo	Percentage	18%	21%	21%	21%	21%	15%	24%	16%	21%	
Average capacity factor of RPS-eligible capacity	Oriana Energy	Percentage	24%	24%	25%	24%	21%	20%	19%	22%	22%	
Average capacity factor of RPS-eligible capacity	Windmar Coto Laure	Percentage	14%	19%	21%	20%	22%	21%	21%	23%	21%	
Average capacity factor of RPS-eligible capacity	Humacao Solar Proj	Percentage	18%	20%	22%	20%	17%	17%	16%	19%	26%	

Average capacity factor of RPS-eligible capacity	Landfill Gas Technologies	Percentage	51%	41%	29%	42%	33%	40%	41%	69%	63%	
Generation from RPS-eligible PPOA's (percent of sales)		Percentage	3%	3%	3%	2.0%	2.5%	2.1%	2.33%	2.87%	2.75%	
Generation from RPS-eligible PPOA's (by unit)		MWh	40.58	46.79	42.43	32.54	29.97	29.99	32.93	35.80	34.30	
Generation from RPS-eligible PPOA's (by unit)	Pattern Santa Isabel	MWh	17.30	22.62	16.32	7.39	8.01	9.01	11.88	11.58	12.74	
Generation from RPS-eligible PPOA's (by unit)	Punta Lima Wind Fa	MWh	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Generation from RPS-eligible PPOA's (by unit)	AES Ilumina	MWh	3.06	3.35	3.28	3.21	3.00	2.65	2.83	3.09	2.81	
Generation from RPS-eligible PPOA's (by unit)	Windmar Cantera M	MWh	0.32	0.27	0.38	1.42	0.38	0.38	0.22	0.43	0.38	
Generation from RPS-eligible PPOA's (by unit)	San Fermín Solar Fa	MWh	2.74	2.20	3.01	2.6	2.3	2.3	2.2	2.6	1.9	
Generation from RPS-eligible PPOA's (by unit)	Horizon Energy	MWh	1.80	1.87	2.07	1.9	1.8	1.7	1.7	2.0	1.7	
Generation from RPS-eligible PPOA's (by unit)	Lanfill Gas Technolo	MWh	0.31	0.38	0.37	0.4	0.4	0.3	0.4	0.3	0.3	
Generation from RPS-eligible PPOA's (by unit)	Oriana Energy	MWh	7.93	8.04	8.49	7.72	6.96	6.54	6.52	7.22	6.77	
Generation from RPS-eligible PPOA's (by unit)	Windmar Coto Laure	MWh	0.98	1.43	1.55	1.42	1.63	1.50	1.53	1.68	1.40	
Generation from RPS-eligible PPOA's (by unit)	Humacao Solar Proj	MWh	5.26	5.90	6.44	5.78	4.97	5.02	4.85	5.71	5.21	
Generation from RPS-eligible PPOA's (by unit)	Lanfill Gas Technolo	MWh	0.88	0.73	0.53	0.73	0.60	0.69	0.73	1.24	1.01	
Annual savings from government energy efficiency program		MWh	109.70	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	*Métrica Anual, las disminuciones en el FY 2019 y 2020 necesariamente no fueron por el uso eficiente de la energía, estos año fueron impactados por diferentes eventos naturales atípicos.*
Annual savings from government energy efficiency program	Central Agencies	MWh	63.55	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	*Métrica Anual, las disminuciones en el FY 2019 y 2020 necesariamente no fueron por el uso eficiente de la energía, estos año fueron impactados por diferentes eventos naturales atípicos.*
Annual savings from government energy efficiency program	Legislature	MWh	(2.81)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	*Métrica Anual, las disminuciones en el FY 2019 y 2020 necesariamente no fueron por el uso eficiente de la energía, estos año fueron impactados por diferentes eventos naturales atípicos.*
Annual savings from government energy efficiency program	Public Corporations	MWh	141.10	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	*Métrica Anual, las disminuciones en el FY 2019 y 2020 necesariamente no fueron por el uso eficiente de la energía, estos año fueron impactados por diferentes eventos naturales atípicos.*
Annual savings from government energy efficiency program	Municipalities	MWh	(92.14)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	*Métrica Anual, las disminuciones en el FY 2019 y 2020 necesariamente no fueron por el uso eficiente de la energía, estos año fueron impactados por diferentes eventos naturales atípicos.*
Total installed distributed generation capacity by type (system and per district)												
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Total	MW	227.69	244.77	259.79	267.48	281.37	296.15	308.01	315.67	323.65	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Aguadilla	MW	9.80	10.45	11.18	11.67	12.54	12.64	12.98	13.19	13.29	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Arecibo	MW	5.87	6.83	7.40	7.63	7.96	8.24	8.52	8.81	8.91	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Barranquitas	MW	2.39	2.60	2.88	3.01	3.24	3.67	3.82	4.01	4.05	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Bayamón	MW	10.65	12.21	13.14	13.30	13.65	14.63	15.24	15.28	16.21	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Caguas Norte	MW	12.47	14.19	15.26	15.70	16.08	17.03	17.97	18.08	18.65	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Caguas Sur	MW	4.12	5.27	5.95	6.27	6.59	6.94	7.23	7.50	7.76	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Canóvanas	MW	7.98	8.14	8.63	9.32	10.41	10.82	11.19	11.60	11.83	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Carolina	MW	6.65	6.87	7.29	7.56	9.14	9.78	10.58	10.98	11.31	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Cayey	MW	3.83	4.43	4.80	5.00	5.31	5.45	5.62	5.85	6.04	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Dorado	MW	9.19	9.50	10.40	10.50	10.76	11.15	11.58	11.88	12.22	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Fajardo	MW	4.45	4.50	4.62	4.66	5.24	5.77	6.17	6.36	6.47	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Guayama	MW	4.82	5.04	5.23	5.53	5.96	6.04	6.27	6.48	6.57	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Hato Rey	MW	2.69	2.88	2.95	2.96	3.15	3.24	3.30	3.32	3.39	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Humacao	MW	5.15	6.02	6.36	6.43	6.84	7.85	7.97	8.29	8.45	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Juana Diaz	MW	5.13	5.30	5.43	5.75	5.99	6.24	6.66	6.82	7.06	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Juncos	MW	7.78	8.59	8.83	9.25	9.54	10.04	10.27	10.58	10.87	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Manati	MW	5.61	6.61	7.28	7.52	8.00	8.23	8.35	8.88	9.00	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Mayaguez	MW	5.97	6.86	7.05	7.15	7.63	7.98	8.22	8.35	8.46	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Minillas	MW	6.14	6.93	7.57	7.64	8.47	8.84	9.14	9.46	9.74	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Monacillos	MW	26.06	26.46	27.27	27.45	27.70	29.50	30.29	30.55	31.15	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Palo Seco	MW	7.59	7.77	8.74	8.78	9.05	9.30	10.08	10.04	10.71	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Ponce Norte	MW	3.66	3.69	3.80	3.97	4.14	4.40	4.60	4.76	4.88	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Ponce Sur	MW	6.54	6.53	6.78	7.13	7.34	7.61	7.81	8.07	8.24	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Puerto Nuevo	MW	10.83	10.89	11.55	11.63	11.41	12.52	13.46	13.40	13.92	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Quebradillas	MW	7.23	7.73	8.25	8.71	9.05	9.30	9.56	9.86	9.99	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Rio Piedras	MW	1.86	1.93	2.04	2.08	2.20	2.49	2.63	2.72	2.75	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Sabana Llana	MW	5.55	5.99	6.20	6.32	6.73	7.67	7.97	8.42	8.63	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	San German	MW	9.00	10.24	10.94	11.59	12.44	12.77	13.27	13.91	14.11	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	San Juan	MW	7.88	7.92	7.99	7.99	8.19	8.26	8.47	8.42	8.47	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	San Sebastian	MW	2.99	3.35	3.55	3.85	4.11	4.17	4.25	4.41	4.58	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Santa Isabel	MW	5.72	5.88	6.33	6.64	7.13	7.42	7.90	8.19	8.31	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Utuado	MW	1.21	1.68	1.79	1.84	2.00	2.08	2.10	2.20	2.17	

Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Vega Baja	MW	5.98	6.42	6.99	7.04	7.56	7.90	8.13	8.40	8.70
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Yauco	MW	4.88	5.08	5.32	5.59	5.84	6.17	6.41	6.61	6.75
Total installed distributed generation capacity- Wind	Total	MW	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Total installed distributed generation capacity- Wind	Quebradillas	MW	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Total installed distributed generation capacity- Wind	Santa Isabel	MW	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Incremental installed distributed generation capacity per year by type (system and per district)											
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Total	MW	1.44	17.08	15.02	7.69	13.89	14.77	11.86	7.66	7.98
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Aguadilla	MW	0.04	0.65	0.73	0.49	0.86	0.10	0.34	0.21	0.10
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Arecibo	MW	0.14	0.96	0.56	0.23	0.32	0.29	0.28	0.29	0.10
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Barranquitas	MW	-0.02	0.21	0.28	0.13	0.23	0.43	0.15	0.20	0.04
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Bayamón	MW	0.23	1.56	0.93	0.16	0.36	0.98	0.61	0.04	0.93
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Caguas Norte	MW	0.14	1.72	1.07	0.44	0.38	0.95	0.94	0.10	0.57
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Caguas Sur	MW	0.05	1.15	0.68	0.32	0.32	0.35	0.29	0.27	0.26
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Canóvanas	MW	0.14	0.16	0.49	0.69	1.09	0.41	0.37	0.41	0.23
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Carolina	MW	0.00	0.22	0.42	0.27	1.59	0.64	0.80	0.40	0.34
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Cayey	MW	0.03	0.60	0.37	0.20	0.31	0.15	0.17	0.23	0.20
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Dorado	MW	0.17	0.31	0.90	0.10	0.25	0.39	0.43	0.31	0.34
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Fajardo	MW	-0.03	0.04	0.12	0.04	0.58	0.53	0.40	0.19	0.11
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Guayama	MW	-0.05	0.22	0.19	0.30	0.43	0.08	0.23	0.21	0.09
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Hato Rey	MW	0.02	0.19	0.07	0.01	0.19	0.09	0.06	0.02	0.07
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Humacao	MW	0.04	0.88	0.34	0.07	0.41	1.01	0.12	0.33	0.16
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Juana Diaz	MW	-0.03	0.16	0.14	0.32	0.24	0.24	0.43	0.15	0.24
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Juncos	MW	0.03	0.80	0.25	0.42	0.29	0.50	0.23	0.31	0.29
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Manati	MW	0.08	1.00	0.67	0.24	0.48	0.22	0.12	0.54	0.12
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Mayaguez	MW	0.06	0.88	0.19	0.10	0.48	0.36	0.23	0.13	0.10
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Minillas	MW	0.09	0.79	0.64	0.07	0.83	0.37	0.31	0.32	0.28
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Monacillos	MW	0.02	0.40	0.81	0.18	0.25	1.79	0.79	0.27	0.60
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Palo Seco	MW	0.08	0.18	0.97	0.04	0.27	0.25	0.78	-0.04	0.68
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Ponce Norte	MW	-0.07	0.04	0.11	0.17	0.17	0.26	0.20	0.16	0.12
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Ponce Sur	MW	-0.01	-0.01	0.25	0.35	0.21	0.27	0.19	0.26	0.17
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Puerto Nuevo	MW	-0.01	0.06	0.66	0.08	-0.22	1.11	0.94	-0.07	0.52
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Quebradillas	MW	-0.03	0.50	0.51	0.46	0.33	0.25	0.26	0.30	0.14
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Rio Piedras	MW	0.01	0.06	0.12	0.04	0.11	0.29	0.13	0.09	0.04
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Sabana Llana	MW	0.10	0.44	0.21	0.12	0.41	0.94	0.30	0.45	0.21
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	San German	MW	0.08	1.24	0.71	0.65	0.86	0.33	0.50	0.64	0.21
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	San Juan	MW	0.01	0.04	0.07	0.00	0.20	0.07	0.21	-0.05	0.05
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	San Sebastian	MW	0.00	0.36	0.20	0.30	0.26	0.06	0.08	0.16	0.17
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Santa Isabel	MW	0.02	0.16	0.45	0.31	0.48	0.29	0.48	0.29	0.13
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Utuado	MW	0.01	0.47	0.11	0.05	0.16	0.08	0.02	0.10	-0.03
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Vega Baja	MW	0.07	0.44	0.58	0.05	0.52	0.34	0.23	0.27	0.30
Incremental installed distributed generation capacity per year- Pho	Yauco	MW	0.01	0.20	0.24	0.27	0.24	0.33	0.25	0.20	0.14
Incremental installed distributed generation capacity per year- Win	Total	MW	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Incremental installed distributed generation capacity per year- Win	Quebradillas	MW	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Incremental installed distributed generation capacity per year- Win	Santa Isabel	MW	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total number of distributed generation installations by type (system and per district)											
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Total	Number of facilities	26,077	29,284	31,762	33,057	35,675	38,676	40,541	42,208	43,368
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Aguadilla	Number of facilities	1,159	1,301	1,393	1,441	1,519	1,617	1661	1694	1732
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Arecibo	Number of facilities	710	872	994	1,031	1,079	1,131	1184	1233	1255
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Barranquitas	Number of facilities	373	409	460	482	520	598	627	656	676
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Bayamón	Number of facilities	1,282	1,439	1,638	1,668	1,831	1,935	2035	2121	2207
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Caguas Norte	Number of facilities	1,424	1,784	1,948	2,065	2,214	2,349	2454	2557	2606
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Caguas Sur	Number of facilities	710	927	1,059	1,117	1,178	1,242	1310	1361	1403
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Canóvanas	Number of facilities	845	874	963	1,100	1,277	1,388	1458	1527	1571
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Carolina	Number of facilities	881	909	1,001	1,055	1,352	1,480	1607	1688	1733
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Cayey	Number of facilities	489	610	685	722	764	812	844	879	899
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Dorado	Number of facilities	939	1,040	1,142	1,159	1,286	1,352	1421	1471	1525
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Fajardo	Number of facilities	524	537	557	566	629	758	806	843	869
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Guayama	Number of facilities	908	940	978	1,024	1,063	1,120	1168	1199	1222
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Hato Rey	Number of facilities	117	127	136	137	144	162	172	179	186
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Humacao	Number of facilities	715	877	953	966	1,022	1,224	1261	1309	1340
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Juana Diaz	Number of facilities	869	885	921	980	1,036	1,090	1155	1208	1255
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Juncos	Number of facilities	681	825	885	961	1,005	1,110	1167	1216	1270
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Manati	Number of facilities	792	972	1,076	1,120	1,197	1,256	1306	1372	1399
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Mayaguez	Number of facilities	766	918	962	983	1,063	1,126	1174	1208	1227
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Minillas	Number of facilities	759	903	1,031	1,045	1,196	1,276	1332	1390	1439
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Monacillos	Number of facilities	1,656	1,781	1,878	1,912	2,016	2,326	2453	2553	2610
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Palo Seco	Number of facilities	643	732	856	864	949	1,013	1073	1128	1164
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Ponce Norte	Number of facilities	535	543	563	596	624	681	716	743	772
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Ponce Sur	Number of facilities	639	651	680	746	786	854	901	940	971
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Puerto Nuevo	Number of facilities	856	959	988	999	1,065	1,260	1334	1399	1449
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Quebradillas	Number of facilities	1,046	1,145	1,220	1,258	1,313	1,359	1406	1461	1489
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Rio Piedras	Number of facilities	241	260	269	277	295	349	376	396	401
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Sabana Llana	Number of facilities	742	799	855	880	941	1,109	1186	1264	1289
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	San German	Number of facilities	1,430	1,679	1,787	1,883	2,022	2,131	2198	2285	2344
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	San Juan	Number of facilities	185	197	210	211	227	246	263	271	276

Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	San Sebastian	Number of facilities	361	398	419	444	478	504	518	538	556
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Santa Isabel	Number of facilities	984	1,015	1,084	1,120	1,194	1,276	1333	1376	1407
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Utuado	Number of facilities	185	239	262	272	285	307	317	325	325
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Vega Baja	Number of facilities	849	935	1,048	1,057	1,162	1,223	1264	1329	1380
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Yauco	Number of facilities	782	802	861	916	943	1,012	1061	1089	1121
Total number of distributed generation installations- Wind	Total	Number of facilities	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Total number of distributed generation installations- Wind	Quebradillas	Number of facilities	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Total number of distributed generation installations- Wind	Santa Isabel	Number of facilities	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Incremental number of distributed generation installations per year	by type (system and	Number of facilities									
Incremental number of distributed generation installations per year	Total	Number of facilities	257	3,207	2,478	1,295	2,618	3,001	1,865	1,667	1,160
Incremental number of distributed generation installations per year	Aguadilla	Number of facilities	4	142	92	48	78	98	44	33	38
Incremental number of distributed generation installations per year	Arecibo	Number of facilities	25	162	122	37	48	52	53	49	22
Incremental number of distributed generation installations per year	Barranquitas	Number of facilities	1	36	51	22	38	78	29	29	20
Incremental number of distributed generation installations per year	Bayamón	Number of facilities	40	157	199	30	163	104	100	86	86
Incremental number of distributed generation installations per year	Caguas Norte	Number of facilities	20	360	164	117	149	135	105	103	49
Incremental number of distributed generation installations per year	Caguas Sur	Number of facilities	9	217	132	58	61	64	68	51	42
Incremental number of distributed generation installations per year	Canóvanas	Number of facilities	24	29	89	137	177	111	70	69	44
Incremental number of distributed generation installations per year	Carolina	Number of facilities	2	28	92	54	297	128	127	81	45
Incremental number of distributed generation installations per year	Cayey	Number of facilities	7	121	75	37	42	48	32	35	20
Incremental number of distributed generation installations per year	Dorado	Number of facilities	28	101	102	17	127	66	69	50	54
Incremental number of distributed generation installations per year	Fajardo	Number of facilities	-1	13	20	9	63	129	48	37	26
Incremental number of distributed generation installations per year	Guayama	Number of facilities	-6	32	38	46	39	57	48	31	23
Incremental number of distributed generation installations per year	Hato Rey	Number of facilities	2	10	9	1	7	18	10	7	7
Incremental number of distributed generation installations per year	Humacao	Number of facilities	8	162	76	13	56	202	37	48	31
Incremental number of distributed generation installations per year	Juana Diaz	Number of facilities	-4	16	36	59	56	54	65	53	47
Incremental number of distributed generation installations per year	Juncos	Number of facilities	4	144	60	76	44	105	57	49	54
Incremental number of distributed generation installations per year	Manati	Number of facilities	15	180	104	44	77	59	50	66	27
Incremental number of distributed generation installations per year	Mayaguez	Number of facilities	11	152	44	21	80	63	48	34	19
Incremental number of distributed generation installations per year	Minillas	Number of facilities	17	144	128	14	151	80	56	58	49
Incremental number of distributed generation installations per year	Monacillos	Number of facilities	3	125	97	34	104	310	127	100	57
Incremental number of distributed generation installations per year	Palo Seco	Number of facilities	12	89	124	8	85	64	60	55	36
Incremental number of distributed generation installations per year	Ponce Norte	Number of facilities	-8	8	20	33	28	57	35	27	29
Incremental number of distributed generation installations per year	Ponce Sur	Number of facilities	-2	12	29	66	40	68	47	39	31
Incremental number of distributed generation installations per year	Puerto Nuevo	Number of facilities	-5	103	29	11	66	195	74	65	50
Incremental number of distributed generation installations per year	Quebradillas	Number of facilities	-3	99	75	38	55	46	47	55	28
Incremental number of distributed generation installations per year	Rio Piedras	Number of facilities	2	19	9	8	18	54	27	20	5
Incremental number of distributed generation installations per year	Sabana Llana	Number of facilities	18	57	56	25	61	168	77	78	25
Incremental number of distributed generation installations per year	San German	Number of facilities	20	249	108	96	139	109	67	87	59
Incremental number of distributed generation installations per year	San Juan	Number of facilities	-3	12	13	1	16	19	17	8	5
Incremental number of distributed generation installations per year	San Sebastian	Number of facilities	1	37	21	25	34	26	14	20	18
Incremental number of distributed generation installations per year	Santa Isabel	Number of facilities	1	31	69	36	74	82	57	43	31
Incremental number of distributed generation installations per year	Utuado	Number of facilities	2	54	23	10	13	22	10	8	0
Incremental number of distributed generation installations per year	Vega Baja	Number of facilities	11	86	113	9	105	61	41	65	51
Incremental number of distributed generation installations per year	Yauco	Number of facilities	2	20	59	55	27	69	49	28	32
Incremental number of distributed generation installations per year	Total	Number of facilities	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incremental number of distributed generation installations per year	Quebradillas	Number of facilities	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incremental number of distributed generation installations per year	Santa Isabel	Number of facilities	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total installed energy storage capacity by type		Kwh									
Total Installed BESS Capacity	Adjuntas	Kwh	351	392	419	446	460	500	500	528	555
Total Installed BESS Capacity	Aguada	Kwh	1,682	1,777	1,856	1,935	2,150	2,218	2,261	2,423	2,491
Total Installed BESS Capacity	Aguadilla	Kwh	2,079	2,288	2,383	2,580	2,771	3,199	3,393	3,583	3,780
Total Installed BESS Capacity	Aguas Buenas	Kwh	610	651	683	775	843	870	925	1,071	1,156
Total Installed BESS Capacity	Aibonito	Kwh	606	647	694	750	805	833	873	992	1,046
Total Installed BESS Capacity	Anasco	Kwh	886	1,020	1,128	1,205	1,323	1,514	1,596	1,907	2,002
Total Installed BESS Capacity	Arecibo	Kwh	5,071	5,565	5,799	6,155	6,518	7,038	7,484	8,051	8,471
Total Installed BESS Capacity	Arroyo	Kwh	1,090	1,225	1,320	1,415	1,497	1,579	1,715	1,838	1,970
Total Installed BESS Capacity	Barceloneta	Kwh	1,237	1,359	1,501	1,590	1,709	1,904	2,103	2,239	2,307
Total Installed BESS Capacity	Barranquitas	Kwh	497	537	537	591	642	696	720	775	885
Total Installed BESS Capacity	Bayamon	Kwh	12,030	13,056	14,087	15,534	17,196	18,736	20,212	22,155	23,693
Total Installed BESS Capacity	Cabo Rojo	Kwh	3,797	4,150	4,408	4,753	4,926	5,453	5,858	6,387	6,803
Total Installed BESS Capacity	Caguas	Kwh	8,523	9,435	10,346	11,416	12,411	13,684	14,741	16,112	17,046
Total Installed BESS Capacity	Camuy	Kwh	1,119	1,200	1,322	1,443	1,495	1,579	1,878	2,002	2,076
Total Installed BESS Capacity	Canovanas	Kwh	2,655	2,954	3,182	3,664	4,027	4,497	4,735	5,209	5,477
Total Installed BESS Capacity	Carolina	Kwh	39,669	40,568	41,401	42,478	43,581	44,867	46,151	47,520	48,353
Total Installed BESS Capacity	Catano	Kwh	1,380	1,448	1,555	1,596	1,761	1,955	2,061	2,281	2,362
Total Installed BESS Capacity	Cayey	Kwh	50,109	50,232	50,330	50,607	50,808	51,010	51,187	51,363	51,547
Total Installed BESS Capacity	Ceiba	Kwh	581	608	622	649	717	799	867	936	998
Total Installed BESS Capacity	Ciales	Kwh	415	451	484	484	531	572	586	710	791
Total Installed BESS Capacity	Cidra	Kwh	1,639	1,850	1,958	2,120	2,304	2,489	2,770	3,106	3,353
Total Installed BESS Capacity	Coamo	Kwh	1,647	1,796	2,127	2,408	2,544	2,797	3,051	3,394	3,557
Total Installed BESS Capacity	Comerio	Kwh	195	195	248	275	275	316	357	412	494
Total Installed BESS Capacity	Corozal	Kwh	1,187	1,268	1,322	1,431	1,595	1,726	1,895	2,138	2,343
Total Installed BESS Capacity	Dorado	Kwh	3,020	3,291	3,539	3,855	4,290	4,805	5,351	5,750	6,059
Total Installed BESS Capacity	Fajardo	Kwh	1,335	1,509	1,618	1,898	2,060	2,301	2,586	2,957	3,175
Total Installed BESS Capacity	Florida	Kwh	323	356	356	369	396	410	491	532	611
Total Installed BESS Capacity	Guanica	Kwh	419	459	486	527	540	608	649	720	793
Total Installed BESS Capacity	Guayama	Kwh	22,720	22,883	23,117	23,311	23,407	23,693	23,886	24,315	24,559

Total Installed BESS Capacity	Guayanilla	Kwh	551	632	673	730	785	866	926	1,007	1,062
Total Installed BESS Capacity	Guaynabo	Kwh	7,364	7,898	8,579	9,178	9,925	10,763	11,517	12,557	13,112
Total Installed BESS Capacity	Gurabo	Kwh	3,809	4,142	4,441	4,953	5,383	5,833	6,402	6,852	7,241
Total Installed BESS Capacity	Hatillo	Kwh	2,059	2,160	2,282	2,487	2,620	2,768	2,854	2,977	3,058
Total Installed BESS Capacity	Hormigueros	Kwh	1,013	1,100	1,195	1,304	1,414	1,522	1,604	1,717	1,744
Total Installed BESS Capacity	Humacao	Kwh	2,553	2,783	3,010	3,230	3,522	3,793	4,110	4,453	4,629
Total Installed BESS Capacity	Isabela	Kwh	1,419	1,549	1,646	1,805	1,988	2,177	2,354	2,600	2,733
Total Installed BESS Capacity	Jayuya	Kwh	580	607	621	674	694	804	818	832	872
Total Installed BESS Capacity	Juana Diaz	Kwh	3,509	3,818	3,967	4,430	4,823	5,217	5,769	6,658	7,049
Total Installed BESS Capacity	Juncos	Kwh	1,932	2,190	2,372	2,597	3,001	3,438	3,832	4,151	4,503
Total Installed BESS Capacity	Lajas	Kwh	796	883	951	1,046	1,086	1,171	1,306	1,442	1,578
Total Installed BESS Capacity	Lares	Kwh	831	873	914	982	996	1,038	1,066	1,161	1,202
Total Installed BESS Capacity	Las Marias	Kwh	139	139	139	153	159	159	172	227	241
Total Installed BESS Capacity	Las Piedras	Kwh	2,214	2,512	2,796	3,134	3,356	3,753	4,087	4,821	5,279
Total Installed BESS Capacity	Loiza	Kwh	404	444	512	566	634	716	812	908	989
Total Installed BESS Capacity	Luquillo	Kwh	801	882	989	1,126	1,204	1,408	1,504	1,667	1,776
Total Installed BESS Capacity	Manati	Kwh	2,193	2,387	2,501	2,672	2,900	3,124	3,319	3,630	3,893
Total Installed BESS Capacity	Maricao	Kwh	54	54	54	68	68	106	120	147	147
Total Installed BESS Capacity	Maunabo	Kwh	83	83	83	110	124	164	205	259	300
Total Installed BESS Capacity	Mayaguez	Kwh	3,217	3,421	3,541	3,754	3,979	4,280	4,510	4,715	4,975
Total Installed BESS Capacity	Moca	Kwh	1,052	1,137	1,174	1,174	1,307	1,402	1,512	1,644	1,814
Total Installed BESS Capacity	Morovis	Kwh	874	1,009	1,224	1,278	1,360	1,452	1,636	1,758	1,813
Total Installed BESS Capacity	Naguabo	Kwh	1,441	1,561	1,736	1,949	2,332	2,425	2,629	2,941	3,113
Total Installed BESS Capacity	Naranjito	Kwh	495	626	715	877	1,026	1,151	1,287	1,341	1,415
Total Installed BESS Capacity	Orocovis	Kwh	440	464	464	532	593	633	633	707	735
Total Installed BESS Capacity	Patillas	Kwh	437	497	524	524	575	656	753	889	984
Total Installed BESS Capacity	Penuelas	Kwh	407	466	534	576	644	698	711	833	948
Total Installed BESS Capacity	Ponce	Kwh	5,928	6,764	7,859	8,738	9,885	11,150	12,064	13,477	14,904
Total Installed BESS Capacity	Quebradillas	Kwh	952	980	1,068	1,108	1,135	1,203	1,302	1,397	1,490
Total Installed BESS Capacity	Rincon	Kwh	406	452	466	498	576	658	720	814	868
Total Installed BESS Capacity	Rio Grande	Kwh	2,729	3,104	3,390	3,737	4,049	4,563	4,918	5,391	5,796
Total Installed BESS Capacity	Rio Piedras	Kwh	28	36	36	36	36	36	36	36	36
Total Installed BESS Capacity	Sabana Grande	Kwh	1,113	1,263	1,371	1,640	1,759	1,854	2,056	2,329	2,438
Total Installed BESS Capacity	Salinas	Kwh	43,121	43,283	43,337	43,459	43,856	44,149	44,323	44,468	44,604
Total Installed BESS Capacity	San German	Kwh	1,255	1,310	1,432	1,473	1,587	1,737	1,905	2,054	2,205
Total Installed BESS Capacity	San Juan	Kwh	41,900	43,249	44,324	45,870	47,041	48,796	50,386	52,244	53,744
Total Installed BESS Capacity	San Lorenzo	Kwh	2,075	2,319	2,552	2,667	2,879	3,229	3,528	3,859	4,125
Total Installed BESS Capacity	San Sebastian	Kwh	1,511	1,584	1,691	1,718	1,813	1,979	2,185	2,386	2,445
Total Installed BESS Capacity	Santa Isabel	Kwh	1,622	1,771	1,889	2,090	2,306	2,526	2,703	3,060	3,312
Total Installed BESS Capacity	Santurce	Kwh	41	41	41	41	55	55	68	68	68
Total Installed BESS Capacity	Toa Alta	Kwh	4,930	5,378	5,970	6,561	7,059	7,748	8,540	9,398	10,067
Total Installed BESS Capacity	Toa Baja	Kwh	4,013	4,461	4,971	5,512	6,126	6,690	7,359	8,134	8,654
Total Installed BESS Capacity	Trujillo Alto	Kwh	3,428	4,011	4,295	4,772	5,284	5,818	6,544	7,342	7,747
Total Installed BESS Capacity	Utuado	Kwh	874	874	940	940	967	1,021	1,072	1,100	1,127
Total Installed BESS Capacity	Vega Alta	Kwh	1,920	2,029	2,183	2,333	2,608	2,761	2,961	3,429	3,660
Total Installed BESS Capacity	Vega Baja	Kwh	52,486	52,770	53,055	53,371	53,632	53,907	54,262	55,016	55,424
Total Installed BESS Capacity	Vieques	Kwh	28	28	28	28	40	54	67	67	67
Total Installed BESS Capacity	Villalba	Kwh	639	717	771	811	852	954	1,063	1,253	1,348
Total Installed BESS Capacity	Yabucoa	Kwh	754	808	832	971	1,090	1,287	1,378	1,515	1,657
Total Installed BESS Capacity	Yauco	Kwh	21,813	21,996	22,173	22,474	22,706	23,057	23,296	38,682	38,951
Incremental installed energy storage capacity per year by type		Kwh									
Incremental Installed BESS Capacity	Adjuntas	Kwh							0	28	27
Incremental Installed BESS Capacity	Aguada	Kwh							43	162	68
Incremental Installed BESS Capacity	Aguadilla	Kwh							195	189	197
Incremental Installed BESS Capacity	Aguas Buenas	Kwh							55	146	86
Incremental Installed BESS Capacity	Aibonito	Kwh							41	119	55
Incremental Installed BESS Capacity	Anasco	Kwh							82	311	95
Incremental Installed BESS Capacity	Arecibo	Kwh							446	568	420
Incremental Installed BESS Capacity	Arroyo	Kwh							137	123	132
Incremental Installed BESS Capacity	Barceloneta	Kwh							199	136	68
Incremental Installed BESS Capacity	Barranquitas	Kwh							24	55	110
Incremental Installed BESS Capacity	Bayamon	Kwh							1,477	1,943	1,537
Incremental Installed BESS Capacity	Cabo Rojo	Kwh							406	529	416
Incremental Installed BESS Capacity	Caguas	Kwh							1,057	1,371	935
Incremental Installed BESS Capacity	Camuy	Kwh							299	124	74
Incremental Installed BESS Capacity	Canovanas	Kwh							239	473	268
Incremental Installed BESS Capacity	Carolina	Kwh							1,284	1,369	833
Incremental Installed BESS Capacity	Catano	Kwh							106	220	82
Incremental Installed BESS Capacity	Cayey	Kwh							177	176	184
Incremental Installed BESS Capacity	Ceiba	Kwh							69	69	62
Incremental Installed BESS Capacity	Ciales	Kwh							14	124	81
Incremental Installed BESS Capacity	Cidra	Kwh							282	336	247
Incremental Installed BESS Capacity	Coamo	Kwh							255	343	163
Incremental Installed BESS Capacity	Comerio	Kwh							41	55	82
Incremental Installed BESS Capacity	Corozal	Kwh							169	243	205
Incremental Installed BESS Capacity	Dorado	Kwh							546	399	309
Incremental Installed BESS Capacity	Fajardo	Kwh							285	371	219
Incremental Installed BESS Capacity	Florida	Kwh							82	41	79
Incremental Installed BESS Capacity	Guanica	Kwh							41	71	74

Incremental Installed BESS Capacity	Guayama	Kwh							193	429	244
Incremental Installed BESS Capacity	Guayanilla	Kwh							60	81	55
Incremental Installed BESS Capacity	Guaynabo	Kwh							755	1,040	555
Incremental Installed BESS Capacity	Gurabo	Kwh							569	449	389
Incremental Installed BESS Capacity	Hatillo	Kwh							86	123	81
Incremental Installed BESS Capacity	Hormigueros	Kwh							82	113	27
Incremental Installed BESS Capacity	Humacao	Kwh							317	343	176
Incremental Installed BESS Capacity	Isabela	Kwh							178	246	132
Incremental Installed BESS Capacity	Jayuya	Kwh							14	14	41
Incremental Installed BESS Capacity	Juana Diaz	Kwh							553	889	392
Incremental Installed BESS Capacity	Juncos	Kwh							394	319	351
Incremental Installed BESS Capacity	Lajas	Kwh							135	136	136
Incremental Installed BESS Capacity	Lares	Kwh							28	96	41
Incremental Installed BESS Capacity	Las Marias	Kwh							14	55	14
Incremental Installed BESS Capacity	Las Piedras	Kwh							334	734	458
Incremental Installed BESS Capacity	Loiza	Kwh							97	96	81
Incremental Installed BESS Capacity	Luquillo	Kwh							96	164	109
Incremental Installed BESS Capacity	Manati	Kwh							195	311	263
Incremental Installed BESS Capacity	Maricao	Kwh							14	27	0
Incremental Installed BESS Capacity	Maunabo	Kwh							41	54	41
Incremental Installed BESS Capacity	Mayaguez	Kwh							230	206	259
Incremental Installed BESS Capacity	Moca	Kwh							110	132	170
Incremental Installed BESS Capacity	Morovis	Kwh							184	123	55
Incremental Installed BESS Capacity	Naguabo	Kwh							204	312	172
Incremental Installed BESS Capacity	Naranjito	Kwh							137	54	74
Incremental Installed BESS Capacity	Orocovis	Kwh							0	74	28
Incremental Installed BESS Capacity	Patillas	Kwh							97	137	95
Incremental Installed BESS Capacity	Penuelas	Kwh							14	122	116
Incremental Installed BESS Capacity	Ponce	Kwh							914	1,413	1,426
Incremental Installed BESS Capacity	Quebradillas	Kwh							99	95	93
Incremental Installed BESS Capacity	Rincon	Kwh							63	94	54
Incremental Installed BESS Capacity	Rio Grande	Kwh							354	473	406
Incremental Installed BESS Capacity	Rio Piedras	Kwh							0	0	0
Incremental Installed BESS Capacity	Sabana Grande	Kwh							202	272	110
Incremental Installed BESS Capacity	Salinas	Kwh							174	146	136
Incremental Installed BESS Capacity	San German	Kwh							168	149	151
Incremental Installed BESS Capacity	San Juan	Kwh							1,590	1,858	1,499
Incremental Installed BESS Capacity	San Lorenzo	Kwh							298	331	265
Incremental Installed BESS Capacity	San Sebastian	Kwh							205	201	60
Incremental Installed BESS Capacity	Santa Isabel	Kwh							178	357	252
Incremental Installed BESS Capacity	Santurce	Kwh							14	0	0
Incremental Installed BESS Capacity	Toa Alta	Kwh							792	858	669
Incremental Installed BESS Capacity	Toa Baja	Kwh							669	775	520
Incremental Installed BESS Capacity	Trujillo Alto	Kwh							726	798	405
Incremental Installed BESS Capacity	Utuado	Kwh							52	28	28
Incremental Installed BESS Capacity	Vega Alta	Kwh							199	469	231
Incremental Installed BESS Capacity	Vega Baja	Kwh							355	754	408
Incremental Installed BESS Capacity	Vieques	Kwh							14	0	0
Incremental Installed BESS Capacity	Villalba	Kwh							109	190	95
Incremental Installed BESS Capacity	Yabucoa	Kwh							92	137	142
Incremental Installed BESS Capacity	Yauco	Kwh							239	15,386	269
Total number of energy storage installations by type		Number of facilities									
Total number of BESS installations	Adjuntas	Number of facilities	17	20	22	24	25	28	28	30	31
Total number of BESS installations	Aguada	Number of facilities	117	123	129	134	150	156	163	173	179
Total number of BESS installations	Aguadilla	Number of facilities	151	165	174	191	203	235	253	267	286
Total number of BESS installations	Aguas Buenas	Number of facilities	46	49	51	57	62	64	68	78	84
Total number of BESS installations	Aibonito	Number of facilities	28	31	34	38	42	44	48	57	61
Total number of BESS installations	Anasco	Number of facilities	65	76	84	91	100	115	121	135	142
Total number of BESS installations	Arecibo	Number of facilities	352	384	405	432	460	493	530	574	609
Total number of BESS installations	Arroyo	Number of facilities	81	91	98	106	113	119	129	139	151
Total number of BESS installations	Barceloneta	Number of facilities	96	105	116	124	133	146	160	173	178
Total number of BESS installations	Barranquitas	Number of facilities	35	38	38	42	46	50	51	56	65
Total number of BESS installations	Bayamon	Number of facilities	838	915	991	1,099	1,218	1,333	1434	1557	1675
Total number of BESS installations	Cabo Rojo	Number of facilities	262	286	304	331	343	383	410	449	479
Total number of BESS installations	Caguas	Number of facilities	598	667	733	810	885	981	1068	1168	1233
Total number of BESS installations	Camuy	Number of facilities	86	94	102	108	114	124	145	153	160
Total number of BESS installations	Canovanas	Number of facilities	183	204	221	255	282	317	336	368	391
Total number of BESS installations	Carolina	Number of facilities	553	616	681	761	835	919	1006	1099	1172
Total number of BESS installations	Catano	Number of facilities	89	95	102	106	118	128	136	152	159
Total number of BESS installations	Cayey	Number of facilities	133	142	150	171	184	206	220	234	245
Total number of BESS installations	Ceiba	Number of facilities	43	45	46	48	53	59	64	69	74
Total number of BESS installations	Ciales	Number of facilities	27	31	35	35	39	43	45	54	60
Total number of BESS installations	Cidra	Number of facilities	114	129	137	151	167	180	201	222	237
Total number of BESS installations	Coamo	Number of facilities	119	129	141	160	173	192	209	233	246
Total number of BESS installations	Comerio	Number of facilities	12	12	16	18	18	21	25	29	35
Total number of BESS installations	Corozal	Number of facilities	73	79	85	93	104	111	125	142	157
Total number of BESS installations	Dorado	Number of facilities	198	217	236	261	291	325	359	388	412
Total number of BESS installations	Fajardo	Number of facilities	91	106	113	130	138	154	175	200	217

Total number of BESS installations	Florida	Number of facilities	26	29	31	32	34	36	43	46	52
Total number of BESS installations	Guanica	Number of facilities	32	35	37	40	41	46	49	54	59
Total number of BESS installations	Guayama	Number of facilities	152	164	179	193	203	223	235	265	281
Total number of BESS installations	Guayanilla	Number of facilities	39	45	48	52	56	64	69	75	78
Total number of BESS installations	Guaynabo	Number of facilities	468	509	553	593	642	698	752	822	864
Total number of BESS installations	Gurabo	Number of facilities	295	319	340	378	408	440	482	514	543
Total number of BESS installations	Hatillo	Number of facilities	126	134	143	158	168	180	186	197	204
Total number of BESS installations	Hormigueros	Number of facilities	74	80	87	96	106	114	119	126	128
Total number of BESS installations	Humacao	Number of facilities	178	195	212	229	251	272	296	328	344
Total number of BESS installations	Isabela	Number of facilities	101	109	117	130	140	155	173	192	204
Total number of BESS installations	Jayuya	Number of facilities	26	28	29	31	33	35	36	37	40
Total number of BESS installations	Juana Diaz	Number of facilities	250	270	282	309	335	365	404	463	489
Total number of BESS installations	Juncos	Number of facilities	142	161	175	189	214	244	271	295	320
Total number of BESS installations	Lajas	Number of facilities	59	66	73	77	80	86	95	104	115
Total number of BESS installations	Lares	Number of facilities	26	29	32	37	38	43	45	52	56
Total number of BESS installations	Las Marias	Number of facilities	9	9	9	10	11	11	13	17	18
Total number of BESS installations	Las Piedras	Number of facilities	170	191	215	237	256	285	310	369	408
Total number of BESS installations	Loiza	Number of facilities	31	34	40	44	50	55	62	70	76
Total number of BESS installations	Luquillo	Number of facilities	50	56	67	75	81	96	102	113	121
Total number of BESS installations	Manati	Number of facilities	166	181	190	206	222	238	255	278	298
Total number of BESS installations	Maricao	Number of facilities	4	4	4	5	5	7	8	10	10
Total number of BESS installations	Maunabo	Number of facilities	7	7	7	9	10	13	16	20	23
Total number of BESS installations	Mayaguez	Number of facilities	232	249	258	276	298	321	339	353	372
Total number of BESS installations	Moca	Number of facilities	66	73	79	82	94	103	110	120	132
Total number of BESS installations	Morovis	Number of facilities	63	74	90	94	103	110	123	134	141
Total number of BESS installations	Naguabo	Number of facilities	94	102	116	133	153	160	178	199	209
Total number of BESS installations	Naranjito	Number of facilities	34	43	49	60	70	80	90	95	100
Total number of BESS installations	Orocovis	Number of facilities	29	31	31	38	44	47	47	52	54
Total number of BESS installations	Patillas	Number of facilities	33	37	40	40	44	51	58	69	76
Total number of BESS installations	Penuelas	Number of facilities	31	35	40	43	48	52	53	62	70
Total number of BESS installations	Ponce	Number of facilities	421	481	537	583	648	731	795	890	998
Total number of BESS installations	Quebradillas	Number of facilities	60	62	69	73	77	82	96	103	114
Total number of BESS installations	Rincon	Number of facilities	26	30	32	35	40	46	52	61	64
Total number of BESS installations	Rio Grande	Number of facilities	198	223	242	268	290	319	346	381	414
Total number of BESS installations	Rio Piedras	Number of facilities	2	3	3	3	3	3	3	3	3
Total number of BESS installations	Sabana Grande	Number of facilities	78	88	95	102	111	119	133	154	162
Total number of BESS installations	Salinas	Number of facilities	121	132	136	145	161	175	188	201	211
Total number of BESS installations	San German	Number of facilities	94	99	107	110	120	131	144	155	167
Total number of BESS installations	San Juan	Number of facilities	790	881	961	1,072	1,166	1,295	1412	1549	1645
Total number of BESS installations	San Lorenzo	Number of facilities	145	166	182	192	209	235	259	284	300
Total number of BESS installations	San Sebastian	Number of facilities	86	93	107	110	118	130	145	161	165
Total number of BESS installations	Santa Isabel	Number of facilities	100	111	120	135	147	159	173	198	215
Total number of BESS installations	Santurce	Number of facilities	2	2	2	2	3	3	4	4	4
Total number of BESS installations	Toa Alta	Number of facilities	364	398	431	474	515	560	616	680	733
Total number of BESS installations	Toa Baja	Number of facilities	299	328	360	405	451	496	545	604	648
Total number of BESS installations	Trujillo Alto	Number of facilities	247	286	311	350	391	429	475	533	565
Total number of BESS installations	Utuado	Number of facilities	46	48	53	53	55	60	66	68	70
Total number of BESS installations	Vega Alta	Number of facilities	114	122	134	146	165	174	185	211	229
Total number of BESS installations	Vega Baja	Number of facilities	184	204	226	249	269	287	315	355	387
Total number of BESS installations	Vieques	Number of facilities	2	2	2	2	3	4	5	5	5
Total number of BESS installations	Villalba	Number of facilities	40	45	49	52	55	61	69	83	90
Total number of BESS installations	Yabucoa	Number of facilities	52	56	58	66	76	89	95	104	113
Total number of BESS installations	Yauco	Number of facilities	138	153	164	188	209	235	254	272	293
Incremental number of energy storage installations per year by type		Number of facilities									
Incremental number of BESS installations	Adjuntas	Number of facilities							0	2	1
Incremental number of BESS installations	Aguada	Number of facilities							7	10	6
Incremental number of BESS installations	Aguadilla	Number of facilities							18	14	19
Incremental number of BESS installations	Aguas Buenas	Number of facilities							4	10	6
Incremental number of BESS installations	Aibonito	Number of facilities							4	9	4
Incremental number of BESS installations	Anasco	Number of facilities							6	14	7
Incremental number of BESS installations	Arecibo	Number of facilities							37	44	35
Incremental number of BESS installations	Arroyo	Number of facilities							10	10	12
Incremental number of BESS installations	Barceloneta	Number of facilities							14	13	5
Incremental number of BESS installations	Barranquitas	Number of facilities							1	5	9
Incremental number of BESS installations	Bayamon	Number of facilities							101	123	118
Incremental number of BESS installations	Cabo Rojo	Number of facilities							27	39	30
Incremental number of BESS installations	Caguas	Number of facilities							87	100	65
Incremental number of BESS installations	Camuy	Number of facilities							21	8	7
Incremental number of BESS installations	Canovanas	Number of facilities							19	32	23
Incremental number of BESS installations	Carolina	Number of facilities							87	93	73
Incremental number of BESS installations	Catano	Number of facilities							8	16	7
Incremental number of BESS installations	Cayey	Number of facilities							14	14	11
Incremental number of BESS installations	Ceiba	Number of facilities							5	5	5
Incremental number of BESS installations	Ciales	Number of facilities							2	9	6
Incremental number of BESS installations	Cidra	Number of facilities							21	21	15
Incremental number of BESS installations	Coamo	Number of facilities							17	24	13
Incremental number of BESS installations	Comerio	Number of facilities							4	4	6

Incremental number of BESS installations	Corozal	Number of facilities							14	17	15
Incremental number of BESS installations	Dorado	Number of facilities							34	29	24
Incremental number of BESS installations	Fajardo	Number of facilities							21	25	17
Incremental number of BESS installations	Florida	Number of facilities							7	3	6
Incremental number of BESS installations	Guanica	Number of facilities							3	5	5
Incremental number of BESS installations	Guayama	Number of facilities							12	30	16
Incremental number of BESS installations	Guayanilla	Number of facilities							5	6	3
Incremental number of BESS installations	Guaynabo	Number of facilities							54	70	42
Incremental number of BESS installations	Gurabo	Number of facilities							42	32	29
Incremental number of BESS installations	Hatillo	Number of facilities							6	11	7
Incremental number of BESS installations	Hormigueros	Number of facilities							5	7	2
Incremental number of BESS installations	Humacao	Number of facilities							24	32	16
Incremental number of BESS installations	Isabela	Number of facilities							18	19	12
Incremental number of BESS installations	Jayuya	Number of facilities							1	1	3
Incremental number of BESS installations	Juana Diaz	Number of facilities							39	59	26
Incremental number of BESS installations	Juncos	Number of facilities							27	24	25
Incremental number of BESS installations	Lajas	Number of facilities							9	9	11
Incremental number of BESS installations	Lares	Number of facilities							2	7	4
Incremental number of BESS installations	Las Marias	Number of facilities							2	4	1
Incremental number of BESS installations	Las Piedras	Number of facilities							25	59	39
Incremental number of BESS installations	Loiza	Number of facilities							7	8	6
Incremental number of BESS installations	Luquillo	Number of facilities							6	11	8
Incremental number of BESS installations	Manati	Number of facilities							17	23	20
Incremental number of BESS installations	Maricao	Number of facilities							1	2	0
Incremental number of BESS installations	Maunabo	Number of facilities							3	4	3
Incremental number of BESS installations	Mayaguez	Number of facilities							18	14	19
Incremental number of BESS installations	Moca	Number of facilities							7	10	12
Incremental number of BESS installations	Morovis	Number of facilities							13	11	7
Incremental number of BESS installations	Naguabo	Number of facilities							18	21	10
Incremental number of BESS installations	Naranjito	Number of facilities							10	5	5
Incremental number of BESS installations	Orocovis	Number of facilities							0	5	2
Incremental number of BESS installations	Patillas	Number of facilities							7	11	7
Incremental number of BESS installations	Penuelas	Number of facilities							1	9	8
Incremental number of BESS installations	Ponce	Number of facilities							64	95	108
Incremental number of BESS installations	Quebradillas	Number of facilities							14	7	11
Incremental number of BESS installations	Rincon	Number of facilities							6	9	3
Incremental number of BESS installations	Rio Grande	Number of facilities							27	35	33
Incremental number of BESS installations	Rio Piedras	Number of facilities							0	0	0
Incremental number of BESS installations	Sabana Grande	Number of facilities							14	21	8
Incremental number of BESS installations	Salinas	Number of facilities							13	13	10
Incremental number of BESS installations	San German	Number of facilities							13	11	12
Incremental number of BESS installations	San Juan	Number of facilities							117	137	96
Incremental number of BESS installations	San Lorenzo	Number of facilities							24	25	16
Incremental number of BESS installations	San Sebastian	Number of facilities							15	16	4
Incremental number of BESS installations	Santa Isabel	Number of facilities							14	25	17
Incremental number of BESS installations	Santurce	Number of facilities							1	0	0
Incremental number of BESS installations	Toa Alta	Number of facilities							56	64	53
Incremental number of BESS installations	Toa Baja	Number of facilities							49	59	44
Incremental number of BESS installations	Trujillo Alto	Number of facilities							46	58	32
Incremental number of BESS installations	Utuado	Number of facilities							6	2	2
Incremental number of BESS installations	Vega Alta	Number of facilities							11	26	18
Incremental number of BESS installations	Vega Baja	Number of facilities							28	40	32
Incremental number of BESS installations	Vieques	Number of facilities							1	0	0
Incremental number of BESS installations	Villalba	Number of facilities							8	14	7
Incremental number of BESS installations	Yabucoa	Number of facilities							6	9	9
Incremental number of BESS installations	Yauco	Number of facilities							19	18	21

23 de marzo de 2022

Hon. Javier Aponte Dalmau
Presidente, Comisión de Proyectos Estratégicos y Energía

Lcdo. Vicente Diaz
Asesor, Comisión de Proyectos Estratégicos y Energía

Vía Correo Electrónico: japonte@senado.pr.gov
vdiaz@senado.pr.gov

RE: COMENTARIOS AL P. DEL S. 728, AL P. DEL S. 781 Y AL P. DEL S. 813

Estimado Senador:

Gracias por la oportunidad de ofrecer comentarios respecto a estos proyectos de ley, de relevancia para los consumidores de energía eléctrica en Puerto Rico y el pueblo en general. Mi nombre es Tomás Torres. Soy Ingeniero y Planificador Licenciado, además, soy el Representante de los Consumidores en la Junta de Gobierno de la AEE. Mis comentarios son con relación a los retos que enfrenta Puerto Rico en medio de la transformación y reconstrucción de su sistema eléctrico, en medio del escenario actual, y el impacto que tenderían los proyectos de ley P. del S. 728, P. del S. 781 y el P. del S. 813.

Introducción

En promedio, Puerto Rico genera 3.26% de su energía de fuentes de energía renovable[1], dependiendo en cerca de un 97% para la generación de energía de combustibles fósiles, incluyendo carbón, gas natural, combustible residual y diésel. Los

[1] Negociado de Energía, Caso NEPR-MI-2019-0016, Informes de Progreso de Interconexión de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico. LUMA's Interconnection Progress Report for November 2011 to January 1022, Cartera de Energía Renovable - Año Natural 2021, Tabla X, 18 de febrero de 2022. https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2022/02/Exhibit-1-Informe-NEPR-MI-2019-0016-FINAL.xlsx

precios del crudo se encuentran actualmente, al 20 de marzo de 2022, a $105 por barril y anteriormente el marzo 8 se encontraban a $124 por barril[2]. Al cierre del 2021 los precios del crudo estuvieron en aproximadamente $76 por barril y anteriormente durante el mes de noviembre había alcanzado un costo máximo de $85 por barril. Esto proyecta un incremento en los costos de generación de energía en Puerto Rico, dado la limitación de la oferta de algunos de estos combustibles por la pandemia del Covid-19 y el conflicto bélico en Europa del Este.

Al comenzar mi gestión como Representante de los Consumidores en la Junta de Gobierno de la AEE, comisioné un estudio al Dr. Ramón Cao-García para determinar el efecto del alza en la tarifa de electricidad en la economía de Puerto Rico, en aquel momento por razón del propuesto acuerdo con un grupo de tenedores de bonos de la AEE[3]. El estudio refleja que un aumento en costos energéticos en promedio por encina de 32.26 centavos por Kw-h resulta, en un periodo de cinco años, en un declive en el Producto Nacional Bruto (PNB) de 22.28%, una pérdida de 170,756 empleos, más un aumento en la inflación de 2.47%.

El pasado 15 de marzo el operador del sistema de transmisión y distribución, Luma Energy, presentó ante el Negociado de Energía los factores trimestrales como parte de la cláusula de ajuste por concepto de compra de combustible y compra de energía. La propuesta ante en Negociado refleja un ajuste en el alza de 4.26 centavos por Kw-h para todas las clases de clientes[4]. Esto elevaría una tarifa residencial promedio a 29.98 centavos por Kw-h, la de un comercial-industrial pequeño promedio a 32.89 centavos por Kwh, la de un comercial-industrial mediano promedio a 30.91 centavos por Kwh y la de un comercial-industrial grande promedio a 29.74 centavos por Kwh. Por lo tanto, se requieren de estrategias de para estabilizar el costo en energía en Puerto Rico para evitar las consecuencias proyectadas.

Estas estrategias deben de considerar tres aspectos fundamentales: (1) el establecer un Fondo de Estabilización, para mitigar los aumentos causados principalmente por aumentos en el costo de combustible; (2) una diversificación acelerada de fuentes energéticas con una rápida integración de energía renovable, tanto a nivel centralizado (preferiblemente en áreas impactadas como vertederos clausurados

---

[2] West Texas Index prices crude oil prices https://www.tradingview.com/symbols/FX_IDC-USDWTI/

[3] An Independent Economic Evaluation of the Definitive Restructuring Support Agreement For Outstanding PREPA's Debt, of PREPA Fiscal Plan and a Modest Proposal. Ramon Cao-Garcia. 30 de agosto de 2019. http://tomastorresjuntaaee.com/wp/wp-content/uploads/2019/09/Final-Report.pdf

[4] Motion Submitting Quaterly Reconciliations and FCA, PPCA and FOS Calculated Factors and Request for Confidential Treatment. Case No. NEPR-MI-2020-0001. March 15, 2022. https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2022/03/Motion-Submitting-Quaterly-Reconciliations-and-FCA-PPCA-and-FOS-Calculated-Factors-and-Request-for-Confidential-Treatment-NEPR-MI-2020-0001.pdf

y "brownfields") como a nivel distribuido (en los techos y predios de hogares, negocios e industrias); y (3) establecer mecanismos para compra de combustibles en los mercados de futuro, bajo la supervisión y aprobación del Negociado de Energía de Puerto Rico.

Proyecto del Senado 728

Este proyecto enmendar el Artículo 6.39 de la Ley 57 de 2014, para proveer a la Autoridad de Energía Eléctrica (AEE) de instrumentos para el cobro de deudas morosas que afectan su estabilidad financiera con el fin de proveer un servicio estable y a costos razonables a sus clientes, y ordenarle al Departamento de Hacienda la creación del Fondo de Estabilización del Sistema Eléctrico de Puerto Rico para estabilizar el costo de energía eléctrica frente a alzas en la tarifa de electricidad como resultado del ajuste por concepto del costo de compra de combustible y compra de energía, y de otros factores, que afecten el costo de electricidad como determinado por el Negociado de Energía como parte de sus procesos regulatorios.

Además, este proyecto enmienda el Articulo 6.3, también de la Ley 57 de 2014 para facultar al Negociado de Energía en lo relacionado al desarrollo de procesos regulatorios para la compra de combustible a largo plazo, considerado herramientas y estrategias financieras que permitan la compra de combustible en los mercados de futuro, por parte de la AEE y de cualquier compañía de servicio eléctrico o productor independiente de energía que le venda o supla energía a la AEE. Ello en las instancias y periodos de tiempo que el Negociado determine la implementación o no implementación de esta herramienta.

El Proyecto del Senado 728, en su Sección 1, considera mediante la **creación del Fondo de Estabilización del Sistema Eléctrico** la implementación de estrategias fundamentales necesarias para lidiar con los incrementos en la tarifa de electricidad, como resultado de aumentos en los costos de combustible. Esto es fundamental como una medida inicial a corto plazo dirigida a evitar costos energéticos elevados perjudícales a los consumidores y a la economía en general, mientras se alcanza una desvinculación de la dependencia de combustibles fósiles para la generación de energía, mediante la diversificación de fuentes energéticas.

El proyecto en su Sección 2 requiere además, establecer mecanismos de **compra de combustibles en mercados de futuro** en coordinación y bajo supervisión del Negociado de Energía, lo cual también es necesario como una herramienta adicional a considerar en la estabilización de los costos energéticos. Por lo tanto, entiendo que este

proyecto es beneficioso para los consumidores y el desarrollo de la economía de Puerto Rico en general.

Proyecto del Senado 781

Este proyecto enmienda la Sección 4 de la Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941 para con el propósito de requerir un mayor grado de pericia sobre asuntos de energía renovable en la AEE, a modo de afianzar los objetivos de política pública establecidos bajo la Ley Núm. 17 de 2019, conocida como la "Ley de Política Energética de Puerto Rico.

Como descrito previamente en la introducción, en Puerto Rico se genera 3.26% de la energía de fuentes renovables[5]. Por tal razón, dependemos en cerca de un 97% de combustibles fósiles para la generación de energía. **Esto no solo vincula el costo del combustible a nivel internacional con el costo de energía, sino que expresa una alta vulnerabilidad del sistema eléctrico de Puerto Rico, debido a que ninguno de estos combustibles existe de manera natural en la isla**. Puerto Rico requiere de la importación de combustibles, por lo que de interrumpirse el suplido de algunos de estos se afecta directamente la generación de energía. Consecuentemente, se requiere la diversificación acelerada de fuentes energéticas con una rápida integración de energía renovable, a nivel centralizado y a nivel del sistema de distribución, en hogares, negocios e industrias, para lograr alcanzar las metas establecidas en la ley 17 de 2019.

Este proyecto mediante el requerimiento de un mayor grado de pericia sobre asuntos de energía renovable en la AEE, afianza y vela por el cumplimiento los objetivos de política pública establecidos bajo la ley vigente. Al Puerto Rico ser una isla que no cuenta con abastos de combustible de manera natural, sino que requiere la importación de estos, la diversificación de fuentes energéticas es fundamental para garantizar un suplido de energía. Esto en especial cuando los combustibles fósiles sean de difícil acceso bien sea por su costo o por su disponibilidad. Por lo tanto, entiendo que este proyecto es beneficioso para los consumidores y provee para el cumplimiento de las metas de energía renovable según el marco legal vigente.

Proyecto del Senado 813

Este proyecto enmienda la Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941, y la Ley 57 de 2014, a los fines de Crear la Oficina de Compra y Estabilización de Precios de

[5] Negociado de Energia, Caso NEPR-MI-2019-0016, Informes de Progreso de Interconexión de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico. !8 de febrero de 2022. *Op. Cit.*

Combustibles y requerirle al Negociado de Energía de Puerto Rico y a la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico desarrollar e implementar procesos regulatorios y ejecutivos necesarios para la compra de combustible en mercados a futuro. Ello con el propósito de abaratar los costos de compra de combustibles requeridos para la generación de energía.

Al igual que lo establecido en la Sección 2 del P del S 728, este proyecto está dirigido a establecer mecanismos de compra de combustibles en mercados de futuro en coordinación y bajo supervisión del Negociado de Energía. Por lo tanto, entiendo que este proyecto es beneficioso para los consumidores y el desarrollo económico de Puerto Rico.

Conclusión

Los proyectos previamente discutidos, recogen estrategias y sugerencias que he expresado tanto en las reuniones de la Junta de Gobierno de la Autoridad de Energía Eléctrica, como en el foro público. Ello considerando tres aspectos fundamentales: (1) el establecimiento de un Fondo de Estabilización, para mitigar los aumentos causados principalmente por aumentos en el costo de combustible; (2) una diversificación acelerada de fuentes energéticas con una rápida integración de energía renovable, para lograr una desvinculación de la dependencia que se tiene actualmente de la utilización de combustibles para la generación de energía; y (3) establecer mecanismos para compra de combustibles en los mercados de futuro, bajo la supervisión y aprobación del Negociado de Energía de Puerto Rico. Consecuentemente entiendo que estos proyectos son no solo en beneficio de los consumidores sino en línea con un desarrollo económico sostenible en Puerto Rico.

Confío que estos comentarios sean tomados en cuenta por su Comisión y la Legislatura. Estoy a su disposición para información adicional sobre este asunto y cualquier otro relacionado.

Atentamente,

Tomás J. Torres
Representante de los Consumidores
ante la Junta de la Autoridad de Energía Eléctrica

XC: Archivos

28 de marzo de 2022

Hon. Javier Aponte Dalmau
Presidente, Comisión de Proyectos Estratégicos y Energía

Lcdo. Vicente Diaz
Asesor, Comisión de Proyectos Estratégicos y Energía

Vía Correo Electrónico: japonte@senado.pr.gov
vdiaz@senado.pr.gov

RE: COMENTARIOS AL P. DEL S. 770 Y AL P. DEL S. 789

Estimado Senador:

Gracias por la oportunidad de ofrecer comentarios respecto a estos proyectos de ley, de relevancia para los consumidores de energía eléctrica en Puerto Rico y el pueblo en general. Mi nombre es Tomás Torres. Soy Ingeniero y Planificador Licenciado, además, soy el Representante de los Consumidores en la Junta de Gobierno de la AEE. Mis comentarios son con relación al impacto que tenderían los proyectos de ley P. del S. 770 y P. del S. 789 dentro los retos que enfrenta Puerto Rico en su entorno actual.

Introducción

En mayo de 2014 mediante la Ley 57 se crea la Comisión de Energía de Puerto Rico, ahora, **Negociado de Energía (NEPR)**. Dentro de los objetivos principales en la creación del NEPR se encuentra el establecer e implementar las normas de política pública para las compañías de servicio eléctrico en Puerto Rico. Ello además de aprobar, revisar y modificar las tarifas de las compañías de servicio eléctrico y garantizar su razonabilidad.

Desde su creación la Comisión, ahora Negociado, ha celebrado diferentes e importantes procesos regulatorios dentro de los que se encuentran dos procesos de revisión del Plan Integrado de Recursos, en el 2015[1] y 2018[2]; y un proceso de Revisión Tarifaria[3]. Esto, además, de otros procesos, como el establecimiento de métricas de rendimiento para la Autoridad de Energía Eléctrica[4]; el establecimiento de reglamentos, como el Reglamento de Manejo de la Demanda[5], Reglamento de Transbordo de Energía[6], y el reciente Reglamento de Eficiencia Energética[7], entre otros. También, el Negociado ha llevado a cabo procedimientos investigativos, procesos adjudicativos, certificaciones de compañías de servicios eléctricos, revisiones de facturas, más un sinnúmero de procedimientos y procesos regulatorios.

Mediante la Ley 57 de 2014 también se crea la **Oficina Independiente de Protección al Consumidor (OIPC)**. Dentro de los deberes principales de la OIPC se encuentra el informar, orientar y asistir a los clientes sobre sus derechos y responsabilidades en relación con el servicio eléctrico, telecomunicaciones y aquellos servicios bajo la jurisdicción del Negociado de Transporte y otros Servicios Públicos.

Dentro de los deberes de la OIPC también se encuentra evaluar el impacto que tienen las tarifas, la política pública y cualquier otro asunto que pueda afectar a los clientes, como también peticionar y abogar a favor de tarifas justas y razonables para los clientes que representa. Igualmente, dentro de sus deberes se encuentra ser defensor y portavoz de los intereses de los clientes en todos los asuntos que estén ante el Negociado de Energía, el Negociado de Telecomunicaciones y el Negociado de Transporte.

Además, dentro de sus responsabilidades ubica el presentar querellas o recursos legales ante el Negociado de Energía, el Negociado de Telecomunicaciones y el Negociado de Transporte a nombre y en representación de los clientes, en relación con

---

[1] Plan Integrado de Recursos para la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, CEPR-AP-2015-0002, https://energia.pr.gov/expedientes/?docket=cepr-ap-2015-0002
[2] Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan, CEPR-AP-2018-0001, https://energia.pr.gov/expedientes/?docket=cepr-ap-2018-0001
[3] Revisión de Tarifas de La Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, CEPR-AP-2015-0001, https://energia.pr.gov/expedientes/?docket=cepr-ap-2015-0001
[4] The Performance of the Puerto Rico Electric Power Authority, NEPR-MI-2019-0007, https://energia.pr.gov/expedientes/?docket=nepr-mi-2019-0007
[5] Regulation Number 9246. December 2020. Regulation for Demand Response http://app.estado.gobierno.pr/ReglamentosOnLine/Reglamentos/9246.pdf
[6] Regulation Number 9351. December 2021. Regulation on Electric Energy Wheeling http://app.estado.gobierno.pr/ReglamentosOnLine/Reglamentos/9351ING.pdf
[7] Regulation Number 9367. March 2022. Regulation for Energy Efficiency http://app.estado.gobierno.pr/ReglamentosOnLine/Reglamentos/9367ING.pdf

controversias sobre cualquier asunto que afecte el servicio, tarifa o en cualquier otro asunto que afecte los intereses o derechos de los clientes. Esto entre otros deberes y responsabilidades descritos en la Ley 57 de 2014.

Proyecto del Senado 770

Este proyecto enmienda el inciso (i) del Artículo 6.16 de la Ley 57 de 2014 para que el presupuesto del Negociado de Energía de Puerto Rico esté sujeto a evaluación y aprobación por el Ejecutivo y la Asamblea Legislativa, en lugar de ser uno independiente del Presupuesto General del Gobierno del Estado Libre Asociado de Puerto Rico, como al presente.

La declaración de motivo de la Ley 57 de 2014 establece:

> Ante esta realidad, resulta indispensable y urgente encaminar una reforma abarcadora del sector eléctrico para fomentar la operación y administración de un sistema eficiente y de costos justos y razonables, conscientes de que somos una jurisdicción aislada que tiene que contar con una red eléctrica estable y segura. **Tenemos que adoptar un marco legal y regulatorio mediante la creación de un ente <u>independiente</u> robusto que asegure una transformación del sistema eléctrico de nuestro País** para el beneficio de nuestra generación y las futuras generaciones. (Letras ennegrecidas y subrayado como parte de este escrito)

La Ley 57 de 2014 tiene como uno de los fundamentos principales para la transformación del sistema eléctrico de Puerto Rico la creación de un <u>ente regulador independiente</u>. A este ente regulador se le delegó establecer e implementar las normas de política pública para las compañías de servicio eléctrico en Puerto Rico, y aprobar, revisar y modificar las tarifas de las compañías de servicio eléctrico y garantizar su razonabilidad.

Remover esta independencia, en especial su independencia financiera, representa volver al pasado. Un pasado en el que, al no existir un regulador impediente, no existía un ente capaz de establecer e implementar de manera ordenada y consistente la política pública energética de Puerto Rico.

La responsabilidad de tanto la Asamblea Legislativa como del Ejecutivo cosiste en nominar y confirmar los nombramientos de las personas a cargo de este ente independiente. Nombramientos, que una vez nominados y confirmados y en acuerdo con el marco legal vigente, deben completar su término y contar con todos los recursos necesarios para desempeñar sus funciones. Todo esto, en vías de proveer estabilidad a

las instituciones que nos gobiernan, en especial las entidades reguladoras. Consecuentemente, una vez surjan vacantes dentro de estos entes de gobierno, estas debes ser ocupadas por recursos experimentados que satisfagan los más altos estándares de la posición para la cual fueron designados.

Por lo tanto, entiendo que este proyecto debe ser reconsiderado ya que su implantación, puede resultar en la restricción de la independencia inherente y necesaria de entes reguladores, como el Negociado de Energía.

Proyecto del Senado 789

Este proyecto enmienda la Ley 57 de 2014, y la Ley Núm. 134 de 1977 para transferir a la Oficina del Procurador del Ciudadano (Ombudsman) el personal de carrera, presupuesto, deberes, responsabilidades, funciones y propiedades de la Oficina Independiente de Protección al Consumidor (OIPC).

Como descrito previamente, dentro de los deberes principales de la OIPC se encuentra informar, orientar y asistir a los clientes sobre sus derechos y responsabilidades en relación con el servicio eléctrico, telecomunicaciones y aquellos servicios bajo el Negociado de Transporte. Además, la OIPC representa los intereses de los clientes en los procesos regulatorios ante el Negociado de Energía, el Negociado de Telecomunicaciones y el Negociado de Transporte.

Esta labor es una altamente técnica, y requiere además de una amplia independencia para su efectiva ejecución. En todo caso, si se desea asistir a la OIPC a desarrollar de una manera más efectiva sus funciones, incluyendo el ser un mejor y más efectivo portavoz de los intereses de los clientes en los asuntos ante los diferentes Negociados, esta debe ser provista de una mayor independencia.

Por lo tanto, entiendo que este proyecto debe ser reconsiderado ya que como redactado no garantiza una efectiva labor de la OIPC.

Conclusión

Tanto el Negociado de Energía, como la OIPC necesitan de independencia para ejercer sus funciones. El Negociado, requiere dicha independencia para cumplir su función de un regulador independiente. La OIPC además ejerce una labor altamente técnica, lo cual requiere de un entorno que provea los recursos necesarios para llevar a

cabo de manera efectiva sus funciones. Por lo tanto, estos proyectos deben ser reconsiderados para garantizar una efectiva labor de ambas entidades.

Confío que estos comentarios sean tomados en cuenta por su Comisión y la Legislatura. Estoy a su disposición para información adicional sobre este asunto y cualquier otro relacionado.

Atentamente,

Tomás J. Torres
Representante de los Consumidores
ante la Junta de la Autoridad de Energía Eléctrica

XC: Archivos