



Plan Fiscal PREPA – Febrero 2025

Resumen

Este documento fue preparado por funcionarios de la Oficina de Presupuesto de la Asamblea Legislativa (OPAL) como una herramienta para facilitar la comprensión del Plan Fiscal para la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, certificado el 6 de febrero de 2025. No obstante, este resumen no pretende sustituir el documento original, por lo que se recomienda examinar y citar únicamente el documento certificado por la Junta de Supervisión Fiscal y Administración Financiera, disponible en: <https://drive.google.com/file/d/1WksRhtfmoLvaZFb-5pUNkFXGEiT3t6vp/view>. Este Resumen no contempla cualquier cambio o enmienda que sea certificada con posterioridad a febrero de 2025.

1 Resumen Ejecutivo

Este Plan Fiscal brinda detalles acerca de la transformación del sector energético de Puerto Rico y PREPA durante el pasado año y medio, desde la certificación del Plan Fiscal anterior en junio 2023. Datos recientes indican que el rendimiento energético se ha deteriorado desde marzo 2023 e incluso, es inferior al de las empresas de servicios públicos estadounidenses.

Cumpliendo con las solicitudes de la Junta de Supervisión, el propósito de este nuevo Plan Fiscal es reflejar el pronóstico de los gastos requeridos sin limitarse por la Orden Tarifaria de 2017. Por otro lado, se hace mención sobre el posible aumento en los costos de combustible y energía comprada. Sin embargo, teniendo en cuenta la asequibilidad y los altos costos previstos por los operadores, la Junta de Supervisión concluye que PREPA no podrá imponer aumentos de tarifas suficientes para pagar todos los gastos y la deuda, sin cobrar tarifas onerosas. Por tanto, PREPA debe trabajar mano a mano con LUMA, Genera y demás partes interesadas para asegurar que la transformación del sector energético de Puerto Rico progrese y se aborden los desafíos operacionales y financieros.

2 Contexto Histórico y Desafíos Actuales

2.1 Datos clave sobre PREPA

PREPA fue creada mediante la Ley Núm. 83 del 2 de mayo de 1941. Históricamente ha sido el único proveedor de energía eléctrica en Puerto Rico.

Hasta mayo 2014, PREPA se autorregulaba, hasta que se estableció el Negociado de Energía de Puerto Rico (NEPR) mediante la Ley 57-2014, la cual funge como un regulador independiente que se encarga de supervisar el presupuesto y fijar las tarifas de electricidad.

Actualmente, PREPA trabaja junto con LUMA y Genera para prestar servicio a más de 1.5 millones de clientes.

2.2 Contexto Histórico

Las decisiones entorno al sistema energético de Puerto Rico han estado sujetas a la influencia política. Esto ha resultado en una constante rotación de personal, discontinuidad en los planes de inversión de capital, tarifas insuficientes para cubrir costos de operación y mantenimiento, y un aumento en la deuda. Por lo tanto, PREPA ha estado operando bajo un déficit financiero durante décadas. Además, la planificación a largo plazo también fue afectada, provocando inestabilidad operacional, cambios de dirección, y demoras y paralizaciones de proyectos de infraestructura.

Por otra parte, durante la última década, los ingresos han disminuido considerablemente, por lo que ha habido un aumento en los costos operacionales que, como consecuencia, provocan un aumento en las cuentas por cobrar y deudas incobrables. Por consiguiente, PREPA optó por adquirir combustible a través de líneas de crédito, lo cual exacerbó aún más la deuda y la estructura general de costos. Además, PREPA no ha financiado completamente su plan de pensiones y, desde 2014, no ha pagado su servicio de deuda excepto mediante la emisión de bonos adicionales.

Por tanto, la Junta de Supervisión solicitó bancarrota bajo Título III de PROMESA para obtener un alivio. Sin embargo, desde entonces PREPA ha enfrentado interrupciones de servicio significativas y/o apagones regulares, así como un agotamiento de activos y una crisis de financiamiento de su Sistema de Retiro.

2.3 Contexto Operacional

2.3.1 Descripción general del sistema T&D

El sistema de transmisión y distribución de PREPA, operado y mantenido por LUMA desde junio de 2021, está compuesto por tres circuitos de transmisión principales que trasladan la generación eléctrica desde las plantas generadoras del sur hasta los centros de carga en el noreste. Además, cuenta con interconexiones con dos plantas generadoras en el área metropolitana. Para suplir la energía a los 1.5 millones de clientes, LUMA cuenta con aproximadamente 42,000 millas de líneas de distribución que pasan por terrenos montañosos y vegetativos, mientras que conecta aproximadamente 342 subestaciones de distribución y casi 800 subestaciones de

propiedad privada. Además, hay alrededor de 685,000 postes de distribución, cuyo material es acero galvanizado, hormigón o madera; y cerca de 180,000 transformadores de servicio. Aunque la mayor parte del sistema está compuesto por líneas aéreas, todavía hay más o menos un 20% de líneas subterráneas y la mayoría están ubicadas en centros urbanos.

2.3.2 Activos de Generación

La mayor parte de la capacidad de PREPA es por generación térmica alimentada con combustibles fósiles (LGA). Las mismas están compuestas por más de 4,800 MW entre 20 plantas de energía y 50 unidades de generación. Gran parte de esta flota fue instalada hace más de 50 años y, aunque se ha invertido en mantenimiento y reparaciones, estos cada vez son más costosos y no han sido suficientes para mantener un sistema satisfactorio, lo que ha resultado en un déficit de generación. Según la métrica LOLE, Puerto Rico no será capaz de suplir energía a sus clientes un promedio de 36.2 días al año para el año fiscal 2025, de 8.81 días que se promediaba para 2023.

A comienzos del 2023, PREPA y Genera firmaron el Acuerdo de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Generación Térmica de Puerto Rico (OMA de Generación), el cual incluye 59 unidades (24 de carga base, 30 de pico y 5 de emergencia). Genera asumió la operación y el mantenimiento diario de las plantas de generación, así como la administración de los contratos de las instalaciones, incluidos los relacionados con el abastecimiento y la compra de combustible. También es responsable de gestionar el suministro, almacenamiento y mantenimiento del inventario, así como de supervisar el mantenimiento, reparación y reemplazo de los equipos y el desmantelamiento de la LGA. Además, se encarga de gestionar los cortes relacionados con la generación y de facilitar los esfuerzos de restauración de la energía. De manera similar, LUMA, actúa como agente de PREPA ante los reguladores, y administra los fondos federales asignados para la LGA.

Por otro lado, luego de la Tormenta Fiona, PREPA adquirió, a través de FEMA, unidades de generación temporales para estabilizar el sistema eléctrico. Estas unidades, con una capacidad combinada de 350 MW, se instalaron en la planta de

Palo Seco y la planta de San Juan (200 MW). Además, mediante el proyecto “Planta de Generación de Ciclo Combinado de GNL a H2” se reemplazarán aproximadamente 478 MW de capacidad de generación existente con una planta de ciclo combinado multicomcombustible de última generación, ubicada en San Juan, que operará inicialmente con gas natural y diésel de ultra bajo contenido de azufre. La misma está diseñada para hacer la transición a una mezcla de hidrógeno y eventualmente integrar completamente el hidrógeno verde. Esta instalación reducirá el costo energético al diversificar las fuentes de combustible, mejorar la confiabilidad y reducir los costos de generación.

Además de los activos de generación que ahora son operados y mantenidos por Genera, el suministro de electricidad de productores independientes de energía consiste en 984 MW de dos plantas de energía convencionales y 254 MW de varios proveedores de energía renovable. En total, se han adquirido 3,750 MW de recursos de generación renovable y 1,500 MW de recursos de almacenamiento de energía.

2.3.3 Hidroelectricidad y Riego

A través de HydroCo, PREPA es responsable de la operación y el mantenimiento de 10 activos de generación hidroeléctrica, cuya capacidad es de aproximadamente 100 MW, aunque debido a la falta de mantenimiento y reparaciones, solo cuatro están operando y produciendo energía. Por su parte, el sistema de riego está organizado en tres distritos geográficos: Sur, Isabela y Lajas, los cuales son responsables de la supervisión y operación de las represas, embalses y canales. Cada uno de los distritos se gestiona como una entidad independiente, aunque todos se reportan al Director Ejecutivo de PREPA. Las operaciones del sistema de riego son financiadas principalmente por la venta de agua a la Autoridad de Acueductos y Alcantarillados de Puerto Rico (AAA), lo que representa más del 90% de los ingresos.

2.3.4 HoldCo

HoldCo es la entidad responsable de las actividades de cumplimiento y presentación de informes heredados, la gestión y posible desinversión de propiedades misceláneas, y la administración y supervisión de fondos de pensiones,

entre otros. Su presupuesto y operación incluye la oficina del Director Ejecutivo, la Junta de Directores, el Sistema de Retiro, Recursos Humanos, Finanzas, Servicios Legales y la Oficina de Gestión de Financiamiento de Desastres (DFMO), entre otros.

2.4 Visión general del Desempeño Financiero Histórico

Dentro del Título III, PREPA se ha esforzado en mejorar su transparencia financiera general a través de informes, controles y comunicaciones. Estas mejoras han sido fundamentales para preservar su estabilidad durante interrupciones de servicio significativas, además de ayudar a la AAFAF y a la Junta de Supervisión a identificar y cuantificar las medidas de alivio que se necesitan para mantener la viabilidad financiera.

2.4.1 Liquidez y Cuentas de Servicio

Hasta septiembre 2024, el efectivo total de PREPA era de aproximadamente \$1.2 mil millones, de los cuales \$1.1 se encontraban bajo cuentas operacionales (\$279.8 millones en cuentas de reembolso y anticipo de capital de trabajo de FEMA, \$246.6 millones en cuentas operacionales, \$452.9 millones en cuentas de T&D, \$96.6 millones en cuentas de generación y \$2.4 millones para HydroCo); y \$0.1 se distribuyen en cuentas de seguros, cuentas fiduciarias del U.S. Bank, fondo de Mantenimiento de Reserva y otras cuentas restringidas y de construcción.

2.4.2 Salida de Título III

Para que PREPA pueda salir del Título III bajo PROMESA, la Junta de Supervisión debe presentar, obtener la confirmación e implementar un Plan de Ajuste (POA) que establezca los términos para reestructurar la deuda y que consiga que PREPA sea una empresa de servicios públicos solvente, estable y sostenible.

En febrero 2024, la Junta de Supervisión sometió el POA más reciente, pero, antes de que el Tribunal de Distrito tomara una decisión, y luego de varios fallos del Tribunal de Apelaciones, en junio 2024 se dictaminó que todo litigio entre los proponentes y los opositores del POA debía ser suspendido y ordenó a las partes que volvieran a la

mediación. Esta suspensión está vigente hasta marzo 2025 y la mediación se extiende hasta abril del mismo año.

La Junta de Supervisión determinó que la estructura de tarifas y costos actuales, considerando los factores macroeconómicos, no puede sustentar ninguna carga de deuda reestructurada para pagar la deuda de bonos heredada. Sin embargo, están comprometidos a confirmar e implementar un POA y hacer que PREPA recupere el acceso a los mercados de capital.

2.5 Visión de Riesgos y Desafíos de PREPA

Este Plan Fiscal busca continuar la transformación del sector energético de Puerto Rico para garantizar un servicio seguro, confiable, limpio y asequible para sus clientes.

2.5.1 Confiabilidad del Servicio

El sistema aún tiene un desempeño inferior al de las empresas de servicios públicos estadounidenses. En 2023, PREPA experimentó 7.8 veces más interrupciones de servicio (SAIDI) con una duración promedio (SAIFI) 13.2 veces mayor a Estados Unidos. Inicialmente a la entrada de LUMA en 2021, el SAIDI y SAIFI mejoraron. Sin embargo, los datos más recientes muestran una reversión de las tendencias. Este deterioro afecta la confiabilidad del servicio y provoca que la Junta de Supervisión solicite estimaciones de gastos a los operadores, lo cual implica gastos adicionales.

Se espera que dichas inversiones le permitan a Puerto Rico reducir su SAIFI en un 75-85% durante los próximos 10 años. Así mismo, se estima que el servicio sea interrumpido debido a un déficit de generación un promedio de 36.2 días (LOLE), lo cual en comparación con 0.1 días (LOLE estándar), es 362 veces más alto que el resto de la industria.

2.5.2 Desafíos Geográficos

El principal desafío geográfico de PREPA es que no se puede depender del acceso a una red eléctrica más grande, regional e interconectada como en Estados

Unidos. Además, el acceso a materiales, personal y equipos es más limitado, por lo que el costo de la distribución y la restauración del servicio después de eventos de interrupción se complica.

2.5.3 Desastres Naturales y Eventos Climáticos

Los cambios climáticos, tales como el calor y las inundaciones costeras, así como los eventos naturales a los que el país es susceptible, tales como terremotos y huracanes, dan paso a mayores apagones, incluso algunos pueden provocar daños extensos a la red de transmisión y distribución. Un claro ejemplo de esto son los múltiples terremotos y los más recientes eventos atmosféricos (Irma y María en 2017, Fiona en 2022 y Ernesto en 2024), que, en conjunto, causaron pérdidas millonarias en daños al sistema energético.

2.5.4 Desafíos para los Activos de Generación y la Infraestructura de T&D

Dado a la falta de diversificación y modernización de los recursos de generación, el sistema se ha vuelto viejo e ineficiente. Las LGA operadas por Genera están compuestas por unidades de vapor térmico, ciclos combinados, turbinas de gas y generadores diésel, cuya edad promedio es de más de 40 años. En los últimos 12 meses, la tarifa general de PREPA ha fluctuado de 17 ¢/kWh a 21 ¢/kWh, lo que demuestra una continua dependencia de ciertos combustibles fósiles, por lo que los clientes siguen enfrentando una volatilidad significativa en las tarifas.

Además de los desafíos que enfrenta la flota de generación, se enfrentan desafíos sistémicos que afectan la operación y el mantenimiento del sistema de transmisión y distribución, como la interrupción del servicio. Durante este año fiscal, se espera abordar dichos desafíos y garantizar las respectivas reparaciones al sistema para minimizar o evitar fallas.

2.5.5 Características cambiantes de Carga

Durante los próximos años, se espera que ocurra una disminución en el crecimiento de la carga y la demanda máxima debido a la reducción de la población; aumento en medidas de eficiencia energética; y una menor cantidad de generación

distribuida. Esto ha dado como resultado una tendencia a la baja de las ventas de kWh, mientras que la demanda máxima aumentó a un máximo histórico en 10 años.

3 Transformación

3.1 Introducción y Contexto de la Transformación del Sector Energético de Puerto Rico

Los objetivos de la transformación del sector energético del país son: centrarse en el servicio al cliente y su experiencia con el servicio; garantizar un servicio asequible, y lograr mayor eficiencia operacional y transparencia de tarifas; mejorar la satisfacción del cliente e incrementar el desarrollo económico, y optimizar la utilización de fondos y mejorar la satisfacción del cliente; desarrollar e instalar infraestructura reforzada para dar paso a una recuperación adecuada del sistema luego de desastres naturales u otros eventos adversos, y demostrar preparación ante situaciones de emergencia; diversificar los recursos energéticos para garantizar fuentes de energía limpias, e incentivar a los clientes a utilizar la energía de manera inteligente y eficiente; mejorar las operaciones hidroeléctricas y explorar una posible transferencia de las responsabilidades de operación y mantenimiento de los activos hidroeléctricos existentes a operadores privados, municipios o corporaciones; y reestructurar la deuda heredada y las obligaciones de pensión y salir de la bancarrota del Título III bajo PROMESA, separar los aspectos legales, financieros y operacionales, finalizar la remediación de la contabilidad y los registros financieros, y redimensionar las subsidiarias para minimizar los costos operacionales de estas entidades.

Para lograr dichos objetivos, el Gobierno estableció un marco legal que obliga a PREPA a separar sus funciones de transmisión y distribución, y generación, y a transferir las responsabilidades de operación y mantenimiento a operadores privados externos, lo cual fue cumplido mediante la entrada de LUMA en 2021 y la transferencia de las operaciones clave de servicios público en 2023.

3.2 Actualizaciones de las principales iniciativas de transformación

Este Plan Fiscal proporciona una guía para completar la transformación del sistema energético de la isla para garantizar un servicio moderno, confiable y asequible.

3.2.1 Centrándose en el cliente

Bajo el actual programa de Medición Neta ordenado por la Ley 10-2024, los clientes que se inscriban en el programa tienen derecho a un crédito total en la tarifa minorista, incluyendo los cargos no relacionados con la generación, como los cargos por contribuciones y la porción no relacionada con la generación de la tarifa base, a cambio de cada kWh de energía eléctrica exportada a la red. Aunque los clientes bajo este programa tengan sistemas solares en los techos permanecen conectados a la red y consumen energía durante la noche, pero evitando todos o la mayoría de los costos de transmisión y distribución y otros costos no relacionados con la generación. Como resultado, el Plan Fiscal establece que algunos aumentos de tarifas serán necesarios para recuperar los ingresos perdidos por los cargos de estos clientes y para cubrir gastos e inversiones adicionales para mantener la estabilidad de la red.

3.2.2 Asequibilidad

3.2.2.1 Transición de LGA a Genera

El objetivo principal durante la transición es brindar un servicio eléctrico seguro y asequible. Para que esto suceda fue necesario transferir la operación de la LGA a un operador privado (Genera). Como parte de dicha transición, Genera desarrolló un conjunto de programas de mejora para estabilizar y mejorar el sistema de generación.

3.2.2.2 Plan de Optimización de Combustible

Genera implementó un plan para mejorar la gestión de los combustibles. Los objetivos principales de este plan son optimizar el uso y consumo de combustibles por la LGA y reducir el precio de los combustibles asociados. Entre las iniciativas se espera poder reducir las primas fijas; abordar las interrupciones de servicio; sustituir la escala actual para las compras de combustible para mejorar la precisión de los costos, reducir la volatilidad y minimizar los riesgos de manipulación de precios; comprar hasta el 25% del combustible a proveedores alternos que ofrezcan precios

más bajos; implementar métodos conservadores y estables para reducir los riesgos financieros asociados con los mercados energéticos volátiles; negociar condiciones flexibles para reducir las primas y asegurar ahorros de costos; cambiar la LGA de diésel a gas natural licuado (GNL); y mejorar la eficiencia, reducir el consumo de combustible y permitir operaciones con múltiples combustibles mediante la instalación de equipos de nueva generación.

3.2.2.3 Proceso de adquisición P3 para activos de generación CCGT

En marzo 2023, la P3 emitió una solicitud para el desarrollo de una planta de generación de ciclo combinado de GNL a hidrógeno, cuyo objetivo es modernizar y aumentar la eficiencia de la infraestructura energética de Puerto Rico. El plan es instalar una generación de ciclo combinado con una capacidad de producción de aproximadamente 300 MW y capacidad de combustible dual para utilizar hidrógeno. Para este proyecto, en 2024, P3 seleccionó a Energiza LLC, la cual instalará aproximadamente 478 MW para una planta de ciclo combinado que se espera resalte el esfuerzo por adoptar soluciones energéticas innovadoras y mejore la confiabilidad de la red.

3.2.3 Confiabilidad (Compra de generadores de emergencia de FEMA)

Luego de los eventos atmosféricos Irma y María en 2017 y Fiona en 2022, Puerto Rico enfrentó múltiples desafíos de generación. Como consecuencia, el NEPR autorizó el uso de unidades de generación temporeras hasta diciembre 2027.

3.2.4 Resiliencia

3.2.4.1 Liquidaciones de seguros por el huracán María y el terremoto de 2020

Luego de los daños causados por el huracán María y los terremotos de 2020, PREPA utilizó sus pólizas de seguro independientes, recibiendo aproximadamente 285 millones de dólares entre ambas, con un deducible de 25 millones de dólares. En octubre 2023, PREPA llegó a un acuerdo con sus aseguradoras para resolver sus reclamaciones por daños. Dicho acuerdo representa el 95% de la póliza de seguro contra huracanes. A mayo 2024, PREPA recibió el monto total restante del acuerdo de \$51 millones, y para julio y octubre 2024, celebró tres acuerdos de conciliación

con varias compañías de seguros en relación con las reclamaciones por el terremoto de 2020. Los mencionados acuerdos resolverán las reclamaciones por el terremoto por un total de aproximadamente \$167 millones, incluido el deducible. Una vez consumado, PREPA recibirá pagos por un total de los \$67.3 millones restantes.

En octubre 2024, U.S. Bank envió a PREPA una objeción en la que afirmaba que los fondos del seguro constituían su garantía y exigía que todos los pagos se depositaran en cuentas sujetas a su gravamen. Actualmente, están en el proceso de negociar un acuerdo en virtud del cual los fondos se mantendrán en una cuenta restringida o de depósito en garantía en espera de una resolución final.

3.2.4.2 Adquisición de BESS y Peaker Project

El estado actual de la flota presenta desafíos significativos que afectan el rendimiento y la confiabilidad, tales como restricciones financieras, desastres naturales, capacidad de generación reducida e interrupciones del servicio. En respuesta a esto, Genera desplegó 430 MW de BESS en toda la isla para mejorar la capacidad de reiniciar sus operaciones sin depender de fuentes de energía externas después de una interrupción total o parcial de servicio y aumentar la reserva de energía.

3.2.4.3 Proyecto de Adquisición de Unidades de Generación de Apoyo a la Red

La adquisición y el despliegue de unidades de generación de apoyo busca mitigar los impactos de los desastres naturales en el sistema de generación, como la intermitencia causada por la capacidad reducida de energía renovable. Estas unidades de apoyo se utilizarán en casos de intermitencia o falta de generación debido a situaciones imprevistas, tales como desastres naturales o problemas técnicos con los servicios de generación renovable. La capacidad de estas unidades será de 330 MW que funcionarán con combustible dual, principalmente con gas natural, y estarán desplegadas en cinco instalaciones de generación, que actualmente funcionan con turbinas de combustión alimentadas con combustible diésel.

3.2.4.4 Proyectos para reemplazar componentes críticos y mejorar la eficiencia del combustible

El reemplazo de los componentes principales de la flota heredada conseguiría una mejora en la eficiencia del combustible. Históricamente, dichos componentes se han reparado recurrentemente en lugar de ser reemplazados, pero esto solo ha servido como una solución temporal, lo cual ha causado múltiples interrupciones y cortes de carga. De reemplazarse, culminaría el ciclo de reparación continuo, lo que aumentaría la confiabilidad general del sistema. Por otro lado, Genera identificó un segundo grupo de componentes de eficiencia de combustible que, si se reemplazan, aumentarían no solo la confiabilidad, sino también la eficiencia, reduciendo así sus costos y emisiones al ambiente.

3.2.4.5 Programa de Adición Acelerada de Almacenamiento

Este programa proporciona un servicio de energía más limpio, confiable y resistente a precios razonables. Las baterías utilizadas brindarán regulación de frecuencia y satisfacción de demanda máxima a un costo menor para el cliente y un menor plazo de implementación que el ofrecido por el mercado actualmente. A diciembre 2024, se adjudicaron y aprobaron cuatro contratos por un total de 110 MW. Las nuevas unidades BESS comenzarán a funcionar a partir de diciembre 2025.

3.2.5 Sostenibilidad

3.2.5.1 Adquisiciones de energía renovable

En 2020, se requirió que PREPA desarrollara y ejecutara un plan para adquirir generación renovable y almacenamiento en baterías en una serie de seis fases. En total, se les exigió un total de 3,750 MW de energía renovable y 1,500 MW de almacenamiento en baterías para cumplir con los objetivos de penetración de energía renovable (40% para 2025, 60% para el 2040 y 100% para 2050). Para febrero 2021 se inició la Fase 1, cuyos objetivos de suministro y almacenamiento de recursos eran 1,000 y 500 MW, respectivamente. Para diciembre 2023, 10 proyectos de este tramo estaban avanzando, los cuales totalizaban un total de 775 MW. Luego en enero 2024, había nueve proyectos PPOA y dos proyectos de Acuerdo de Servicios de

Almacenamiento de Energía (ESSA) en la fase de construcción por una capacidad de 888 MW. Además, hay tres ESSA bajo revisión y cuatro ESSA en reconsideración. Finalmente, para febrero 2024, LUMA había ejecutado más de 16 acuerdos de interconexión y se espera que en 2025 desarrollen otros.

Por otro lado, los objetivos de las fases 2 a la 4 son generar 500 MW de suministro y 200 MW de almacenamiento, cada uno. En septiembre 2022, se comenzó la Fase 2 y en agosto 2024 se aprobaron varios contratos que abarcan 60 MW de almacenamiento de energía y 60 MW de generación solar fotovoltaica. Mientras que, para febrero 2023, se anunció la Fase 3, y para noviembre se habían revisado siete ofertas, pero en octubre 2024, el NEPR canceló la Fase 3 debido a que las propuestas de los tramos anteriores contenían altos gastos de interconexión y desarrollo y precios de licitación en aumento, por lo que la adquisición no fue financieramente viable para los contribuyentes. Pasando a la Fase 4 en octubre 2024, se presentaron cuatro solicitudes de interconexión, pero solo una propuesta avanzó, la cual se alinea con los objetivos del proyecto, brindando un BESS de 50 MW y 6 horas. Sin embargo, la ejecución está sujeta a la aprobación de la Junta de Supervisión. Las fases 5 y 6 aún están pendientes.

3.2.5.2 Unidades de Desmantelamiento

Genera es responsable de desmantelar las unidades de la LGA para hacer espacio para nuevos recursos de generación y reemplazar las unidades antiguas con nuevas generadoras de pico. Este proceso reducirá las emisiones asociadas con esas LGA.

3.2.5.3 Plan de transición para la Respuesta a la Demanda y la Eficiencia Energética

LUMA ha implementado varios programas dirigidos a mejorar la eficiencia energética en Puerto Rico. Una de estas iniciativas es el programa de kits de eficiencia energética. Para el sector residencial se ofrecen a los propietarios de viviendas kits gratuitos que contienen productos de fácil instalación para reducir el consumo de energía y los costos. En cuanto al sector comercial se brindan a las

empresas kits que incluyen herramientas y recursos de ahorro de energía para que puedan reducir su consumo y costos operacionales.

Por otra parte, LUMA ha establecido programas de reembolsos que incentivan la instalación de equipos de ahorro de energía, y a su vez, reducen los costos de electricidad y disminuyen el consumo de energía. Este programa permite a los clientes residenciales recibir incentivos financieros por comprar e instalar electrodomésticos de bajo consumo de energía elegibles, como calentadores de agua solares y unidades de aire acondicionado. De manera similar, el programa ofrece incentivos para los clientes comerciales que inviertan en sistemas de bajo consumo de energía.

Además, LUMA también lanzó el programa de descuentos en tiendas minoristas por la compra de productos de bajo consumo de energía. Como resultado, se han registrado aumentos en las ventas de unidades LED, lo que hace que estas opciones sean más accesibles, especialmente para las personas de bajos recursos. Por su parte, la Iniciativa de Alumbrado Público Comunitario ha fomentado la seguridad pública mediante la instalación de nuevos postes eléctricos que incorporan tecnología de iluminación moderna. Por último, la Iniciativa de Intercambio de Energía de Baterías para Clientes ofrece a los clientes de energía solar con sistemas de almacenamiento de baterías una compensación al suministrar energía durante los períodos de máxima demanda, lo cual ayuda a reducir la demanda de energía del sistema y minimizar los cortes causados por déficits de generación.

3.2.6 Generación Hidroeléctrica (transformación operacional y de capital)

HydroCo es responsable de la operación y el mantenimiento de los activos de generación hidroeléctrica de PREPA, los cuales consisten en 19 unidades generadoras de turbinas hidroeléctricas distribuidas en 10 instalaciones hidroeléctricas en las regiones montañosas de Puerto Rico.

Las tres iniciativas clave para continuar la transformación del sistema durante este año fiscal son: (1) plan de gastos de capital financiado por el gobierno federal, (2)

desmantelamiento de subsidios para irrigación y aumentos de precios para ventas de agua del Gobierno y (3) plan de reparación y mantenimiento de activos.

3.3 Reorganización de PREPA

3.3.1 Salida de Título III

Para salir con éxito del Título III es necesario presentar, confirmar e implementar un POA. En febrero 2024 fue presentado, pero, como se explicó anteriormente, el Tribunal Federal de Apelaciones para el Primer Circuito de los Estados Unidos **dictaminó que los tenedores de bonos de PREPA tienen un derecho de garantía perfeccionado sobre los ingresos netos de la corporación, es decir, estos tienen derecho al efectivo sobrante después del pago de los gastos corrientes de PREPA.**

Basado en las estimaciones sobre los gastos necesarios para operar y mantener adecuadamente el servicio público, a la vez que se hacen las reparaciones pertinentes, la Junta de Supervisión determinó que PREPA no podrá imponer aumentos de tarifas suficientes para pagar todos los gastos y el servicio de la deuda sin cobrar tarifas onerosas. Por lo tanto, cuando la Junta de Supervisión pueda proponer un POA modificado (que se espera sea lo antes posible al finalizar la suspensión del litigio actual) se especificará la fuente de los fondos que permitirá mantener las recuperaciones de los acreedores en liquidación, mientras que también paga el monto de la reclamación permitida de los bonistas que no hayan llegado a un acuerdo.

3.3.2 Continuación del Proceso de Ajuste de HoldCo e HydroCo

Como parte del proceso de transformación y transición, se ha diligenciado eliminar la duplicidad y la redundancia. En consonancia, HydroCo se encargaría de los activos hidroeléctricos de PREPA, mientras que HoldCo se centraría en las funciones administrativas, tales como informes financieros, mantenimiento de registros, resolución de obligaciones legales pasadas, actividades de financiamiento y administración de pensiones, junto con las obligaciones de cumplimiento.

Durante la movilización de Genera, se reestructuró la plantilla laboral de PREPA para HoldCo e HydroCo mediante la eliminación gradual ordenada de los empleados de PREPA que renunciaron, se jubilaron y/o se movilizaron durante los primeros tres meses del año fiscal 2024; y se reclasificaron ciertos empleados a puestos con responsabilidades administrativas y operacionales ampliadas debido a la reorganización de julio 2023.

3.3.3 Servicio de Financiamiento de Cuentas

LUMA y Genera utilizan cuentas de servicio para financiar y reponer los gastos incurridos para la prestación de servicios relacionados con O&M. Mensualmente, PREPA es responsable de financiar las cuentas de servicio de GridCo bajo la administración de LUMA y de proporcionar la financiación necesaria a las cuentas de gastos de GenCo bajo la administración de Genera. Básicamente, su rol es emitir las instrucciones para el financiamiento en función de los montos de efectivo disponibles en la cuenta operacional. Esta cuenta, a su vez, se alimenta con los cobros de LUMA por pagos de facturas de clientes, pagos de seguros o reembolsos, y reembolsos de fondos federales. Por consiguiente, su liquidez es directamente proporcional a la efectividad de LUMA en su gestión de cobranza a clientes y los reembolsos federales.

3.3.3.1 Cuentas de servicio de T&D OMA GridCo

Existen seis cuentas de servicio para GridCo: (1) cuenta operacional, (2) cuenta de capital financiada por el gobierno federal, (3) cuenta de capital no financiada por el gobierno federal, (4) cuenta de reserva para eventos de interrupción, (5) cuenta de gastos de generación y (6) cuenta de reserva para contingencias.

La cuenta operacional contiene todo lo relacionado a mano de obra, materiales y suministros, honorarios y servicios relacionados con las actividades de operación y mantenimiento; y se financia con un monto equivalente a 4.5 meses de gastos de T&D previstos y la tarifa de servicio del operador de T&D. Por su parte, la cuenta de capital federalmente financiada incluye mano de obra, materiales y suministros, honorarios y servicios relacionados con inversiones en activos que son reembolsados por FEMA y otras agencias federales, la cual es financiada con un monto equivalente

a 4.5 meses de costos de recuperación de desastres financiados por el gobierno federal para proyectos comprometidos y programados, y luego con reembolsos federales y otros financiamientos disponibles. Mientras, la cuenta de capital no financiada federalmente consiste en mano de obra, materiales, propiedades, equipos, costos de construcción y desarrollo, honorarios y otros costos relacionados con inversiones de capital en activos en los que incurre LUMA para proyectos que no están financiados por el gobierno federal, cuyo financiamiento (desde enero 2025) proviene del equivalente al presupuesto de gastos previstos no financiados con fondos federales de T&D.

Por otro lado, la cuenta de reserva para eventos de interrupción incluye mano de obra, materiales y suministros, tarifas y servicios relacionados con un evento de interrupción del servicio, y es financiada con un monto de 30 millones de dólares. A su vez, la cuenta de gastos de generación cubre pagos de facturas por gastos de generación, mano de obra, materiales y suministros, honorarios y servicios relacionados con actividades de O&M, pagos de facturas por gastos de operación y gestión incurridos en relación con el PGHOA, SSA y contratos de Suministro de Generación, pagos de facturas por gastos de suministro de combustible incurridos en relación con el PGHOA y gastos con cualquier acuerdo de suministro de combustible entre GridCo y GenCo, y es financiada con un monto igual a 2 meses de gastos anticipados de transferencia de generación, incluidos combustible y energía compra. Por último, la cuenta de reserva para contingencias está disponible en caso de que alguna cuenta tenga fondos insuficientes y se requieran gastos y será financiada con un monto igual al promedio de los gastos de transferencia de T&D previstos para 1.5 meses en el año inicial del contrato y luego un monto igual a 1/24 del monto original.

3.3.3.2 Cuentas de Servicio de Generación OMA GenCo

Existen cinco cuentas de servicio para GenCo: (1) cuenta operacional, (2) cuenta de combustible, (3) cuenta de desmantelamiento de generación heredada de GenCo, (4) cuenta de reserva GenCo y (5) cuenta de gastos de movilización.

La cuenta operacional cubre nómina, materiales y suministros, mano de obra, materiales y honorarios operacionales y está financiada por un monto equivalente a

2 meses de gastos anticipados de transferencia de generación y la tarifa de servicio del operador de generación. Por su parte, la cuenta de combustible contiene pagos de facturas relacionadas con la compra, transporte, prueba, entrega y almacenamiento de combustible y se financia a través de un monto igual a un promedio de 2 meses de costos de combustible previstos según el presupuesto de combustible aprobado para el trimestre actual. Mientras que la cuenta de desmantelamiento de generación heredada de GenCo cubre gastos relacionados con la realización de servicios de desmantelamiento y está financiada por un importe equivalente a 1 mes de los gastos transferidos previstos para desmantelar LGA (actualmente no tiene fondos disponibles).

Por otra parte, la cuenta de reserva GenCo es para gastos relacionados con interrupciones forzadas, eventos de fuerza mayor y costos relacionados con la adquisición e instalación de cualquier equipo importante, nuevo o reacondicionado, cuyo costo sea igual o superior a \$1,000,000 que se requiera para garantizar la confiabilidad de LGA. También puede utilizarse para extraer fondos de vez en cuando para pagar cualquier déficit en la financiación requerida de cualquier otra cuenta de servicio. Esta se financia con 30 millones. Por último, la cuenta de gastos de movilización es para cubrir la movilización de Genera y se financia con 15 millones, pero actualmente no cuenta con fondos.

3.3.4 Remediación de Registros Financieros de PREPA

Resolver los problemas contables heredados de PREPA es necesario para completar la reorganización y facilitar la eventual salida del Título III. El objetivo es evaluar los procedimientos y prácticas contables actuales, brindar recomendaciones sobre áreas de oportunidad y mejora; desarrollar un plan para ejecutar dichas recomendaciones; y, en caso de aceptación del plan propuesto discutido, brindar pautas y asistencia en la ejecución de dicho plan.

Este proyecto está dividido en dos fases. La primera es el desarrollo de un plan para ejecutar dichas recomendaciones para la revisión del Departamento del Tesoro y PREPA; y la segunda es la implementación del plan propuesto y la separación del balance. Actualmente, la Fase I está en marcha, aunque el informe aún no se ha

emitido; mientras que la Fase II está sujeta a la finalización de la Fase I. Durante el año fiscal 2025 se espera emitir el informe de la Fase I, para así ejecutar la Fase II mediante un proceso de contratación competitivo y selección de un contratista calificado.

3.3.5 Separación de la Terminación de Servicios Compartidos y “Back-Office”

3.3.5.1 Subsidiarias corporativas de PREPA

Las subsidiarias corporativas de PREPA son: (1) “PREPA Holdings”, encargada de supervisar la operación de las corporaciones subsidiarias de PREPA; (2) “HUB Advanced Network”, responsable de vender la capacidad excedente de fibra óptica, así como proveer servicios de telecomunicaciones a través de satélite y cable submarino de fibra óptica mediante el alquiler de redes y equipos de comunicaciones; (3) “Consolidated Telecom of Puerto Rico”, cuyo deber es el desarrollo y las operaciones de las telecomunicaciones dentro o fuera de Puerto Rico, sin fines de lucro; (4) “Inter American Energy Sources”, cuyo objetivo es apoyar la infraestructura eléctrica de PREPA a través de proyectos de energía renovable (actualmente no está en funcionamiento y no tiene fondos); y (5) “International Network Operations”, quienes se encargan de desarrollar y operar un negocio de fibra óptica y telecomunicaciones que respalde la infraestructura de PREPA.

3.3.5.2 Actualización sobre los Servicios Compartidos

En junio 2021, LUMA comenzó a brindar servicios provisionales a PREPA bajo el SSA. Dichos servicios se brindan sin margen de beneficio ni ganancia y están relacionados, en su mayoría, con tecnología de la información y tecnología operacional (IT/OT), finanzas y operaciones y mantenimiento relacionados con operaciones comunes o compartidas para algunos equipos de la planta bajo el control de PREPA donde PREPA carecía de las habilidades o los proveedores necesarios para completar el trabajo.

En diciembre 2023, seis meses después de la integración de Genera, el SSA original expiró. En consecuencia, LUMA celebró un nuevo Acuerdo de Servicios Compartidos Enmendados y Reformulados (A&R SSA) para obtener una extensión y

poder establecer operaciones independientes consistentes con la reestructuración. El mismo debía ser culminado para septiembre 2024.

En cuanto al acuerdo de colaboración en materia de seguros, LUMA y Genera han trabajado en conjunto para obtener un seguro adecuado sobre los activos de PREPA, por lo que se espera que para 2025 consigan pólizas de seguros comunes. Dicho acuerdo fue ejecutado en 2023 y es probable que sea un acuerdo permanente que se revise anualmente. Finalmente, bajo dicho acuerdo entre tecnología operacional y telecomunicaciones, que actualmente está en espera de actualización por LUMA, es probable que se celebren acuerdos plurianuales congruentes con la reestructuración general.

3.3.5.3 Plan de Separación de Servicios Compartidos de PREPA

En enero 2024, PREPA comenzó la ejecución del análisis de negocio para su separación de LUMA. Sin embargo, en junio 2024, el NEPR ordenó el aplazamiento de este proceso hasta que se complete un análisis integral de costo-beneficio. El mismo fue presentado en agosto 2024 y, en respuesta, el NEPR solicitó que se incluyera cualquier solicitud de enmienda presupuestaria aplicable necesaria para cumplir con la continuidad o la terminación de los Servicios Compartidos. Por tanto, si PREPA recibiera autorización del NEPR, el acuerdo de servicios de auditoría y reglamentación con LUMA terminaría en febrero 2025. Mientras tanto, PREPA continuará con el análisis de negocios preparado por y con la AAFAF para asegurar la finalización exitosa de los objetivos mencionados anteriormente. Luego, se subcontrataría la gestión de los proveedores necesarios para reemplazar los Servicios Compartidos para las subsidiarias de PREPA.

Dichos proveedores incluirán un proveedor de subcontratación de procesos comerciales y un integrador de sistemas ERP, mientras que PREPA conservará la propiedad total de las actividades de finanzas y contabilidad. Por su parte, el proyecto de implementación de ERP consiste en implementar un sistema independiente, que reemplazaría al sistema heredado y se centre en los servicios de Finanzas, Contabilidad y Tesorería. Esta implementación se dividiría en tres fases: (1) implementación de aplicaciones financieras (p.ej. cuentas por pagar), (2)

implementación de aplicaciones de compras (p.ej. cuentas por cobrar) e (3) integraciones financieras y activos fijos combinados (división del balance).

3.3.6 Plan de Separación de Servicios Compartidos de Genera

La fase inicial de la separación requiere que se establezca un acuerdo de colaboración para lograr mejores prácticas comerciales y estándares de la industria. Luego se implementaría una demarcación de equipos, incluyendo las terminales remotas, para garantizar una rendición de cuentas y responsabilidad fiscal adecuadas.

La separación del componente IT/OT de la SSA con LUMA se divide en tres programas: (1) infraestructura, (2) aplicaciones principales y (3) demarcación de tecnología operativa, activos y telecomunicaciones. Bajo el primer programa, se espera una separación física de las siguientes plantas: Palo Seco, Aguirre, Costa Sur, Cambalache, Mayagüez y Peakers, para 2025. Por su parte, el segundo programa tiene en curso la separación de Oracle EBS a Oracle Fusion y Asset Suite bajo Genera, que se espera ocurran en 2025. Por último, bajo el tercer programa se definió un grupo de trabajo para llegar a un acuerdo común. Se presentó la documentación pertinente a Liberty, para que se trabaje en conjunto con Genera.

4 Estructura Legal y Regulatoria y Planificación de Recursos

4.1 Contexto Histórico

PREPA es una corporación pública con existencia legal separada e independiente del Gobierno. Con esto en mente, el NEPR debe mantenerse financiera y operacionalmente independiente del Gobierno, y sus determinaciones deben estar libres de cualquier influencia política. Su deber es promover inversiones prudentes, asegurar una calidad de servicio confiable y estable para los clientes, determinar tarifas, y asegurar que las tendencias de la industria y los avances tecnológicos se incorporen de manera adecuada al sistema energético de la isla.

Gracias a varias leyes, el NEPR ha fortalecido su marco regulatorio y ha obtenido mayor autoridad y un presupuesto administrativo independiente, estableciendo así, metas ambiciosas para las operaciones del sector privado y la revitalización del sector

energético. Sin embargo, recientemente, otras leyes han amenazado con socavar esos esfuerzos. Por ejemplo, la Ley 10-2024 les prohíbe realizar cambios al Programa de Medición Neta por bastante tiempo. En este caso, la Junta de Supervisión intervino y le solicitó al Gobierno que derogara o enmendara dicha ley, pero dio no ha lugar. Entonces, iniciaron una acción contra el Gobernador solicitando la anulación de la ley.

Por otro lado, como parte de la expansión de las operaciones del sector privado, el NEPR está encargado de desarrollar un entorno que promueva la innovación, inversión y vitalidad económica, al mismo tiempo que proteja los intereses de los consumidores. Para lograr esto, el NEPR debe equilibrar su autoridad de manera que establezca una supervisión prudente y proporcione un entorno regulatorio coherente dentro del cual operen todas las entidades privadas que operan bajo los acuerdos patrocinados por P3 que establecen funciones y responsabilidades específicas, así como derechos y obligaciones para cada una.

4.2 Actualizaciones sobre cuestiones regulatorias clave

En el contexto de la supervisión regulatoria, el NEPR opera dentro de las limitaciones y la supervisión de PROMESA, por lo que los cambios estructurales propuestos están diseñados para mejorar su efectividad regulatoria. Además, la Ley 17-2019 estableció un estándar de cartera renovable del 60% para 2040, es decir, una meta para eliminar gradualmente la generación a base de carbón para 2028 y promover programas de eficiencia energética.

4.3 Tarifas y Estructura Tarifaria

4.3.1 Estructura Tarifaria actual de PREPA

La Estructura Tarifaria actual se rige por la Orden Tarifaria de 2017, la cual representó el primer aumento de la tarifa base en 30 años. Aunque las tarifas base están congeladas bajo esta orden, la misma también contiene múltiples cláusulas tarifarias adicionales, las cuales aumentan la tarifa para un costo real de combustible más alto o disminuyen la tarifa para un costo real de combustible más bajo. Sin embargo, el NEPR no impuso un aumento de tarifas suficiente para cubrir todos los costos necesarios para arreglar el sistema, por lo que, en 2021, ordenó a LUMA

presentar una revisión formal, con la intención de establecer nuevas tarifas a partir de julio 2024.

Luego de una serie de demoras y solicitudes de extensión, se estableció un proceso de tres fases para revisarlas. La Fase I evaluaría la capacidad combinada de LUMA, Genera y PREPA para cumplir con los requisitos establecidos en el Reglamento 8720, que rigió la primera revisión de tarifas; la Fase II proporcionaría una revisión inicial de las tarifas de electricidad, incluida la emisión de determinaciones provisionales del NEPR; y la Fase III comprendería una revisión completa de las tarifas, incluyendo los componentes asociados con la deuda heredada y los costos de pensiones. Una vez se completen todas las fases, el NEPR revisaría la propuesta y establecería un requisito de ingresos actualizado y tarifas permanentes.

En diciembre 2024, NEPR describió un cronograma estructurado del proceso de revisión de tarifas en curso para garantizar la transparencia y el cumplimiento de los estándares regulatorios. Además, se celebró una Conferencia Técnica que brindó una oportunidad para que las partes interesadas discutieran las consideraciones sobre ingresos y gastos, estableciendo una estructura tarifaria para los años fiscales 2026 a 2028 y un enfoque por fases que separa el análisis de los requisitos de ingresos de la estructura de tarifas. Se prevé que el NEPR culmine los requisitos para la presentación de tarifas en febrero 2025.

4.3.2 Principios guías para la Revisión de Tarifas

Existen seis principios guías para la fijación de tarifas con el objetivo de lograr una estructura tarifaria óptima. Estos son: (1) justo y razonable, es decir, las tarifas deben ser asequibles, justas, razonables y no discriminatorias para todos los consumidores; (2) responsabilidad fiscal, es decir, las tarifas deben ser suficientes, pero al menor costo razonable, para cubrir el pago de los costos operacionales, de combustible, los requisitos de capital, el pago de deudas, entre otros; (3) asequibilidad, es decir, las tarifas deben tener en cuenta los factores y condiciones socioeconómicos del cliente (p.ej. subsidios); (4) causalidad de costos/asignación de costos de servicio, es decir, las tarifas deben basarse en el costo de brindar el servicio a la clase específica del

cliente (p.ej. hoteles, personas mayores); (5) transparencia, es decir, los componentes de la tarifa y la metodología de cálculo deben proveer a los clientes información detallada sobre los costos cubiertos por los componentes de la tarifa; y (6) alineación de políticas, es decir, incentivar el comportamiento del cliente para que sea coherente con la política pública de energía (p.ej. promover mejoras en la eficiencia energética).

4.3.3 Descripción general de las Tarifas aprobadas por NEPR

En la Orden de Tarifas de 2017, el NEPR estableció una cláusula de eficiencia energética para cubrir los costos de los programas de eficiencia energética y respuesta a la demanda. Además, en febrero 2023, emitió una R&O que determinó que parte del presupuesto del año fiscal 2024 se recuperaría a través de la cláusula adicional de EE. Sin embargo, en septiembre 2023, emitió otra R&O en la cual indicó que el costo de los programas de EE del TPP aprobado se incluiría en los costos de operación y mantenimiento, que se cubren a través de los ingresos de la tarifa base. En consonancia, LUMA presentó una solicitud de financiamiento presupuestario de \$13.7 millones con una tarifa propuesta de \$0,000853/kWh para el año fiscal 2025, la cual fue aprobada por el NEPR en junio 2024.

La estimación de costos de EE de LUMA se basa en cuatro categorías de programas: (1) residencial, el cual ofrece a los clientes descuentos residenciales, descuentos en tiendas, kits de EE y un programa CBES; (2) comercial e industrial, el cual ofrece a los clientes descuentos comerciales y un programa CBES; (3) educación y divulgación, el cual brinda herramientas educativas, proyectos de demostración, recursos de información e iniciativas de divulgación; y (4) costos administrativos, de planificación y puesta en marcha transversales, que contempla los costos no asignados directamente a programas individuales, pero relacionados con la preparación de nuevos procesos y sistemas operativos.

4.3.4 Estudio sobre Medición Neta y Generación Distribuida

El Programa de Medición Neta (NEM) permite a los clientes aportar cualquier producción solar que exceda su carga en la red y extraer de la red cuando no tienen

energía solar en sus baterías. Cuando ocurre un exceso de generación exportada a la red dentro de un período de facturación se les compensa con un crédito que se traslada a los siguientes períodos de facturación. Al final del período de compensación, cualquier crédito excedente se paga a una tasa de 7.5 ¢/kWh a los clientes y 2.5 ¢/kWh al Departamento de Educación de Puerto Rico.

El NEPR no puede hacer cambios a este programa hasta el 2031, bajo la Ley 10-2024, por lo que se socava su capacidad de regular de forma independiente el sector energético de Puerto Rico. Por esta razón, la Junta de Supervisión solicitó la anulación de la ley, ya que se desvía de la política del Gobierno y del requisito de los Planes Fiscales. Cabe destacar que, aunque se invalide dicha ley, el programa actual de Medición Neta no cambiaría, y los nuevos clientes podrían continuar uniéndose al programa bajo los términos actuales.

En el año fiscal 2024, el programa incurrió en una pérdida neta de aproximadamente \$85 millones asociada con ingresos no percibidos y costos no financiados; y se proyecta que dichos costos aumentarán hasta el año fiscal 2030. De no ocurrir un cambio en la estructura de las tarifas base, se pone en riesgo la seguridad e integridad general de la infraestructura eléctrica. A tal fin, el NEPR debe evaluar de manera continua e independiente el impacto del programa, y su efecto en los costos de energía y la confiabilidad de la red, y adoptar e implementar los ajustes necesarios para garantizar la transformación segura y exitosa del sistema energético.

En junio 2024, NEPR publicó un borrador del resultado del estudio NEM. El mismo identificó posibles problemas de equidad, como el cambio de costos y las ineficiencias, ya que los clientes de NEM se benefician de tarifas reducidas mientras que los clientes no participantes pueden soportar costos adicionales. Además, reconoció que no es la estructura de precios más eficaz para los objetivos renovables a largo plazo de Puerto Rico. También recomendó explorar mecanismos alternativos que alineen más estrechamente la compensación con el valor de la red; y garantizar un enfoque equilibrada entre incentivar la adopción de energía solar y gestionar la estabilidad de la red al realizar una evaluación pública continua de las alternativas de la NEM.

4.3.5 Limitaciones de la Estructura Tarifaria Actual

La estructura tarifaria actual se compone de cargos fijos mensuales, cargos por consumo volumétrico de kWh y por demanda mensual de kW. Los ingresos se derivan de cargos de tarifa base (cargos por consumo de kWh) y cláusulas adicionales de tarifa. Mientras, los costos, mayormente, son gastos fijos no variables. Como resultado de la disminución de los factores volumétricos, los costos fijos de PREPA se distribuyen en un volumen menor de ventas de kWh que, en consecuencia, requerirán una tasa de consumo de kWh más alta. El ajuste gradual de la Estructura Tarifaria para derivar más ingresos de los cargos fijos mensuales aumentará la estabilidad de los cobros y mitigará los aumentos necesarios en los cargos por consumo de kWh. Actualmente, los ingresos por tarifas no son suficientes para cubrir los gastos de mantenimiento básico, operaciones, reparaciones, proyectos críticos de modernización y requisitos de capital de trabajo necesarios para la transformación del sistema eléctrico.

Las limitaciones de tarifas han demorado los proyectos de mantenimiento necesarios para mantener los niveles actuales de servicio y confiabilidad, y para reducir la dependencia excesiva de los combustibles fósiles. La transformación de PREPA ha introducido nuevos requisitos de financiamiento para las cuentas de servicio que deben abordarse a través de un mecanismo de tarifas de conciliación u otra solución que se ajuste para cumplir con los costos operacionales requeridos. Es necesaria una revisión profunda de los requisitos de ingresos y rediseñar las tarifas para resolver los diversos problemas identificados en la Orden de Tarifas de 2017, y para abordar los nuevos problemas que surjan de los esfuerzos de transformación y los costos operacionales más altos.

Las tarifas iniciales y provisionales, establecidas para julio 2025, se perfeccionarán en la medida que se obtenga información adicional, para garantizar una estructura tarifaria equitativa y precisa durante los próximos tres años, la cual no debe verse afectada por el Título III.

4.4 Planificación de Recursos y Resiliencia

4.4.1 Informe de Suficiencia de Recursos para el año fiscal 2025

Este informe es una evaluación de la estabilidad, confiabilidad y resiliencia de la capacidad de generación y de satisfacer la demanda de la isla.

4.4.1.1 Hallazgos clave del Informe de Suficiencia de Recursos

El informe de este nuevo año fiscal 2025 destaca los desafíos de recursos que enfrenta el sistema energético de Puerto Rico. También resalta la vulnerabilidad de la red a cortes prolongados de las plantas principales de energía (Costa Sur y AES).

Actualmente, los clientes de PREPA pagan una de las tarifas más altas por el servicio menos confiable. En promedio, se estima un LOLE de 36.2 días al año, lo que supera considerablemente el parámetro de referencia de la industria estadounidense de 0.1 días al año. Sin embargo, la LOLE podría aumentar a más de 100 días anuales, si ocurre un aumento en las horas de interrupción.

Atender estas deficiencias requerirá una inversión de aproximadamente 1000 MW de nuevos recursos energéticos, así como mayores gastos operativos y de mantenimiento. También se deberán integrar más o menos 1,240 MW para el almacenamiento de energía, lo que reduciría el LOLE a 0.1 días por año.

4.4.2 IRP

Los objetivos principales del plan de recursos internos son aumentar la generación de energía renovable, mejorar la resiliencia de la red y permitir la elección del cliente. El plan vigente es de 2020, pero LUMA tiene previsto presentar uno nuevo (y su primero) ante el NEPR antes de mayo 2025.

El NEPR realizó tres conferencias técnicas públicas y una confidencial con LUMA sobre la información previa a la presentación del IRP de 2025. Durante estas conferencias, LUMA ha descrito los planes modelo, las fuentes de datos preliminares, las tareas con las que los consultores asistirían a LUMA, y el proceso de participación de las partes interesadas y su progreso. Dicho proceso se denominó como “Soluciones para la Transformación Energética de Puerto Rico” (SETPR) y sirve para recopilar los aportes de las partes interesadas a través de reuniones en persona, reuniones virtuales y un sitio web público. A noviembre 2024, se han celebrado 21

reuniones a las que asistieron 173 partes interesadas (p.ej. clientes residenciales y comerciales, funcionarios gubernamentales). Además, se han celebrado siete reuniones individuales con otras partes interesadas, como la Cámara de Comercio de Puerto Rico, la Asociación de Centros Comerciales de Puerto Rico, la Asociación de Restaurantes de Puerto Rico, entre otros.

4.4.3 Estudio PR100 del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE)

En marzo 2024, el DOE completó un estudio de dos años titulado “Puerto Rico Grid Resilience and Transitions to 100% Renewable Energy Study” (Estudio PR100). Dicho estudio combinó los análisis de seis laboratorios nacionales para definir y evaluar posibles vías para que Puerto Rico alcance su objetivo de energía 100% renovable para el año 2050, así como otros objetivos pendientes en la Ley 17-2019.

5 Plan de Capital y Financiamiento Federal

5.1 Procesos de Priorización de Iniciativas de Capital

Para abordar los desafíos de confiabilidad del servicio, se requieren fondos federales y gastos de mantenimiento necesarios (NME). Los fondos federales están destinados a la recuperación de emergencia, la restauración y el trabajo permanente, pero no atienden el deterioro del sistema. Los ingresos generados con las tarifas no son suficientes para sustentar el crecimiento, mantenimiento, reparación y funcionamiento del sistema energético de Puerto Rico. LUMA estima que se necesita aproximadamente \$40 mil millones en fondos federales hasta el año fiscal 2034 para lograr este propósito, dejando fuera los gastos de energía nuclear y otros gastos operacionales.

Actualmente, se esperan aproximadamente \$16 mil millones por parte de FEMA para la reconstrucción y reparación de la red eléctrica, y fondos de mitigación de riesgos. Además, existe la posibilidad de que haya \$6 mil millones adicionales en fondos de mitigación de riesgos. LUMA espera que las inversiones financiadas, tanto con fondos federales como no federales, permitan a Puerto Rico reducir la frecuencia de cortes durante los próximos 10 años en un 75-85%.

Por otra parte, dadas las estimaciones de costos para los proyectos que buscan fondos federales e ingresos de los contribuyentes, LUMA, Genera y PREPA acordaron que debe crearse un plan con la guía y supervisión del NEPR. Dicho ente regulador se encargaría de dirigir y guiar la consolidación, alineación y priorización holística de los diversos planes, en curso o en desarrollo, para que los fondos federales disponibles y los ingresos de los consumidores se utilicen de la manera más eficiente. Mientras, el NEPR debe evaluar y priorizar proyectos en función de los méritos individuales y los beneficios en conjunto. Los procedimientos pertinentes son: revisión del Programa Integral de Manejo de Vegetación de la Autoridad de Energía Eléctrica, implementación del IRP de PREPA y Plan de Acción Modificado, la revisión del Plan de Infraestructura de 10 años de PREPA; presupuestos iniciales de LUMA y términos de servicio relacionados; procesos competitivos financiados por el gobierno federal para el plan de 10 años, revisión del IRP de PREPA; y plan de Prioridad para la Estabilización de la Red Eléctrica.

En cada uno de los procedimientos antes mencionados, el NEPR ha rechazado o modificado propuestas. También ha ordenado a LUMA que se asegure de que los planes que se incluirán en el próximo proceso de revisión de tarifas y requisitos de ingresos sean coherentes con los planes y supuestos incluidos en el IRP 2025 que se encuentra actualmente en desarrollo. Además, ha garantizado la priorización y secuenciación eficiente de las iniciativas para permitir la ejecución exitosa de proyectos en todo el sector energético de Puerto Rico. Por su parte, PREPA, LUMA y Genera gestionan la coordinación operativa de la ejecución del plan de capital a través de reuniones mensuales y ad hoc para discutir las actividades de mantenimiento y las interrupciones planificadas.

5.2 Financiamiento Federal

Se espera que, durante los próximos años, así como en los últimos años, haya recursos financieros federales significativos disponibles para reconstruir y transformar el sistema energético de Puerto Rico, teniendo así la oportunidad para reparar la infraestructura energética de Puerto Rico y posicionarla como un facilitador importante de la recuperación económica general.

5.2.1 Descripción general de los Fondos Federales Obligatorios

El financiamiento federal para el trabajo permanente, de recuperación y de restauración de emergencia se brinda para cubrir los costos elegibles incurridos y reparar daños a la infraestructura debido a desastres declarados o emergencias reconocidas por el gobierno federal. El financiamiento para la recuperación y restauración de emergencia se otorga en forma de reembolso, mientras que el trabajo permanente puede proporcionarse por adelantado o como reembolso.

El proyecto FEMA PA 428 financia principalmente las obras de emergencia, pero también las obras permanentes de un solo programa federal. El financiamiento de obras permanentes se aplica a proyectos relacionados con la restauración de instalaciones a través de la reparación o restauración al diseño, la función y la capacidad previos al desastre de acuerdo con los códigos o estándares. Mientras, el programa FEMA PA 406 financia medidas de mitigación junto con la reparación de instalaciones dañadas por desastres. Por lo tanto, su uso está limitado a instalaciones dañadas elegibles en localidades elegibles. Por su parte, el programa FEMA 404 HMGP financia varios proyectos de trabajo permanente para reducir la pérdida de vidas y propiedades debido a desastres naturales. FEMA puede distribuir fondos de un proyecto a otro. También puede ajustar los montos asignados después de que se reciban y aprueben las estimaciones revisadas.

5.2.2 Participación en los Costos (No Federal)

PREPA debe hacerse cargo de una parte de los costos de los programas de financiamiento federal de FEMA, conocida como “participación en los costos” o “participación no federal”. Los requisitos de participación en los costos varían según el programa, el tipo de trabajo y el desastre, y pueden cambiar después de la declaración inicial. Por ejemplo, bajo FEMA PA 428, los requisitos de costos compartidos para PREPA se estiman en un 10%, los cuales planifican cubrir mediante el programa CDBG-DR.

El Programa de Resiliencia y Confiabilidad de la Energía Eléctrica (ER2) de CDBG-DR implementaría proyectos con un enfoque particular en la generación,

distribución y almacenamiento de energía descentralizados. Los fondos están destinados a apoyar proyectos calificados que no pueden ser financiados por otras fuentes federales o locales. Los proyectos para este programa son seleccionados por el Departamento de la Vivienda de Puerto Rico y se espera que cubran hasta el 100% de los costos de proyectos seleccionados de propiedad pública, excluyendo los costos de operación y mantenimiento, y hasta el 60% de los costos de proyectos de propiedad privada.

5.3 Proyectos clave en el año fiscal 2025

LUMA, PREPA y Genera esperan implementar varios proyectos para reparar y mejorar la resiliencia del sistema energético, y mejorar la confiabilidad del servicio en el año fiscal 2025.

En primer lugar, LUMA propone una serie de proyectos para el despliegue de equipos para automatizar la red; la modernización y resiliencia de la red; la modernización del alumbrado público; el manejo de la vegetación y compensación de capital; el reemplazo de postes y conductores de distribución; la reconstrucción de línea de transmisión; la reconstrucción de la subestación; y la reconstrucción de la línea de distribución. Por su parte, Genera presenta proyectos para incluir 430 MW de energía instantánea durante un período de 4 horas; 330 MW de nueva generación mediante la instalación de nuevas unidades de gas para picos de demanda; el reemplazo de componentes críticos que aumentarán la confiabilidad de LGA; y mejoras en las unidades heredadas que reducirán el consumo de combustible en LGA. Finalmente, HydroCo plantea proyectos para aumentar la capacidad del aliviadero de la represa, estabilizar el terraplén y el estribo de tierra en Guajataca; reforzar el terraplén para reducir el riesgo de una falla catastrófica en la represa de Patillas; el reemplazo de infraestructura dañada por erosión lateral que provocó falla de estribo en la Hidroeléctrica Río Blanco; mejorar la seguridad de las zonas vulnerables de la represa y de los primeros intervinientes del sistema de alerta temprana (EWS); y restaurar el almacenamiento del embalse a una condición óptima para las operaciones, el suministro de agua y el control de inundaciones en el Dragado del embalse de Dos Bocas.

5.3.1 LUMA

LUMA desea implementar programas para abordar las brechas en la confiabilidad y resiliencia del sistema, así como para integrar niveles crecientes de generación renovable distribuida y a escala de servicios públicos. Además, intentan lograr la excelencia operacional e incorporar avances en la tecnología del sistema eléctrico para que los clientes puedan aprovechar la energía solar en los techos y la energía eléctrica.

Automatización de la Distribución

Este programa incluye la implementación de equipos de conmutación automatizados y sensores de comunicación de fallas en los alimentadores de distribución para mejorar la confiabilidad. El equipo de conmutación consta de reconectores trifásicos y monofásicos. Se implementarán sistemas de automatización de alimentadores de distribución de conmutación automática y sensores de comunicación de fallas para proporcionar información de ubicación de fallas a las operaciones. Además, se incluye mano de obra y servicios para análisis de confiabilidad, análisis de flujo de carga, estudios de coordinación de protección, paquetes de diseño de ingeniería, pruebas, instalación, puesta en servicio, integración empresarial de datos operativos y no operativos, capacitación y mantenimiento.

Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)

Este proyecto implica la implementación de medidores inteligentes e infraestructura de comunicaciones. Estos medidores permiten al operador del sistema de transmisión y distribución saber cuándo los clientes reciben energía; y brindar información sobre el uso de energía. Esta tecnología permite al operador implementar mejor los recursos y brindar estimaciones más precisas de la ubicación de las interrupciones y los tiempos de restauración. También permite a LUMA identificar datos específicos del cliente para identificar la fuente, la ubicación y el alcance de una interrupción, lo cual facilita un despacho más rápido y la priorización de los equipos de restauración de energía.

Alumbrado público

Esta iniciativa moderniza y reemplaza los postes fuera de servicio o que tienen en una alta probabilidad de fallar y causar daños al público o a la infraestructura circundante. Además, reemplazará las lámparas de sodio de alta presión por LED para el 2030. Por otra parte, los postes serán monitoreados a través del Sistema de Información Geoespacial (GIS) para mejorar la seguridad pública mediante la capacidad de informar cortes. Además, ayudará para la reducción del consumo de energía.

Programa de limpieza de vegetación

Este programa es para mitigar los riesgos de los problemas causados por la vegetación descontrolada en las vías de las líneas aéreas de transmisión y distribución mediante la limpieza de la vegetación excesiva acumulada durante décadas; la eliminación de la vegetación cerca de las líneas de transmisión y distribución; la implementación de soluciones tecnológicas integradas para la vegetación a fin de brindar información sobre lugares donde la vegetación está demasiado cerca de las líneas eléctricas; y el aprovechamiento de las prácticas industriales aceptadas y las medidas de mitigación específicas para el terreno y la vegetación en Puerto Rico.

Reemplazo de postes y conductores de distribución

Esta iniciativa reemplazará los postes que presenten riesgos de seguridad, junto con los equipos, conductores y hardware dañados para minimizar los riesgos de seguridad que suponen. Las reparaciones y los reemplazos se basarán en los resultados de una evaluación del sistema de distribución y en un análisis realizado por ingenieros.

Proyecto de reparación de la red

Este proyecto propone reconstruir las líneas de transmisión, las subestaciones y las líneas de distribución. Esto implica la reparación de la línea principal de alimentadores de distribución de alta prioridad, las líneas de transmisión específicas,

incluyendo las líneas troncales de 230 kV y 115 kV, así como subestaciones priorizadas.

5.3.2 Genera

Genera interesa garantizar la generación continua y confiable de energía, además de integrar fuentes de energía renovable, a través de proyectos para responder a las fluctuaciones en las necesidades de suministro o demanda del sistema eléctrico, mitigar el impacto de cortes imprevistos y mejorar la resiliencia de la red a interrupciones naturales e imprevistas.

BESS Project

Este proyecto integraría baterías nuevas a una red envejecida, que experimenta una afluencia sustancial de energías renovables y que enfrenta cortes forzados frecuentes, mediante unidades individuales con una potencia de salida de 430 MW y una duración de 4 horas. Las mismas estarán distribuidas entre Dagua Peakers, Jobos Peakers, Vega Baja, Yabucoa Peakers, la Central Aguirre, Costa Sur, Palo Seco y San Juan.

Proyecto de Unidades de Generación de Apoyo a la Red

El equipo de generación de energía de tamaño pequeño y mediano ayudará a prevenir apagones y mantener la redundancia en el sistema de generación. El mismo estará ubicado en cinco instalaciones generadoras existentes.

Proyectos para reemplazar Componentes Críticos

Este proyecto reemplazará calentadores de aire, canastas de calentadores de aire (frío y caliente), bombas de agua de caldera, disyuntores, bombas de agua de condensación, lavado continuo de condensadores, motores de torres de enfriamiento, bombas y equipos de sistemas de ósmosis inversa (RO) desmineralizados, conductos, sistema de protección contra incendios, bombas de combustible, calentadores, motores, pantallas, convertidores de par, transformadores y válvulas.

Proyectos para mejorar la eficiencia del combustible

Este proyecto se centrará en calentadores de aire y agua, canastas de calentadores de aire (frío y caliente), sistema de limpieza continua de condensadores, estación de reducción de recalentamiento en frío, lavado continuo de condensadores, compresor de turbina de combustión, condensadores, filtros de residuos, sistemas de inyección de agua desmineralizada, tubos de agua de alimentación de baja presión, sistema de lavado de agua en línea/fuera de línea, serpentines de vapor, pantallas móviles y variadores de frecuencia.

5.3.3 HydroCo

HydroCo es responsable de la operación y el mantenimiento de los activos de generación hidroeléctrica para garantizar que las unidades estén en funcionamiento y produzcan energía de manera constante.

Represa de Guajataca – Reparaciones permanentes

El propósito de este proyecto es aumentar la capacidad del aliviadero de la represa de Guajataca y estabilizar el terraplén y el deslizamiento de tierra del estribo, al mismo tiempo que proporcionar resiliencia sísmica, para reducir el operacional por debajo de las pautas de seguridad de riesgo tolerable del Cuerpo de Ingenieros del Ejército de los EE. UU.

Represa de Patillas

Este proyecto tiene como objetivo reforzar el terraplén de la represa de Patillas para reducir la posibilidad de una falla catastrófica debido a la licuefacción de los suelos después de un evento sísmico, y proteger la vida y la propiedad de los residentes en áreas circundantes.

Sistema hidroeléctrico de Río Blanco

Esta iniciativa consiste en reemplazar la infraestructura dañada por la erosión lateral que provocó la falla de los estribos de un cruce aéreo de tuberías de un puente de armadura de aluminio de 70 pies mediante la reconstrucción de un nuevo cruce aéreo de tuberías de 30 pulgadas con nuevos estribos de pedestal de tuberías y un

puente colgante para soportar el nuevo cruce de tuberías y atravesar el barranco ensanchado.

Sistema de Alerta Temprana

El proyecto EWS incluye la instalación de sistemas en 37 represas que cubrirá la instrumentación de la represa, el sistema de sirenas, el sistema de posicionamiento global (GPS) y el sistema de controles, la señalización de las rutas de evacuación, los postes de inundación y el programa de extensión comunitaria, para monitorear el riesgo de ruptura o daño de la represa. El sistema proporcionará notificaciones a las personas en caso de emergencias como inundaciones extremas, descargas controladas de inundaciones o actividad sísmica, y así reducir los riesgos de desastres.

Dragado del embalse de Dos Bocas

Este embalse ha capturado grandes cantidades de sedimentos y escombros por las fuertes lluvias, la escorrentía de aguas superficiales, la erosión del suelo y los deslizamientos de tierra. El objetivo del proyecto es restaurar el almacenamiento del embalse a una condición óptima para las operaciones, el suministro de agua y el control de inundaciones.

5.4 Plan de Estabilización de dos años

Los Planes de Estabilización de dos años presentados por LUMA, Genera y PREPA están dirigidos a mitigar las fallas recurrentes y eliminar los puntos débiles que afectan la calidad del servicio eléctrico y que son necesarios para el funcionamiento del sistema. Los objetivos delineados en sus respectivos planes reflejan un subconjunto del alcance más amplio del trabajo que realizarán durante los próximos años para fortalecer y estabilizar la red, así como para reducir los cortes forzados.

LUMA

Su plan tiene como objetivo fortalecer el sistema de energía contra tormentas y huracanes; reducir el tamaño y el impacto de los cortes de energía; limpiar la

vegetación; reemplazar el alumbrado público; potenciar la adopción de energía solar; y mejorar la confiabilidad durante los déficits de generación. A su vez, su enfoque inmediato es el programa de reconstrucción de subestaciones, el cual se centra en acatar los ajustes necesarios en las subestaciones para fortalecer la red y cubrir las evaluaciones de alto nivel requeridas, tales como reparaciones, reemplazo o reubicación de subestaciones; el programa de líneas de transmisión, cuyo objetivo es fortalecer y reparar los sistemas de 230 kV, 115 kV y 38 kV; y el mantenimiento preventivo de transmisión mediante la inspección de los 51 segmentos de línea y la reparación de todos los componentes críticos de las más de 1,000 estructuras.

Genera

Los objetivos de su plan son: aumentar la capacidad de generación disponible al 72%, reducir las interrupciones forzadas al 16%, añadir una reserva de giro rápido BESS de 56 MW, agregar capacidades de regulación de frecuencia al 100% de las centrales eléctricas, reducir el deslastre de carga en un 90% y aumentar el mantenimiento planificado en un 15%.

PREPA

Su plan tiene la intención de reparar las plantas de energía hidroeléctrica y rehabilitar los sistemas hidroeléctricos.

6 Métricas de rendimiento

6.1 Introducción

Como parte de la transición hacia un sistema eléctrico reorganizado, se estableció una compensación para alinear el desempeño de cada operador con las metas de política pública de Puerto Rico. Para que los operadores obtengan dicha compensación deben cumplir con ciertos objetivos y los presupuestos asignados deben ser razonables.

6.2 Métricas de rendimiento de Genera

Genera será evaluado en función de dos conjuntos de métricas de desempeño. El primero son las métricas de desempeño establecidas por el NEPR, que incluyen

parámetros para informar en función del desempeño histórico y el desempeño mínimo deseado. Por su parte, el segundo son las métricas de incentivos y penalizaciones establecidas en el OMA de Generación, sujeto a las revisiones del NEPR en procedimientos futuros.

6.2.1 Métricas de rendimiento de Genera establecidas por NEPR

Genera es responsable del cumplimiento de las métricas de desempeño establecidas por el NEPR específicas para la generación. El resumen de las métricas de desempeño de GenCo de este Plan Fiscal muestra las métricas sobre las que Genera informa de acuerdo con los procedimientos descritos en el número de expediente del NEPR y su descripción correspondiente. Trimestralmente, Genera envía la información y las métricas requeridas a LUMA. Por su parte, LUMA las presenta como un informe consolidado ante NEPR. Una vez que NEPR recopila los datos, analiza los datos proporcionados y elabora un informe de resumen de métricas.

6.2.2 Métricas de desempeño de la generación OMA

Genera es elegible para recibir una compensación de incentivos financieros o, por el contrario, sanciones, basadas en un conjunto de métricas descritas en el Anexo II del OMA de Genera. Estas métricas miden su desempeño en los servicios de O&M y de desmantelamiento. No existen incentivos ni sanciones durante el período de movilización y desmovilización. Además, en caso de cualquier evento de fuerza mayor, Genera y P3 negociarán ajustes a las métricas.

Por su parte, los mecanismos de incentivos por desempeño están sujetos a las disposiciones legales aplicables y a los procedimientos que el NEPR pueda establecer con respecto al cumplimiento de Genera. El NEPR conserva la autoridad para imponer sanciones, pero estas no sustituyen las sanciones que P3 pueda imponer. Sin embargo, el NEPR no duplicará las sanciones ya impuestas por P3, si las hubiera, por una circunstancia determinada. Si NEPR impusiese una sanción duplicada se deduciría el monto impuesto previamente.

6.3 Métricas de rendimiento de LUMA

LUMA será evaluada en relación con un conjunto de métricas de incentivos de desempeño en tres categorías: servicio al cliente; cumplimiento técnico, de seguridad y normativo; y financiero. Estas métricas se enfocan en rastrear el progreso para revertir las tendencias de desempeño negativas. En otras palabras, las métricas de rendimiento de LUMA son estándares con los que se puede medir su desempeño y determinar la remuneración de incentivos en función de los objetivos alcanzados, los cuales se pagarán mediante una tarifa de incentivo variable y limitada.

6.3.1 Métricas de desempeño operacional normal de T&D OMA

El desempeño de LUMA en operaciones normales se medirá y evaluará bajo métricas de desempeño en tres categorías principales: (1) servicio al cliente, cuyo objetivo es garantizar un alto nivel de satisfacción; (2) seguridad y regulatorias, las cuales ayudarán a confirmar que se opere una red eléctrica segura y confiable, cumpliendo con las regulaciones aplicables; y (3) desempeño financiero para garantizar que se esté operando de manera sustentable dentro de los presupuestos operacionales y de capital.

6.3.2 Métricas de desempeño de eventos de interrupción mayor de T&D OMA

El desempeño de LUMA durante un evento de interrupción mayor se medirá según el conjunto de métricas de desempeño que establece el OMA de T&D. Un evento de interrupción mayor es un evento que afecte como mínimo 205,000 clientes por más de 15 minutos o que hayan $\geq 1,500$ eventos de interrupción activos. Dicho evento se considera continuo mientras las interrupciones superen un período 24 horas y sean causados por un acto de Dios. La finalización del evento ocurre cuando el número acumulado de clientes afectados esté por debajo de 10,000 durante un período continuo de 8 horas.

6.3.3 Enfoque de cálculo de la Tarifa de Incentivo de T&D OMA

El desempeño de LUMA en comparación con las métricas de desempeño de operación normal determinará su elegibilidad para la Tarifa de Incentivo.

7 Resumen de Proyecciones Financieras

Las siguientes proyecciones financieras están basadas en los supuestos macroeconómicos (p.ej. crecimiento poblacional y el producto nacional bruto (PNB)), sustentando el Plan Fiscal, al mismo tiempo que cumple con la Ley 17-2019 para la EE y la generación renovable, y el IPR de 2020. Sin embargo, no deben ser interpretados como algún cambio a la estructura tarifaria del sistema.

7.1 Introducción

Las proyecciones financieras se basan en datos como el pronóstico de carga y los pronósticos de gastos de los operadores para determinar los ingresos necesarios para cubrir los gastos de operación y mantenimiento planificados. En cuanto al proceso de revisión de tarifas, se espera poder saber cuánta es la aportación necesaria de los contribuyentes, teniendo en cuenta las demandas cambiantes del sistema y los principios de fijación de tarifas. Además, la proyección de la carga neta se basaría en pronósticos macroeconómicos, necesidades existentes del sistema y desarrollos internos. Por su parte, las proyecciones de gastos reflejan el impacto potencial de factores externos, así como los impactos de la transformación en curso de PREPA, incluyendo las iniciativas y medidas operacionales planificadas y/o implementadas por HoldCo, GenCo, GridCo e HydroCo.

En junio 2024, PREPA presentó una propuesta inicial del Plan Fiscal que incluye actualizaciones sobre los costos operacionales futuros y las proyecciones de carga, teniendo en cuenta los desafíos continuos del sistema y el deterioro de los indicadores de confiabilidad del servicio. Basándose en que las tarifas bajo la Orden de Tarifas de 2017 no son suficientes para respaldar la operación, el mantenimiento, la reparación y la modernización del sistema energético, la Junta de Supervisión solicitó a los operadores que estimaran las reparaciones necesarias para abordar el deterioro y las deficiencias actuales, así como las necesidades operacionales y de mantenimiento del sistema, incluidas las mejoras necesarias en la calidad del servicio. También deben proyectar los gastos de operación y mantenimiento no relacionados con el F&PP, incluyendo cantidades estimadas y costos incrementales anuales que no cuentan con financiamiento recurrente y/o que son financiados mediante el pago de clientes. Además, se incorpora la evaluación de las proyecciones

de los operadores según la velocidad proyectada de aumento gradual de los gastos, la capacidad para ejecutar los gastos proyectados, la confianza en las estimaciones de NME, y los gastos operacionales necesarios para operar adecuadamente el sistema y respaldar el nivel proyectado de NME. Finalmente, la Junta de Supervisión eventualmente contratará a un consultor independiente para que se realice una evaluación y prueba de dichas estimaciones.

7.2 Requisito de Ingresos Base

El requisito de ingresos base no es más que los ingresos totales que PREPA debe obtener durante el año fiscal para cubrir los gastos proyectados. Los ingresos proyectados, principalmente provenientes de la venta de electricidad a sus clientes, deben cubrir la totalidad de los gastos proyectados para brindar un servicio adecuado. Para lograr esto, las tarifas deben ser aprobadas por el NEPR para que cumplan con los requisitos de ingresos, dejándose llevar por la carga esperada, la demanda y los costos asociados con la operación y el mantenimiento de la infraestructura.

Este Plan Fiscal también incorpora el pronóstico de carga en Puerto Rico mediante el análisis de los impulsores macroeconómicos y otros factores que podrían afectarla. Además, se incluye el requisito de ingresos o los gastos proyectados. Dado a que los gastos proyectados requieren una tasa superior a la prevista, la Junta de Supervisión establece que se utilizarán otras fuentes para liberar parte de los ingresos de PREPA para el servicio de la deuda.

7.3 Pronosticando la Carga

El pronóstico de carga, también conocido como el “Caso Base”, se refiere a los impulsores macroeconómicos que afectan la carga y los modificadores adicionales considerados en las proyecciones.

7.3.1 Pronóstico de Carga

Para este Plan Fiscal, se presentó el pronóstico de carga neta para el período del 2025 hasta el 2053. Según LUMA, el factor principal para el aumento en la carga neta fue el impacto en los grados-día de enfriamiento (CDD), el cual refleja temperaturas

más altas de lo habitual, lo que ha provocado un aumento en la demanda de electricidad para refrigeración y aire acondicionado. Sin embargo, a partir del 2025, se espera una disminución constante en la carga neta hasta, lo que se traduce también en una disminución anual promedio de ~2.4% en la carga neta.

Los factores macroeconómicos, como la disminución de la población; y los modificadores de la carga, como la eficiencia energética (EE), la generación distribuida (DG) y los vehículos eléctricos (EV) contribuyen a la disminución proyectada de la carga. Los factores macroeconómicos conducen a una reducción de la demanda de energía, resultando con el tiempo en una disminución de la carga. Por su parte, los modificadores de la carga, como las iniciativas de eficiencia energética y la instalación de energía solar, reducen la demanda de la carga, mientras que la adopción de vehículos eléctricos aumenta la carga a partir de nuevas conexiones a la red eléctrica y mayores requisitos de energía para recargar. Por tanto, aunque es imposible predecir la carga con certeza, se deben considerar todos estos factores, para estimar efectivamente la oferta y la demanda de electricidad.

7.3.2 Proyecciones macroeconómicas

Estas proyecciones muestran una población relativamente estable, aunque en descenso, desde el 2025 hasta el 2030. A partir del 2031, se observa una notable disminución, impulsada por factores demográficos y de emigración. Por su parte, el producto nacional bruto (GNP) se espera disminuya un .48 % entre 2024 y 2026, con un breve período de crecimiento de .24 % entre 2027 y 2030, pero continuando con una tendencia negativa a partir de 2031 con una disminución promedio de .34 % hasta el 2050.

7.3.3 Proyecciones de los Modificadores de Carga del Caso Base

Junto con la disminución proyectada de la población y la actividad económica de Puerto Rico, se espera que la EE y la DG contribuyan aún más a la disminución de las proyecciones de carga durante el período de pronóstico, pero se compensará parcialmente con la creciente adopción de vehículos eléctricos.

7.3.3.1 Programas de Eficiencia Energética (EE)

En junio 2022, LUMA presentó el “Plan del Programa del Período de Transición para EE y Respuesta a la Demanda”. El mismo se enfoca en generar la preparación del mercado antes de comenzar una cartera integral a gran escala de programas y respuesta a la demanda. Se espera que los ahorros de energía acumulados mediante la implementación de estos programas sean de aproximadamente 4450 GWh para 2040.

En los últimos años, se han registrado ahorros por EE de aproximadamente 17 GWh en 2024 y se proyecta que aumenten a 40 GWh para 2025. Si bien esto representa un aumento de 2.4 veces en la eficiencia energética, todavía tendría que aumentar por lo menos a 8.4 para cumplir con el objetivo de 334 GWh para 2026. En sí, dichos ahorros dependerán de la adopción de programas por parte de los clientes, por lo que pudiera resultar en una disminución de la demanda menor que la esperada.

7.3.3.2 DG

Se han identificado algunos riesgos asociados con la adopción de generación distribuida y energía fotovoltaica, tales como deserción de la red y factor de carga decreciente. En cuanto al primer riesgo, puede ser más factible para los clientes instalar unidades solares para generar electricidad en el hogar, cambiando completamente a GD o reduciendo considerablemente el consumo, lo que resultaría en una disminución de la carga general y costos más altos por kWh para los clientes que usen la red. Por otra parte, el segundo riesgo es que a medida que la brecha entre la demanda promedio y la demanda pico aumente, el costo de suministrar cada unidad de energía también aumenta. Esto resulta en una reducción de la venta de energía en general, por lo que la demanda promedio también caerá. Sin embargo, la energía fotovoltaica puede reducir los ingresos recaudados por cliente sin afectar los costos fijos del sistema de capacidad, lo que genera un potencial aumento de los precios para los clientes a largo plazo.

7.3.3.3 EV

Se espera que el uso de vehículos eléctricos aumente en las próximas décadas. Aunque la proporción precisa de vehículos eléctricos geográficamente depende de

factores como los costos de las baterías, la regulación, el sentimiento político y las preferencias de los clientes, la adición de vehículos eléctricos aumentaría la demanda de electricidad.

LUMA determinó que los requisitos de kWh de los vehículos ligeros eran menores de los esperados para vehículos medianos y pesados, por lo que la parte de eficiencia de los pronósticos de carga de carga del PR100 fue ajustada. También presentó los riesgos relacionados con el aumento de la demanda máxima, la sobrecarga térmica del sistema de distribución y las limitaciones de suficiencia de los recursos de generación. En la actualidad, la principal medida para mitigar dichos riesgos es la implementación de tarifas por tiempo de uso para la carga de vehículos eléctricos que motivarían a los clientes a trasladar la carga a períodos de menor demanda.

7.3.4 Sensibilidades

Este Plan Fiscal plantea un pronóstico de carga alternativo. Las proyecciones de carga del Caso Base se basan en suposiciones descendentes, mientras que el enfoque de pronóstico alternativo se basa en una perspectiva ascendente.

Enfoque del Programa de Eficiencia Energética

El Caso Base proyecta una reducción del 30% en la carga atribuible a los programas de eficiencia energética para 2040. Además, supone una reducción de carga anual constante de ~2%, logrando el objetivo de eficiencia energética. Por otra parte, el Pronóstico Alternativo supone un crecimiento orgánico de las adopciones de EE a través de eficiencias tecnológicas incrementales, sin considerar más inversiones. Sin embargo, es poco probable que la disminución de la carga proyectada en el Caso Base a través de EE se logre solamente mediante reemplazos orgánicos de iluminación, equipo, y electrodomésticos comerciales y residenciales.

Supuestos específicos en el Pronóstico Alternativo

El pronóstico de EE en el Pronóstico Alternativo se basa en ciclos de vida de reemplazo, ahorros de carga de programas que reducen el consumo de energía y aceptación del cliente, ya que cada tipo de equipo tiene una vida útil o un ciclo de

reemplazo natural. En cuanto a las ganancias de eficiencia energética, se espera que los acondicionadores de aire residenciales tengan una ganancia de eficiencia anual de 0.3 a 0.4%. Por su parte, el Pronóstico Alternativo también tiene en cuenta la aceptación anual de los clientes en función del nivel de cambio de comportamiento requerido y las decisiones de compra.

Cálculos y resultados

Las reducciones de carga resultantes entre los supuestos de EE del Caso Base y el Modelo de Carga Alternativo (ALM o Pronóstico Alternativo) son similares durante los primeros años. Para el 2030, se espera una brecha de ~430 GWh de reducciones de carga menores con el ALM en comparación con el Caso Base, la cual continúa creciendo hasta alcanzar su punto máximo en el 2042 de ~2,74 TWh o ~-57%. Posteriormente, el Caso Base estima que no habrá más reducciones de carga, por lo que la brecha se cerraría en ~-53% en el 2053.

Impacto en la Carga Neta

El Pronóstico Alternativo proyecta una carga neta 2.6 TWh más alta que el Caso Base para el 2050, impulsada por un enfoque más conservador para las adopciones de programas de EE. Como resultado, el aumento sería menor durante los primeros años, pero como el ALM pronostica una adopción más lenta de las medidas de EE, el impacto en la carga es mayor que en el Caso Base.

7.4 Gastos

Los gastos consolidados para PREPA se pronostican en \$4,487 millones para el año fiscal 2025. Estos gastos se componen de las siguientes nueve categorías de: (1) combustible no renovable (carbón, diésel y fueloil pesado); (2) compra de energía no renovable a proveedores externos; (3) compra de energía renovable a proveedores externos; (4) gastos de mano de obra asociada con la operación de activos de generación y el sistema de transmisión y distribución; (5) gastos operacionales distintos de la mano de obra (suministros, alquiler, transporte, etc.); (6) gastos de mantenimiento de sistemas y activos de energía no financiados externamente; (7) gastos para CILT, subsidios para clientes de bajos ingresos, cargos

de la cláusula adicional de EE; (8) gastos de pensión para jubilados; y (9) participación en los costos no financiados por el gobierno federal.

En general, se espera que los gastos aumenten durante los próximos cinco años. Los cambios proyectados por categoría son: (1) disminución de gastos de combustible no renovable al 13% para 2029; aumento en gastos de PPA convencionales que va de ~\$536 millones en 2025 a \$690 millones para 2027, y luego una disminución de ~\$314 millones al 2029; (3) aumento de PPOA renovables a más de 4 veces del año 2025 (p.ej. 34% del Tramo 1); (4) aumento de \$356 millones en mano de obra para 2025 y \$416 millones en 2029; (5) aumento de \$693 millones en costos operacionales no laborales para 2025 y \$868 millones en 2026, hasta caer en 2029; (6) gastos de NME cuadruplicados en 2025 con un aumento constante del 2026 hasta 2029; (7) aumento en 10 veces más de EE Rider del año fiscal 2025 al 2027; (8) disminución de gastos de pensión; y (9) cubierta de la participación de costos por \$500 millones de fondos del programa CDBG-DR ER1 hasta entre 2027 y 2033.

7.4.1 Resumen de gastos por entidad

Como resultado de la transición a GenCo, GridCo, HoldCo e HydroCo, los gastos se dividirán entre las cuatro entidades y según sus clasificaciones (participación en los costos, gastos compartidos y gastos de transferencia). Hasta el año fiscal 2029, se espera que los gastos generales aumenten en la medida en que se realicen las reparaciones pertinentes al sistema.

Los operadores proyectaron estimaciones basadas en su evaluación del financiamiento necesario para continuar con la operación y el mantenimiento adecuados. Estos presentaron estimaciones de gastos de operación y mantenimiento no relacionados con F&PP más allá del año fiscal 2025 que reflejan las necesidades precisas del sistema energético”. Actualmente, todas las entidades proyectan un aumento en dichos gastos del 2025 al 2026. Entre estos años se espera que los gastos de GridCo aumenten aproximadamente 2 veces, los de GenCo en un 20%, los de HydroCo en ~2.5 veces y los de HoldCo en ~60%, para luego comenzar a disminuir a medida que Genera asuma la responsabilidad sobre LGA y PREPA salga de Título III.

7.4.2 Proyecciones de gastos de GenCo

En general, se proyecta que los gastos específicos de GenCo disminuirán de \$325 millones a \$178 millones durante los próximos cinco años. Al retiro de múltiples unidades de generación heredadas, se espera que los gastos laborales y no laborales asociados también disminuyan. Mientras, los NME deben bajar de ~\$97 millones a ~\$54 millones de 2025 a 2029, respectivamente. Al mismo tiempo, ciertos gastos no laborales y otros como el SSA entre LUMA y Genera, los gastos de seguro y los costos de TI, disminuirán durante el mismo período.

Por su parte, los gastos de mano de obra se proyectan teniendo en cuenta la transición a Genera, la transición a la energía renovable; y la contratación, capacitación y retención de los empleados necesarios para permitir la operación y el mantenimiento continuos y seguros de LGA. A su vez, los gastos no laborales incluyen la compra de servicios, equipos y herramientas no capitalizables, y materiales necesarios para realizar actividades técnicas en cumplimiento con los requisitos operativos, ambientales y relacionados con seguros.

7.4.3 Proyecciones de gastos de GridCo

Se proyecta que los gastos específicos de GridCo aumentarán a una tasa de crecimiento anual compuesta (CAGR) de ~25% durante los próximos cinco años, de ~\$827 millones en 2025 a \$2,055 millones en 2029, para mantener el sistema y evitar una mayor degradación.

Dichas proyecciones de gastos suponen un financiamiento a niveles no limitados por la Orden de Tarifas de 2017, lo que permite la implementación de programas plurianuales y la optimización de los costos unitarios basados en el volumen de materiales y servicios. Además, GridCo supone que el financiamiento está disponible de inmediato y no limitaría la capacidad de ejecución de todas las actividades a medida que aumenta la producción hasta alcanzar las proyecciones.

Por su lado, se espera que el NME aumente diez veces, de aproximadamente \$108 millones en 2025 a aproximadamente \$1,032 millones al 2029, a la vez que los gastos de operación y mantenimiento no relacionados con F&PP aumenten más allá

de las restricciones impuestas por la Orden de tarifas de 2017. Esto representaría un aumento en el gasto de la cartera de distribución de ~1000%, de ~\$35 millones a ~\$388 millones de 2025 a 2026.

Además, los gastos operacionales deben crecer de manera constante durante el período de 10 años, de ~\$269 millones a ~\$362 millones de 2025 a 2029, ya que se requerirían cambios en la organización para igualar el aumento en el trabajo adicional anticipado asociado con los proyectos financiados por NME y el gobierno federal. Por otra parte, los gastos operacionales no laborales aumentarán a una CAGR de aproximadamente 13% entre 2025 y 2029, con un aumento de \$316 millones en 2025 a \$491 millones en 2026. Por ejemplo, los gastos asociados con los acuerdos de servicio de TI aumentarán un 174%.

7.4.4 Proyecciones de gastos de HydroCo

Los gastos específicos de HydroCo se espera aumenten \$14 millones en 2025 a \$48 millones en 2026. Luego, dichos gastos se estabilizarán en aproximadamente \$45 millones por año de 2026 a 2029.

7.4.5 Proyecciones de gastos de HoldCo

Los gastos específicos proyectados de HoldCo aumentarán durante los próximos cinco años de aproximadamente \$34 millones en 2025 a \$44 millones en 2029. Sin embargo, entre 2026 y 2027 deben bajar por las disminuciones en los beneficios para jubilados y los gastos no laborales. Además, se espera que los costos compartidos de quiebra y reestructuración también disminuyan en este período a la salida de PREPA del Título III.

7.4.6 Supuestos clave de los gastos

Los supuestos clave de PREPA son que el requisito de participación en los costos alcance el 10% del monto obligado de FEMA; y que a 2027 la misma estará cubierta por \$500 millones de fondos del CDBG-DR ER1. Por su parte, los supuestos de GenCo son que el presupuesto de gastos laborales, no laborales y de mantenimiento estén en línea con el certificado para 2025 y que de 2031 en adelante se ajusten los

niveles pendientes con un factor de inflación, y que el costo del servicio incluya la tarifa de gestión del operador de generación para el período de pronóstico. Por otro lado, se espera que GridCo mantenga los gastos laborales, no laborales y de mantenimiento alineados con el presupuesto presentado por LUMA en 2025 y que para el 2035 en adelante se ajusten los niveles de gasto con un factor de inflación, que el costo del servicio incluya la tarifa de gestión del operador de T&D para el período de pronóstico, y que haya fondos federales disponibles para cubrir proyectos relacionados con recuperación de desastres y mitigación de riesgos hasta el 2034, y que los gastos se integren desde 2026 hasta 2029 a través de un período de aumento gradual. Mientras, se espera que HydroCo mantenga sus gastos laborales, no laborales y de mantenimiento alineados con el presupuesto de 2025 con un factor de inflación de 2031 en adelante. Finalmente, HoldCo debe también mantener en presupuesto los gastos laborales, no laborales y de mantenimiento, igualmente con factor de inflación al 2031, excluyendo a PREPA de los costos de reestructuración y supervisión, así como los de los asesores asignados de la junta al Título III.

7.4.7 Evaluación adicional del pronóstico de gastos

Las proyecciones de este Plan Fiscal se basan en estimaciones que reflejan las opiniones de los operadores del sistema en cuanto a las necesidades del sistema, pero no están limitadas por las fuentes existentes de ingresos del sistema. De igual forma, se espera que la Junta de Supervisión contrate a un consultor independiente para realizar un estudio más a fondo de las necesidades del sistema.

7.5 Proyecciones de ingresos resultantes

Los ingresos proyectados de PREPA, obtenidos principalmente a través de la venta de electricidad a sus clientes, deben cubrir en su totalidad los costos anticipados para brindar un servicio adecuado a los consumidores. Un factor clave del pronóstico del modelo de requisito de ingresos es el componente de tarifa básica de ingresos, que incluye un cargo mensual fijo al cliente y una escala de tarifas de cargos volumétricos, además de cargos relacionados con la demanda para la mayoría de los clientes no residenciales.

7.5.1 Pronóstico básico de Ingresos

El pronóstico de ingresos básicos no está limitado por la Orden de Tarifas de 2017 a partir del 2026. En 2025, se prevé que los ingresos básicos alcancen ~\$1,150 millones. Luego, se espera que aumenten a ~\$2,030 millones para 2026, y así sucesivamente hasta alcanzar la cifra de ~\$2,440 millones en 2040.

Para el año fiscal 2025, los \$1.15 mil millones de ingresos básicos proyectados se originen de ~54% clientes comerciales, ~35% residenciales, ~9% industriales, ~2% de alumbrado público y menos del 1% de la agricultura y otros clientes.

7.5.2 Pronóstico de Ingresos Totales

Los ingresos totales se calculan sumando tres componentes: ingresos básicos, gastos de transferencia y otros ingresos. Para el período pronosticado, los mismos se componen principalmente de gastos de transferencia relativamente estables durante el período de 2025 a 2040. Además, para este mismo periodo se espera que aumenten de \$1,151 millones en 2025 a \$2,438 millones para 2040.

7.6 Descripción general de los Requisitos de Ingresos Históricos

Los ingresos reales superaron los ingresos previstos durante seis de los 12 meses del año fiscal, los cuales fueron impulsados por mayores ingresos reales, excluyendo las tarifas base. En términos generales, los ingresos por tarifa básica reales fueron más altos que los ingresos por tarifa básica previstos. Esto es coherente con el aumento de los costos de F&PP, temperaturas más altas de lo previsto y la necesidad de recurrir a combustible más caro o participar en respuestas inmediatas en momentos de demandas pico repentinas o deficiencias en el servicio.

Estos ingresos fueron superados en todas las clases de clientes, excepto en los industriales, que estuvieron un 15% por debajo; y “otros”, que estuvieron por debajo un 1%. Mientras que, la variación de los ingresos reales y previstos fue superior en clientes residenciales con un 7%, industriales con un 15% e iluminación pública con 7%, pero baja (menos del 5%) para los clientes restantes.

Dichos ingresos fueron impulsados por un consumo de energía más alto de lo esperado y las ventas correspondientes. Por ejemplo, las temperaturas más altas condujeron a un aumento en el uso de unidades de aire acondicionado, lo que aumentó el consumo de energía. Además, se revirtió la tendencia de caída de las ventas de energía en Puerto Rico, que iba en picada desde el 2007 hasta el 2017, y aún más, luego de los huracanes Irma y María. Sin embargo, en 2024 las ventas aumentaron en un 10%, comparándose con el 2023.

8 Servicio de la Deuda

8.1 Panorama de la deuda y los esfuerzos de reestructuración de PREPA

Actualmente, la deuda de PREPA asciende a más de \$10 mil millones en reclamaciones, incluyendo capital e intereses sobre deuda en bonos, otras obligaciones de deuda financiadas y otras reclamaciones de acreedores no garantizados. Además, tiene un plan de pensiones con fondos insuficientes de aproximadamente \$4.4 mil millones. Para poder pagar totalmente el servicio de la deuda, PREPA tendría que aumentar las tarifas en aproximadamente 7 a 8 ¢/kWh en dólares reales de 2025 a 2044.

En febrero 2014, tres agencias de calificación crediticia rebajaron la calificación de la deuda pública de Puerto Rico, incluyendo a PREPA, a un nivel inferior al de grado de inversión. Luego, en junio 2015, la deuda fue rebajada por segunda vez al evidenciar que las deudas eran impagables. Finalmente, en la primavera de 2016, PREPA perdió el acceso a los mercados crediticios. Más tarde, en julio 2017, la Junta de Supervisión presentó ante el Tribunal de Distrito de los Estados Unidos una petición voluntaria en nombre de PREPA para la protección bajo el Título III de PROMESA. Para mayo 2019, se firmó un acuerdo para reestructurar la deuda y después en la primavera de 2020, ante la incertidumbre por el COVID-19 se concedió una pausa en el proceso del Título III. En marzo 2022, la AAFAF puso fin al acuerdo de apoyo a la reestructuración, debido a las preocupaciones sobre las altas tarifas, la inflación, el aumento de los precios de la gasolina y la sostenibilidad del sistema eléctrico, entre otras razones.

Más recientemente, en marzo 2023, la Junta de Supervisión propuso un Segundo Plan de Ajuste Enmendado Modificado para reestructurar la deuda. El mismo preveía la emisión de nueva deuda por un monto de \$5.68 mil millones, para la cual se estimó que la base tarifaria podría respaldar el servicio de la deuda de no más de aproximadamente \$2.3 mil millones de deuda, además de sus costos operacionales y el sistema de pensiones. Luego de un acuerdo con los tenedores de aproximadamente 35% de los bonos de PREPA, en agosto 2023 se presentó un Tercer Plan de Ajuste Enmendado. Bajo este POA la emisión de nueva deuda en bonos de las Series A y B sería por un monto de \$2,282 millones, mediante el cual se proponía emitir recuperaciones en efectivo a todos los acreedores, excepto a los prestamistas de líneas de combustible anteriores a la petición. En diciembre 2023, se presentó un Cuarto Plan de Ajuste Enmendado Corregido, el cual aumentó el monto total de la nueva deuda de bonos de las Series A y B a aproximadamente \$2,536 mil millones, y reflejó acuerdos de apoyo a la reestructuración alcanzados con ciertos grupos de acreedores, incluidos sus prestamistas de líneas de combustible antes de la petición, los compradores y otros tenedores de bonos que se unieron al Segundo Acuerdo de Liquidación de Bonos, la Corporación Nacional de Garantía de Finanzas Públicas y el comité oficial de tenedores de reclamaciones no garantizadas. Para febrero 2024, la Junta de Supervisión presentó otro POA que proporcionó aclaraciones y otras modificaciones limitadas, pero no modificó el monto de las recuperaciones previstas en el POA de diciembre 2023. Pero, más tarde, en marzo 2024, se emitió un fallo sobre la confirmación del último POA presentado.

En resumen, el Primer Circuito dictaminó que los tenedores de bonos tendrían un interés de garantía perfeccionado e inevitable en todos los Ingresos Netos, en lugar de un interés de garantía únicamente en los Ingresos Netos depositados en ciertos fondos. También se determinó que los tenedores de bonos que no habían llegado a un acuerdo no tenían derecho a ningún reclamo por deficiencia no garantizado por encima del valor de su garantía de Ingresos Netos. Además, no se expresó opinión sobre la valuación del reclamo garantizado de los tenedores de bonos y se sostuvo que tenían derecho a una contabilidad equitativa, pero que cualquier reclamo contable no ampliaría su recurso más allá de su garantía de conformidad con los

términos del Acuerdo de Fideicomiso. A julio 2024, se emitió una orden suspendiendo todos los litigios relacionados con los bonos, incluido el procedimiento de confirmación con respecto al POA de febrero 2024, y para que se reanude la mediación con los tenedores y aseguradores de los bonos para determinar si se podría alcanzar una resolución consensual. Dicha suspensión se extendió varias veces y actualmente está vigente hasta marzo 2025.

8.2 Implicaciones de la deuda no reestructurada sobre las tasas proyectadas

A falta de una reestructuración de la deuda, PREPA tendría que pagar aproximadamente \$2.63 mil millones de obligaciones de deuda heredadas en un período de cuatro años desde 2025, además de los aproximadamente \$5.48 mil millones de montos vencidos hasta 2024, así como poner al día las obligaciones de deuda no reestructurada en el corto plazo, lo cual requeriría aumentos de tarifas de aproximadamente 6 a 7 ¢/kWh en el período de 2025 a 2028. A largo plazo, la deuda ascendería a aproximadamente \$1.1 mil millones por año.

Al mismo tiempo, PREPA deberá asumir un mantenimiento diferido de su sistema eléctrico, mientras que los consumidores enfrentarían tarifas muy altas. A modo de ejemplo, para el 2026, si un cliente residencial con una tarifa no subsidiada consume 425 kWh por mes, se requerirían 6.9 centavos por kWh adicionales en la factura, es decir aproximadamente \$29 cada mes. Además, los gastos de pensión reestructurados requerirían una adición de 2.2 centavos por kWh a la factura mensual del mismo cliente, que se traduce en \$9 más al mes.

8.3 Análisis de Sostenibilidad de la Deuda

Actualmente, PREPA es incapaz de proveer un servicio eléctrico confiable, ya que no cuentan con un exceso de flujo de efectivo después de cubrir las necesidades del sistema ni tienen la capacidad para aumentar aún más las tarifas con el propósito de sostener la deuda. Su única fuente de ingresos son los pagos de energía de sus clientes. Por lo tanto, cualquier servicio de la deuda debe ser financiado mediante un aumento en las tarifas para generar ingresos netos, después del pago de los gastos de operación y mantenimiento y otros gastos necesarios. Este DSA toma en cuenta

que los aumentos de tarifas están limitados por la capacidad de pago de los clientes, las alternativas disponibles para ellos si las tarifas aumentan más allá de su capacidad de pago o más allá del costo de la energía alternativa, el impacto negativo en una población generalmente pobre y la capacidad de Puerto Rico de atraer nuevas inversiones que contribuyan al crecimiento de la economía y a la reducción de la tasa de desempleo.

Por otro lado, los niveles de deuda de PREPA también deben alinearse con el objetivo de la Junta de Supervisión de restaurar el acceso al mercado de capital a tasas de interés razonables. Dicho acceso es esencial para que se pueda financiar la inversión de capital en infraestructura actual y futura, se asegure un sistema eléctrico sostenible con precios de energía asequibles, y se eviten las consecuencias de mayores niveles de deuda incobrable, robo de electricidad y aceleración de la deserción de la red.

Principios guía

El DSA incorpora consideraciones económicas y sociales, entre ellas: (1) accesibilidad residencial, es decir, la capacidad limitada o nula de los clientes residenciales para pagar tarifas más altas sin verse afectados; (2) elasticidad, es decir, el concepto de que el aumento de las tarifas reducirá la demanda de energía, ya que instarían a los clientes a reducir su consumo, asumirían responsabilidad total de su generación o emigrarían; (3) subfinanciamiento histórico de los costos necesarios, cuyo resultado es tener los costos más altos y, a su vez, el peor desempeño de los Estados Unidos, ya que los costos de reparación y mantenimiento de la infraestructura exceden su capacidad tarifaria y todos los ingresos adicionales son necesarios para la restauración y transformación del sistema.

Impacto de las Proyecciones de Costos en la Asequibilidad Residencial

Las proyecciones de los operadores entienden que se necesitará aplicar un aumento sustancial de tarifas a los consumidores de PREPA. Para 2026, esto resultaría en que un cliente residencial no subsidiado que gane un ingreso promedio y consuma 425 kWh por mes pague más del 6% de su ingreso anual a PREPA, lo

que puede ocasionar que dichos clientes tengan la necesidad de elegir entre la electricidad y otros servicios esenciales. Incluso si la Junta de Supervisión asumiera que el consumo mensual en estos hogares disminuirá con el tiempo, los niveles de carga y gastos proyectados por los operadores aún superarían lo que dichos hogares podrían pagar. Por último, la Junta de Supervisión ha estimado que la derogación o enmienda sustancial de la Ley 17-2019 resultaría en un pronóstico de mayor carga y menores costos. Sin embargo, las tarifas a cobrar excederían un nivel de participación de electricidad del 6%.

8.4 Conclusión

La Junta de Supervisión concluye que PREPA no podrá imponer ningún aumento adicional de tarifas para el servicio de la deuda por encima de las tarifas necesarias para pagar los costos del F&PP y los costos de mantenimiento. Las nuevas proyecciones de carga y gastos muestran que no se produciría ningún servicio de deuda asequible. Según este Plan Fiscal, las tarifas proyectadas superan materialmente el umbral del 6% de participación, el cual empeoraría con los años, incluso sin una tarifa adicional para el servicio de la deuda.

Entonces, PREPA depende únicamente de sus propios recursos, por lo que no puede darse el lujo de emitir nueva deuda para financiar las recuperaciones de los acreedores en un Plan de Ajuste si también debe pagar todos sus gastos no relacionados con la deuda. Sin embargo, la Junta de Supervisión está comprometida con mantener las recuperaciones de los acreedores en liquidación alineadas con las ofrecidas a los acreedores de PREPA, mientras que también paga el monto de la reclamación sin recurso permitida de los bonistas que no liquidan garantizada por los Ingresos Netos. La enmienda al Plan de Ajuste probablemente afectará los recursos dedicados a proporcionar mejoras necesarias a otras funciones gubernamentales o a realizar inversiones críticas para mejorar la calidad de vida de los ciudadanos de Puerto Rico, pero dados los recursos limitados y las consideraciones discutidas anteriormente, la Junta de Supervisión ha determinado que no existe otra alternativa.

9 Reforma de Pensiones

9.1 Antecedentes históricos y estructura organizacional

El Sistema de Retiro de Empleados de PREPA fue creado en 1942 mediante la Resolución 200 de la Junta de Gobierno de acuerdo con los términos de un convenio colectivo entre la Unión de Trabajadores de la Industria Eléctrica y Riego de Puerto Rico (UTIER) y la Autoridad de los Recursos Hidráulicos, hoy conocida como PREPA, fue adoptado a partir de julio de 1945, y se rige por el Reglamento del Sistema de Retiro de Empleados de la Autoridad de Energía Eléctrica. El mismo es un sistema público de pensiones. Por lo tanto, los activos están dedicados al beneficio de los miembros activos, los miembros retirados y sus beneficiarios.

Por otra parte, el sistema es administrado por una Junta de Fiduciarios. Dicha junta está compuesta por ocho miembros: el Director Ejecutivo, tres miembros activos designados por miembros activos, tres miembros designados por la Junta de Gobierno y un miembro elegido por los miembros retirados. Por su lado, para el financiamiento del sistema, PREPA realiza una contribución del empleador al sistema por un monto determinado actuarialmente (ADC) que refleja el costo de los beneficios obtenidos durante el año más la amortización de cualquier estado no financiado determinado del plan durante un número fijo de años. El mismo reglamento impone a la Junta de Síndicos la obligación de aprobar sus informes actuariales y estados financieros anualmente. Esta cifra es de aproximadamente \$5 millones en total por año.

Hasta junio 2016, la valuación actuarial proporcionada por el sistema se basaba en supuestos demasiado optimistas con respecto a la nómina, la expectativa de vida y el rendimiento de la inversión en los activos del sistema. Como resultado, el ADC era insuficiente para mantener la salud y el estado de financiamiento del sistema. En 2018, el actuario del sistema realizó una revisión, con la ayuda de la Junta de Gobierno, en la que se actualizaron supuestos económicos y demográficos clave, lo que aumentó significativamente el ADC requerido.

A julio 2024, había 244 empleados activos, 2,006 empleados movilizados y 12,545 jubilados, beneficiarios y cónyuges sobrevivientes. En total, los pagos mensuales de beneficios recurrentes fueron de ~\$23.4 millones.

9.2 Antecedentes de los Beneficios de Pensión

En 1993, el Sistema de Retiro de PREPA emprendió una reforma importante en la cual aumentó la edad mínima de jubilación e impuso un tope a los beneficios de pensión mediante el establecimiento de un límite máximo de compensación anual de \$50,000 como base para el cálculo del beneficio de pensión. Como resultado, el monto máximo de beneficio de pensión anual que una persona contratada después de la reforma es el 75%, es decir \$37,500 de \$50,000. A pesar de dicha reforma, el Ajuste por Costo de Vida (COLA) se mantuvo en vigor y se aplica a todos los jubilados, lo que prevé un aumento de los beneficios cada tres años. Además, a partir del año fiscal 2002, se añadió a los beneficios un bono de Navidad anual de \$400 y un bono de verano de \$100 dólares. A su vez, luego del año fiscal 2004, se estableció un beneficio funerario de \$1,000. Además, los cónyuges sobrevivientes de los miembros jubilados tienen derecho a recibir una renta vitalicia equivalente al 30% del nivel de pensión anual del jubilado en el momento de su muerte.

9.3 Otros beneficios posteriores al empleo

Actualmente, existen beneficios médicos posteriores a la jubilación, no pagados por el fideicomiso de pensiones, a través de un contrato con Triple-S. Para ser elegible, el empleado debe haber prestado 30 años de servicio. Este beneficio está incluido en los presupuestos operacionales de PREPA, con un costo aproximado de ~\$8 millones anuales, contemplando aproximadamente 8,200 jubilados que reciben este beneficio.

9.4 Preocupaciones por la Liquidez

Los activos del sistema de pensiones estuvieron en constante declive durante las últimas décadas debido a las salidas continuas y crecientes de pagos de beneficios de la creciente cantidad de participantes jubilados, y las contribuciones insuficientes de los empleadores. Previo al Título III de PREPA, el ERS no logró estimar un nivel adecuado de contribuciones a las pensiones de los empleadores y mantuvo una baja proporción de activos del plan frente a pasivos de menos del 50%. Esto se debió al uso de suposiciones poco realistas sobre el rendimiento de los activos y las tasas de

descuento, que subestimaron drásticamente el pasivo total de pensiones, y suposiciones poco realistas sobre el estado futuro de los niveles de empleo.

A febrero 2023, el ERS notificó a la Junta de Supervisión que el sistema de pensiones no tendría activos suficientes para continuar realizando los pagos de beneficios a partir de mayo 2023. Para abordar el déficit, recibieron un flujo de efectivo adicional de aproximadamente \$181 millones, provenientes de múltiples fuentes como PayGo, ASEM, AAA, entre otros. Si bien estas contribuciones brindaron un alivio temporal, PREPA continuó siendo insolvente y se vio obligada a buscar fondos adicionales en ausencia de un aumento en las tarifas. Por lo tanto, en diciembre 2023, la Junta de Supervisión aprobó un préstamo de pensión provisional de \$300 millones para financiar el sistema por aproximadamente un año. El acuerdo del préstamo se realizó de manera emergente luego de que la Legislatura aprobara una enmienda al presupuesto de Puerto Rico para ratificar la asignación. Sin embargo, PREPA debe implementar una solución permanente antes de junio 2024.

A octubre 2024, PREPA contaba con aproximadamente \$60 millones de fondos para respaldar los beneficios y otros costos del ERS, lo que era suficiente para financiar dichos costos hasta el final del 2024. Según lo informado, la necesidad de financiamiento estimada para los beneficios mensuales de los jubilados y beneficiarios es de aproximadamente \$24 a \$26 millones mensuales. Esta cantidad se suma a los posibles retiros de los ex empleados que pueden aumentar la necesidad de financiamiento estimada. Sin embargo, en noviembre 2024, PREPA indicó que no podrán continuar financiando los beneficios de pensión en su totalidad después de diciembre 2024. El NEPR contestó que debían identificar fondos para una redistribución presupuestaria, a lo que PREPA respondió que había identificado \$74 millones de reembolsos pendientes de FEMA que proporcionarían liquidez provisional, mas no una solución permanente.

En enero 2025, la Junta de Supervisión certificó un presupuesto enmendado para este año fiscal para que PREPA tome en consideración la recepción de dichos fondos de FEMA y su contribución al ERS. Mientras tanto, la Junta de Supervisión, en colaboración con el Gobierno, se comprometió a cubrir las necesidades de liquidez

hasta que se identifique una fuente de financiamiento. Como la NEPR reinició el proceso de revisión de tarifas en diciembre 2024, con la expectativa de una imposición de tarifas provisionales en julio 2025, se debe poder incorporar el costo de las pensiones en el requisito de ingresos como parte de la tarifa base.

9.5 Reforma Estructural de las Pensiones

9.5.1 Resumen de la Reforma de Pensiones

La Junta de Supervisión tiene la intención de presentar un POA enmendado que incluya las siguientes medidas: (1) cerrar el sistema de pensiones a futuros participantes; (2) congelar los beneficios de pensión a partir de la fecha de vigencia del POA para los empleados activos que actualmente participan y acumulan servicio, incluyendo los empleados movilizados; (3) eliminar el COLA para todos los participantes después de la fecha de vigencia; (4) convertir el sistema de pensiones de ser financiado en base a las tasas de nómina anuales de los empleados (ADC) u otras tasas de nómina anuales a un sistema PayGo para financiar los beneficios anuales; y (5) establecer un fideicomiso PayGo para respaldar el pago de las pensiones.

La congelación de los beneficios de pensiones, incluida la eliminación del COLA, produce ahorros materiales a futuro, que ayudarán a reducir los costos futuros para los contribuyentes una vez implementados a través del POA.

9.5.2 Establecimiento del fideicomiso PayGo

A partir de la certificación de este Plan Fiscal, se espera que los pagos de beneficios se sigan administrando y pagando desde el fideicomiso de pensiones actual, pero que la estructura de financiamiento pase de un modelo financiado a PayGo. Este fideicomiso puede establecerse para reembolsar al ERS los beneficios de jubilación pagados y los costos administrativos razonables como parte de los gastos operacionales. El ERS tendría derecho al reembolso de los pagos de beneficios siempre que los pagos de beneficios reflejen la reforma de pensiones descrita anteriormente y, dicho reembolso, sería utilizado por el ERS para financiar los próximos beneficios mensuales. Por su parte, PayGo se financiaría con los

montos estimados necesarios para reembolsar al ERS, más los montos adicionales necesarios para acumular una reserva de pagos de beneficios de aproximadamente un año (PayGo+). La estructura PayGo+ brindará un respaldo de financiamiento en caso de interrupciones en la producción o venta de electricidad y/o cobros de montos adeudados por los consumidores.

10 Informes posteriores a la certificación

Históricamente, ha sido responsabilidad de PREPA, informar sobre sus indicadores financieros, operacionales y de confiabilidad. Como parte de la transformación del sector energético de Puerto Rico y su papel como operadores de los sistemas de T&D, LUMA y Genera deben continuar cumpliendo con estos requisitos de informes, y ciertos requisitos adicionales.

Los requisitos de presentación de informes de información financiera y contable incluyen informes financieros trimestrales y anuales, requisitos de presentación de informes mensuales y anuales de las agencias federales, requisitos de presentación de informes del NEPR, requisitos de presentación de informes de la Ley de Reconciliación Presupuestaria de 2017 y requisitos de presentación de informes del DOE.

Para monitorear el progreso de la reorganización operacional y financiera de PREPA, la transformación del sector energético de Puerto Rico y la salud y el desempeño del sistema eléctrico, la Junta de Supervisión ha requerido que PREPA presente información adicional relacionada con el desempeño y la implementación de manera regular. PREPA debe continuar cumpliendo con estos requisitos de informes, de los cuales aún es responsable y no ha transferido la responsabilidad a LUMA o Genera. La Junta de Supervisión utilizará los informes de los operadores privados para complementar la información provista por PREPA y continuar monitoreando la salud financiera y el desempeño del sistema eléctrico de Puerto Rico, mientras se reserva el derecho de solicitar ciertos otros informes a LUMA y/o Genera.

10.1 Informes no operacionales

Los informes sobre asuntos no operacionales se dividen en dos categorías: resiliencia y planificación de recursos, y finanzas. Estos informes brindan actualizaciones sobre la implementación del IRP, la modernización de la red y los esfuerzos de financiamiento federal. La cadencia de los informes financieros varía desde informes semanales hasta anuales. Por ejemplo, PREPA debe emitir informes, según requeridos, sobre el pronóstico a un plazo de dos años del balance de recursos de capacidad esperado del sistema y su capacidad para satisfacer la carga máxima, y semanales o mensuales sobre el flujo de efectivo y las cuentas por cobrar; LUMA, por su parte, debe emitir informes trimestrales con actualizaciones relacionadas a los proyectos financiados por FEMA y reportes mensuales sobre las cuentas por pagar; así mismo, Genera es responsable de la emisión de reportes sobre el plan de modernización de la red, según requeridos, y una explicación de las variaciones materiales, resumen de ingresos y gastos e informes presupuestarios trimestrales.

10.2 Medidas operacionales relacionadas con T&D

LUMA debe enviar a P3 anualmente las métricas de desempeño relacionadas con T&D, tales como satisfacción del cliente; técnico, seguridad y cumplimiento normativo; y desempeño financiero. También enviará métricas sobre el desempeño de LUMA durante un evento de interrupción mayor. Las métricas de desempeño están vinculadas a objetivos de desempeño específicos y a un fondo de compensación de incentivos.

10.3 Medidas e informes de PREPA, HoldCo e HydroCo

LUMA debe emitir informes trimestrales sobre la implementación del Plan de Reorganización de PREPA. Dichos informes deben cumplir con los siguientes requisitos: (1) informes continuos sobre los costos laborales y los puestos de trabajo de HydroCo y HoldCo, los cuales incluyan nombre del empleado, puesto, salario y descripción del puesto; (2) actualizaciones y objetivos de ingreso estimados sobre el plan de desinversión de propiedades de PropertyCo; y (3) informe de identificación de activos y progreso de conciliación de GridCo en preparación para la creación de una subsidiaria y el informe de progreso de la contribución de capital.

Por su parte, se le requiere a HydroCo la emisión de informes mensuales sobre la venta de agua y el sistema de irrigación, que incluya lo siguiente: acres-pies de agua vendidos, tarifa cobrada por tipo de cliente, dinero facturado y cobrado, desglose por tipo de cliente y descripciones, información detallada sobre las fuentes de agua y las reservas de agua actuales, uso y demanda de agua actuales y proyectados, incluidas las necesidades de irrigación, la generación de energía hidroeléctrica y el uso directo del consumidor, e informe de cuentas por cobrar que rastrea la venta de agua y el sistema de irrigación y la implementación de dinero federal. Además, deben emitir trimestralmente un informe operativo con actualizaciones sobre el estado de las unidades hidroeléctricas, la capacidad en línea y la energía generada, al mismo tiempo que un informe de situación sobre proyectos hidroeléctricos y de irrigación presentado para aprobación regulatoria y financiamiento federal a FEMA, COR3 y NEPR.

