

Informe de Política Pública

Armando el rompecabezas energético de Puerto Rico

Sergio M. Marxuach, director de Política Pública

Centro para una Nueva Economía

San Juan, PR | Washington, DC | Madrid, España

Octubre 2024



INTRODUCCIÓN

El funcionamiento del sistema de energía eléctrica de Puerto Rico ha sido deficiente durante muchos años. Durante décadas, el servicio eléctrico provisto por la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (“AEE”) era ineficiente, poco fiable y caro, debido a una mala administración recurrente, la corrupción crónica, la influencia de la política partidista y los retrasos en el mantenimiento y los gastos de capital requeridos. El pobre desempeño del sistema eléctrico se intensificó tras la quiebra de la AEE y los daños generalizados infligidos a la red de transmisión y distribución por el huracán María, ambos en 2017.

Durante los últimos siete años, el gobierno de Puerto Rico ha emprendido un esfuerzo masivo para reconstruir y modernizar el sistema; privatizar la operación y administración tanto de la red de transmisión y distribución como de los activos de generación legados de la AEE; comenzar la transición de veinticinco años para generar el 100% de la electricidad con fuentes renovables; y reestructurar las obligaciones financieras de la AEE. Sin embargo, durante el verano de 2024, la mayoría de estos esfuerzos para transformar el sistema eléctrico parecen haberse descarrilado, ya que la isla se vio afectada por apagones frecuentes en medio de uno de los veranos más calurosos de los últimos tiempos. De hecho, los avances ocurren a un ritmo tan lento que están casi estancados en algunas áreas y, lo que es quizá más preocupante, el gobierno parece incapaz de discernir una forma de salir del atolladero actual.

Parte del problema se debe al gran número de actores que tienen jurisdicción sobre al menos un área del sistema energético de Puerto Rico. Como se muestra a continuación, y en más detalle en esta [página web](#), hemos identificado al menos 14 entidades a nivel del gobierno federal y estatal y del sector privado que tienen alguna influencia o control sobre al menos una parte del proceso de transformación. La coordinación y sincronización de los esfuerzos de trabajo entre estas entidades ha probado ser difícil y continúa siendo un reto, aún siete años después de la quiebra de la AEE y el huracán María.



Otro factor que ha contribuido a la lentitud de la transformación del sistema es que dicha transformación consiste en realidad de varios proyectos complejos, en muchos casos multimillonarios, cada uno con muchas piezas en movimiento y que, en muchos casos, se entrelazan parcialmente con los demás.

ESTABILIZACIÓN A CORTO PLAZO

Lo primero en esta complicada agenda es el esfuerzo actual por estabilizar el sistema eléctrico a corto plazo. Como han señalado el Departamento de Energía de EE.UU. (“DOE”, por sus siglas en inglés) y otros, el sistema eléctrico de Puerto Rico es funcional pero frágil. En cuanto a la generación, Genera PR afirma que en un día cualquiera hasta el 57% de la capacidad de generación de la isla podría no estar disponible debido a apagones forzados (muchos debidos a limitaciones de tiempo de uso por incumplimiento con normas y reglamentos medioambientales) o por mantenimiento programado. De hecho, en su Informe Final del PR100, el DOE concluyó que “se necesita inmediatamente capacidad adicional de generación (en la escala de cientos de megavatios) para lograr la suficiencia del sistema y reducir al mínimo las interrupciones eléctricas” (Informe final del PR100, p. xxxvi). En cuanto a la transmisión y la distribución, está claro que queda mucho por hacer y que hay deficiencias significativas en la red de transmisión de bajo voltaje (38 kv) y en el control del voltaje en algunas zonas geográficas de la isla, entre otros asuntos críticos.

Estabilizar el sistema es la prioridad número uno a corto plazo porque, tal y como están las cosas hoy, no se puede descartar un fallo en cascada del sistema eléctrico en un futuro inmediato. Para que quede claro, no estamos diciendo que vaya a ocurrir un fallo de este tipo, sino que no puede descartarse en este momento. Por lo tanto, todos los esfuerzos deben dirigirse a eliminar o al menos minimizar ese riesgo catastrófico a corto plazo.

TRABAJO PERMANENTE PARA RECONSTRUIR EL SISTEMA

Al mismo tiempo que LUMA, Genera y la AEE trabajan en la estabilización del sistema a corto plazo, los proyectos para ejecutar los trabajos permanentes de reconstrucción de los daños causados por el huracán María han sido financiados por FEMA (es decir, FEMA ha “obligado” fondos para su ejecución) y según el sitio web oficial de la COR3, al menos 352 proyectos de reconstrucción relacionados con energía se encuentran en alguna etapa de ejecución. Sin embargo, según datos proporcionados por el Sr. Manuel Laboy, Director de la COR3, en una vista pública del Comité de Recursos Naturales de la Cámara de Representantes de Estados Unidos, mientras que un total de \$16,299 millones han sido asignados para la reconstrucción permanente del sistema, FEMA había “obligado” sólo \$4,834 millones, o un 29%, y de esa cantidad tan solo unos \$1,272 millones, o un 26%, habían sido desembolsado (gastados) a mediados de septiembre de 2024. Dicho de otra manera, siete años después del huracán María, solo 7.8% del total de los fondos asignados para la reconstrucción del sistema eléctrico habían sido gastados.

	Allocated Funds		Obligated Funds		Disbursed Funds	
	Section 428	Section 406	Section 428	Section 406	Section 428	Section 406
LUMA			\$2,951,733,292.00	\$596,632,105.98	\$489,991,384.64	\$0
Genera			\$1,015,039,888.71	\$0	\$254,567,069.97	\$0
PREPA			\$271,307,043.00	\$0	\$498,919,976.82	\$28,968,209.27
Total	\$9,459,885,412.39	\$6,840,000,000.00	\$4,238,080,223.71	\$596,632,105.98	\$1,243,478,431.43	\$28,968,209.27
Combined total	\$16,299,885,412.39		\$4,834,712,329.69		\$1,272,446,640.70	

Table 1 – Summary of FEMA FAASt Obligation and Disbursements of funds

Fuente: Sr. Manuel Laboy Testimonio ante el Comité de Recursos Naturales, 26 de septiembre de 2024

La situación es aún peor con respecto a los \$1,900 millones asignados por el Congreso al programa CDBG-DR de HUD para su uso en la reconstrucción del sistema de transmisión y distribución. Según noticias publicadas recientemente, se ha gastado menos del 1% de esos fondos.

Para ser justos, nadie esperaba que este proceso se terminara en uno o dos años. Sin embargo, según la mayoría de los expertos que han analizado la ejecución de la reconstrucción del sistema, los avances parecen haberse producido a un ritmo excesivamente lento. Recordamos a los lectores que esto se debe a varios factores como los requisitos burocráticos indebidamente onerosos impuestos a Puerto Rico por la administración Trump; la decisión de FEMA de utilizar un proceso no probado bajo la sección 428 de la Ley Stafford para identificar y aprobar fondos para proyectos de reconstrucción; y la falta de coordinación entre las agencias del gobierno federal y de Puerto Rico, entre otros factores.

Se estima que completar el trabajo permanente para reconstruir la red de acuerdo con los estándares de la industria tomará entre 8 y 10 años y costará aproximadamente \$21,000 millones. Observamos que, según el DOE, sólo se han identificado \$15,400 millones de los \$21,000 millones necesarios hasta marzo de 2024 (Informe Final PR100, p. 408). Esa cantidad de \$15,400 millones incluye el gasto en reparaciones y reemplazo de partes de los sistemas de generación, transmisión y distribución, así como en las mejoras de la red de transmisión necesarias para conectar al primer grupo (Tramo 1) de proveedores de generación renovable a escala comercial. En este momento se desconoce la fuente de financiamiento de la diferencia de aproximadamente \$6,000 millones.

TRANSICIÓN A GENERACIÓN 100% RENOVABLE

La Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico de 2019 ("Ley 17 de 2019") exige que Puerto Rico genere el 100% de su electricidad con fuentes renovables para 2050. Para alcanzar ese objetivo, la Ley 17 estableció las metas provisionales de 40% de generación renovable para 2025; 60% de generación renovable para 2040; la eliminación gradual de la generación a base de carbón para 2028; y un aumento del 30% en la eficiencia energética para 2040.

A mediados de 2023, a pesar de un aumento significativo de la generación solar fotovoltaica distribuida (en comparación con la generación solar a escala comercial), sólo aproximadamente el 4% de la capacidad de generación disponible para la red provenía de fuentes renovables. Por tanto, "lograr el objetivo del 40% para 2025 representaría un aumento de al menos 3 GW de capacidad adicional de

energía si se alcanzara con sistemas solares fotovoltaicos a gran escala”. (Resumen PR100, p.1) Según el DOE, “el despliegue de energía renovable a un ritmo que permita alcanzar el objetivo de 40% del RPS requeriría un ritmo rápido de adquisición de más de 100 MW por mes hasta 2025, a partir del nivel mínimo de desarrollo a gran escala en los últimos años”. (Informe Final PR100, p. 228) Esto significa que Puerto Rico tiene un retraso considerable en el cumplimiento del objetivo provisional de tener 40% de generación renovable para 2025 y es muy probable que no lo alcance.

Alcanzar la meta ambiciosa establecida por la Ley 17 requerirá nuevas inversiones significativas para ampliar el sistema de transmisión; mejorar el sistema de distribución; y sustituir toda la capacidad de generación de combustibles fósiles por generación renovable durante los próximos 25 años.

Expansión del sistema de transmisión para integrar la generación renovable

En términos del sistema de transmisión, la interconexión de nuevos recursos renovables requerirá la construcción de nuevas líneas de enlace con el sistema de energía en Puerto Rico. El DOE asumió que diferentes entidades serían responsables de cubrir esos costos:

1. Como se ha indicado anteriormente, la mejora de la red de transmisión del Tramo 1 se sufragará con fondos federales.
2. Para los tramos posteriores “los costos de transmisión serían financiados por patrocinadores [inversionistas] externos [privados] de desarrollo renovable y, por lo tanto, se incluirían en los costos de los contratos de compra y operación de energía (“PPOA”) hasta 2028”.
3. Finalmente, comenzando en 2028, la AEE se supone **“que estará en condiciones de financiar estas inversiones debido a su salida de la quiebra y su capacidad para acceder a los mercados de capital”**. (Informe Final PR100, p. 409)

Esto significa que el financiamiento privado tendrá que ser asegurado ya sea a través de PPOAs o deuda a ser emitida por la AEE. En ambos casos, estos costos se trasladarían a los consumidores a través de sus facturas. También observamos que existe una incertidumbre significativa en cuanto a la capacidad de la AEE para emitir deuda nueva en el corto y mediano plazo. En estos momentos, la AEE no tiene acceso a los mercados de capital ya que aún se encuentra en un proceso de quiebra. Dada esa situación, el DOE asume que la AEE saldrá de la quiebra en 2024 y tendrá acceso a los mercados de capital para 2028 y, por lo tanto, la capacidad de financiar mejoras al sistema de transmisión y distribución a partir de 2028.

En nuestra opinión, esta hipótesis podría ser excesivamente optimista por varias razones. En primer lugar, no está nada claro que la AEE vaya a salir de la quiebra en 2024. Incluso si el Tribunal Federal certifica un POA este año, varios acreedores ya han indicado que apelarán dicha certificación, añadiendo potencialmente varios años de litigio a este proceso.

Segundo, una AEE reestructurada estará limitada en su capacidad de emitir nueva deuda hasta que los bonos nuevos emitidos como parte de la reestructuración actual sean pagados en su totalidad. Todavía no sabemos qué condiciones legales y financieras tendrá que satisfacer la AEE (en forma de convenios financieros que limiten la emisión de nueva deuda y requisitos legales o estructurales de subordinación)

para emitir nueva deuda después de 2028. Por último, cualquier anuncio sobre la emisión de nueva deuda por parte de la AEE probablemente se enfrentará oposición pública y la reacción negativa significativa de los clientes y otras partes interesadas que recuerdan el despilfarro y la mala administración de la antigua AEE.

Mejoras al sistema de distribución

En relación a las mejoras del sistema de distribución, el DOE afirma que a medida que se despliegan nuevos recursos energéticos distribuidos (DER) y vehículos eléctricos (VE) será necesario actualizar partes del sistema de distribución. El DOE estima que habrá un exceso de capacidad y energía que no podrá integrarse en el sistema de distribución a partir de 2037. Para cada escenario analizado, el DOE asumió que estos retos de integración se mitigarían aumentando la cantidad de almacenamiento a escala (baterías) de forma incremental a medida que aumente la capacidad renovable. Se asumió que este almacenamiento incremental, el cual es caro, se obtendría a través de contratos PPOA. (Informe Final PR100, p. 410) Esto significa que estos costos acabarán trasladándose a los consumidores finales a través de sus facturas.

Nueva capacidad de generación renovable

Finalmente, en relación a la nueva capacidad de generación, se espera que la nueva generación renovable y los recursos de almacenamiento se adquieran a través de contratos PPOA. (Informe Final PR100, p. 417) Con respecto a los sistemas en techos, el DOE indicó que “en este análisis no consideramos cómo se pagarían esos sistemas ni si se asignarían fondos públicos o federales para pagarlos”. (Informe Final PR100, p. 184)

Además, el DOE dijo que no “examinamos ningún futuro en el que no exista una red eléctrica central” aún bajo el escenario que asume la adopción máxima de DER. (Informe final PR100, p. 183) Esto significa que, en el futuro contemplado por el Estudio PR100, siempre habrá costos fijos y variables que habrá que pagar o financiar en relación con la operación, el mantenimiento y la futura renovación de la red central. Este último punto es importante en el contexto de la decisión sobre cuánto compensar a los clientes de medición neta por la electricidad que exportan al sistema. Si bien es cierto que la adopción masiva de sistemas solares en los techos probablemente generaría importantes externalidades positivas no monetarias debido a la reducción de las emisiones de combustibles fósiles, no es menos cierto que LUMA tendría que incurrir en gastos pagaderos en efectivo para mantener y operar la red. Esos costos deberían repartirse de forma razonable y equitativa entre todas las partes que estén conectadas a la red.

Generación solar en los techos y a escala comercial

Los puntos relacionados a los sistemas solares sobre techos y la viabilidad de una red totalmente descentralizada son importantes porque algunos grupos ambientales de Puerto Rico han abogado por ejecutar una transición a generación 100% renovable utilizando únicamente sistemas solares sobre techos sin una red central, creando esencialmente un sistema en toda la isla de minirredes privadas administradas independientemente. Adoptar ese modelo podría aumentar los riesgos de inducir retrasos e incrementar el costo de la transición a una energía 100% renovable por al menos dos razones.

En primer lugar, según Bent Flyvbjerg, catedrático de la Universidad de Oxford y autor de *How Big Things Get Done* (Macmillan Business, 2023), una de las claves para ejecutar proyectos de infraestructura a gran escala a tiempo y sin salirse del presupuesto es utilizar tecnología ya probada y confiable. Una tecnología más innovadora y no probada no es necesariamente mejor. Por lo que sabemos, ninguna jurisdicción con la población y la huella industrial de Puerto Rico ha logrado con éxito una transición a la generación de energía 100% renovable instalando únicamente sistemas solares en techos en una red descentralizada (básicamente una red formada por muchas minirredes). Intentarlo en Puerto Rico aumentaría significativamente el riesgo de fracasar en la ejecución, ya que tanto los retrasos como los costos probablemente aumentarían con el tiempo y es razonable asumir que se producirían acontecimientos inesperados o imprevistos en el camino.

En segundo lugar, según el profesor Flyvbjerg, la modularidad es otra clave para ejecutar con éxito proyectos de infraestructura a gran escala. La modularidad, dice Flyvbjerg, "es una palabra torpe para la elegante idea de hacer cosas grandes a partir de cosas pequeñas. Un bloque de Lego es una cosa pequeña, pero ensamblando más de nueve mil de ellos se puede construir una maqueta a escala del Coliseo de Roma. Eso es modularidad". (How Big Things Get Done, p. 162) La modularidad permite a los proyectos escalar rápidamente, mejorando, ampliándose y abaratándose a medida que lo hacen. También permite experimentar. Si algo funciona, se mantiene en el plan. Si no funciona, se "falla rápido" ("fail fast") y se ajusta el plan. Uno cada vez es más inteligente y los diseños mejoran. También se reduce radicalmente el riesgo de ejecución. (How Big Things Get Done, p. 163 y 187)

La idea, por lo tanto, es empezar con "algo pequeño, un elemento básico. Combínalo con otro y otro hasta que tengas lo que necesitas. **Así es como una sola célula solar se convierte en un panel solar, que se convierte en conjuntos de paneles solares, que se convierten en una finca solar de megavatios**". (How Big Things Get Done, p. 157)

En este contexto, la propuesta de construir 700,000 sistemas solares en techos para alcanzar el objetivo del 100% de generación renovable es diametralmente contraria a la modularidad, ya que cada sistema de techo tiene que ser diseñado y construido a la medida para cada techo. Llegar a la escala requerirá más tiempo, costará más y, en última instancia, estará sujeto a un mayor riesgo de ejecución en relación con el uso de un enfoque modular.

Para que quede claro, no abogamos por la eliminación de los sistemas solares sobre techos de la cartera de tecnologías para alcanzar el objetivo del 100%. Por el contrario, abogamos por encontrar el balance adecuado entre los sistemas solares sobre techos y la generación solar a escala comercial en la transición de Puerto Rico hacia una generación 100% renovable. En este sentido, observamos que el despliegue de proyectos solares a gran escala lleva actualmente un retraso de unos dos (casi tres) años. Este retraso, a su vez, afecta el desmantelamiento de la generación de combustibles fósiles heredada de la AEE, ya que las grandes unidades no pueden desconectarse hasta que su reemplazo esté listo.

REESTRUCTURACIÓN FINANCIERA

En julio de 2017, a petición del Gobierno de Puerto Rico, la Junta de Supervisión y Administración Fiscal presentó una petición voluntaria en nombre de la AEE para la protección bajo el Título III de PROMESA ante el Tribunal de Distrito de los Estados Unidos. La AEE debe alrededor de \$9,000 millones en bonos pendientes de pago, tiene una obligación de pensiones sin fuente de pago de \$3,800 millones, debe \$700 millones adicionales a prestamistas de líneas de combustible y varios millones más a muchos acreedores no asegurados.

Según el Plan Fiscal 2023 de la AEE, "sin reestructurar su deuda y otros pasivos, la AEE tendría que pagar aproximadamente \$2,620 millones de obligaciones de deuda programadas en cuatro años desde el año fiscal 2024 hasta el año fiscal 2027, además de los aproximadamente \$4,830 millones de montos vencidos y no pagados hasta el final del año fiscal 2023". (Plan Fiscal 2023 de la AEE, pág. 140) **Llevar las obligaciones de deuda no reestructuradas de la AEE a un estado financiado a corto plazo requeriría aumentos de tarifa de aproximadamente 6 a 7 ¢/kWh en dólares reales en el período del año fiscal 24 al 27.**

"A largo plazo, sin ninguna reestructuración, la obligación de servicio de deuda anual estimada de la AEE es de aproximadamente \$1,000 millones por año, basada en la amortización de todos los pasivos financieros a largo plazo a una tasa de interés de 5.25% durante 20 años". (Plan Fiscal de la AEE 2023, pág. 140) **Bajo ese escenario, el cliente residencial promedio que consume 425 kWh al mes vería su factura aumentada en aproximadamente 26%.**

En junio de 2023, la jueza que presidía los procedimientos determinó que (1) los bonistas tenían derecho sólo sobre ciertos ingresos de la AEE que habían sido depositados en cuentas de servicio de deuda y (2) había riesgos significativos asociados con otros remedios que podrían solicitar (por ejemplo, el nombramiento de un administrador judicial). Por lo tanto, redujo el importe de su reclamación a \$2,380 millones. Alrededor del 25% de su demanda original.

Como era de esperar, un grupo de bonistas y otros acreedores recurrieron ante el Tribunal de Apelación del Primer Circuito de Boston. El Tribunal emitió su dictamen el 12 de junio de 2024 y sostuvo que:

1. Los bonistas tienen una reclamación sin recurso sobre el patrimonio de la AEE por la totalidad del principal [nominal] de los bonos, más los intereses vencidos; y
2. Esta reclamación está garantizada por los Ingresos Netos de la AEE - según se define este término en el acuerdo de bonos subyacente - y por gravámenes sobre ciertos fondos creados por dicho acuerdo de bonos.

El Tribunal no decidió qué efecto tendría, si alguno, la confirmación de un plan de reorganización sobre la garantía real de los bonistas, ni intentó estimar el valor económico de dicha garantía.

Por lo tanto, el valor de la *reclamación* de los bonistas es de \$8,500 millones más los intereses vencidos. Sin embargo, el Tribunal continuó afirmando que "esto NO quiere decir que haya que pagar a los bonistas \$8,500 millones de dólares. Más bien, es decir que la reclamación permitida de los bonistas sobre el patrimonio de la AEE es del orden de \$8,500 millones de dólares". (JSAF v. Cortland Capital, p. 58)

El Tribunal fue bastante claro en que la reclamación de los bonistas está garantizada sólo en la medida del valor económico del interés de los bonistas en los Ingresos Netos y los Fondos de Amortización y Subordinados. Son propietarios de "Bonos de Ingresos Especiales". Esto significa que cuando se produce un incumplimiento, los bonistas NO tienen derecho (recurso) contra el fondo general de la municipalidad [Puerto Rico] u otros ingresos o activos no gravados del deudor (Sección 927 del Código de Quiebras). **Por lo tanto, si el valor de los gravámenes de los bonistas es inferior al importe de la reclamación permitida, entonces los bonistas están insuficientemente garantizados y asumen el riesgo de que los ingresos no sean suficientes para pagar los bonos.** (JSAF v. Cortland Capital p. 61)

Pagar a los bonistas de la AEE con dinero del fondo general es una mala idea

Este último punto es la razón por la que la propuesta de pagarle a los bonistas utilizando dinero del fondo general de Puerto Rico es una mala idea por al menos dos argumentos. Primero, bajo ese escenario, se pagaría a los bonistas utilizando fondos a los que no tienen derecho ni bajo los documentos de oferta de bonos ni bajo la Sección 927 del Código de Quiebras de los EE.UU., que fue incorporada por referencia a PROMESA a través de la Sección 301(a) de esa ley. En segundo lugar, dicho pago sentaría un peligroso precedente que podría ser utilizado por otros acreedores en otros procesos de quiebra para exigir el repago de sus acreencias reclamando fondos a los que no tienen derecho o recurso legal.

REESTRUCTURACIÓN OPERACIONAL — LUMA

El 22 de junio de 2020, la AEE y la Autoridad para las Alianzas Público-Privadas de Puerto Rico ("AP3" o "Administradora") formalizaron un acuerdo para la Operación y Mantenimiento (Acuerdo de "O&M") del Sistema de Transmisión y Distribución de la AEE ("Sistema de T&D") con LUMA Energía, LLC, ("ManagementCo") y LUMA Energía Servco, LLC ("ServCo", y junto con ManagementCo, la "Operadora").

De acuerdo con los términos y condiciones del Acuerdo de O&M, LUMA, entre otras cosas, es responsable de todas las actividades de transmisión eléctrica, distribución, servicio de carga eléctrica y actividades relacionadas para el funcionamiento y mantenimiento seguro y confiable del sistema de T&D. Estas incluyen actividades de operadora del sistema, actividades de ingeniería, mantenimiento de documentación técnica, actividades de eficiencia energética, planificación, servicios ambientales y regulatorios, servicios legales y administración de seguros y reclamaciones.

A cambio de la prestación de estos servicios, LUMA tiene derecho a recibir ciertas compensaciones, en función de la fase de ejecución del Acuerdo de O&M, tal y como se indica en la siguiente gráfica:

Compensation structure	Front-End Transition (FET)	Interim Period Operations under Title III Annual Fees	Initial Term (15 years) Annual Fees	Back-End Transition (BET) ¹
Fixed Fee Payable in monthly installments of 1/12 th of total fee	\$60 million <i>One-time fee</i>	\$115 million	\$70 million (Year 1) \$90 million (Year 2) \$100 million (Year 3) \$105 million (Year 4+)	None
Incentive Fee Annual cap with eligibility based on ability to achieve or exceed performance metrics	None		\$13 million (Year 1) \$17 million (Year 2) \$19 million (Year 3) \$20 million (Year 4+)	None
Cost reimbursement Invoiced monthly based on labor hours and reasonable and documented expenses	Costs associated with providing FET services: <ul style="list-style-type: none"> Fully allocated labor costs and hours Reasonable and documented expenses incurred 	None	None	Costs associated with providing BET services: <ul style="list-style-type: none"> Fully allocated labor costs and hours plus a 10% adder on total labor costs Reasonable and documented expenses incurred

1 Transition services required to complete the handover of O&M services back to Owner or other successor operator upon expiration or early termination of the Term

Fuente: JSAF, Plan Fiscal Certificado para el año fiscal 2021, p. 55

Efecto del Acuerdo Suplementario

Ahora mismo LUMA está operando en lo que se llama el "Periodo Interino", que durará, esencialmente, hasta que termine el caso del Título III. Una de las condiciones precedentes a la efectividad del Acuerdo de O&M de LUMA es que la reestructuración de la deuda de la AEE se complete de manera satisfactoria. Aunque las partes del Acuerdo de O&M pudieron haber acordado renunciar a esa condición, la JSAF insistió en ejecutar un Acuerdo Suplementario que establecía dicha renuncia y otras enmiendas relativamente técnicas al Acuerdo de O&M de LUMA.

La firma del Acuerdo Suplementario y la creación de un "Periodo Interino" de operación aparentemente ha causado cierta confusión entre el público, llevando a algunas personas a creer que el Acuerdo de O&M de LUMA no está actualmente en vigor y que LUMA está operando únicamente de acuerdo con los términos y condiciones del Acuerdo Suplementario. Esto es incorrecto. La sección 2.1 del Acuerdo Suplementario establece en la parte pertinente que:

"El Acuerdo de O&M, excepto en lo suplementado y enmendado por este Acuerdo Suplementario, está en pleno vigor y efecto y es en todos los aspectos por la presente ratificado y confirmado".

Rara vez encontrará una frase más clara escrita por un abogado corporativo.

Además, la Sección 3.1 aclara que **"la Operadora prestará todos los servicios con respecto al Sistema de T&D que constituyan Servicios de O&M en virtud del Acuerdo de O&M (los "Servicios del Periodo Interino"), a pesar de que aún no se haya cumplido la Fecha de Inicio del Servicio".**

Por último, otra cláusula de esa misma Sección 3.1 del Acuerdo Suplementario, reitera la obligación de LUMA de prestar todos los servicios de O&M de conformidad con los términos y condiciones del Acuerdo de O&M de LUMA: **"La Operadora prestará los Servicios del Periodo Interino sujeto a los términos y**

condiciones del Acuerdo de O&M, salvo que los mismos sean modificados o suplementados por el presente Acuerdo Suplementario”.

Dado lo claro que es el lenguaje del Acuerdo Suplementario, es desconcertante que haya personas repitiendo la falsedad de que el Acuerdo de O&M de LUMA no está actualmente en pleno vigor y efecto.

En segundo lugar, observamos que el pago anual fijo de LUMA es significativamente más alta en virtud del Acuerdo Suplementario. Por ejemplo, durante el año fiscal 2021 fue de \$115 millones (vea la gráfica anterior), mientras que en virtud del Acuerdo de O&M de LUMA, habría sido de \$70 millones. La razón de esta diferencia nunca se nos ha aclarado. En ambos casos, sin embargo, el pago fijo anual está indexado a la inflación utilizando el Índice de Precios al Consumidor de Estados Unidos. Por lo tanto, la tarifa anual para el AF25 debería ser de aproximadamente \$135 millones.

Falta de definición de parámetros clave en el Acuerdo de O&M

LUMA también podría recibir el pago de una tarifa de incentivo en la medida en que logre o cumpla con ciertos parámetros clave de rendimiento, como se muestra en la gráfica anterior. Lamentablemente, estos parámetros clave de rendimiento no se negociaron en su totalidad antes de la firma y entrada en vigor del Acuerdo de O&M de LUMA. Por alguna razón, este asunto crítico se dejó abierto y se le dio largas al asunto. Pues bien, más de cuatro años después de la ejecución del Acuerdo de O&M de LUMA, LUMA y el Negociado de Energía de Puerto Rico ("NEPR") aún no han llegado a un acuerdo sobre este importante asunto. CNE advirtió sobre los riesgos que este escenario conllevaba cuando publicamos [nuestro análisis inicial del Acuerdo de O&M de LUMA](#) en agosto de 2020.

Lo que sí está claro es que las partes del Acuerdo de O&M de LUMA suscribieron dicho Acuerdo basándose en ciertas premisas compartidas y para lograr ciertos objetivos que cada una de las partes quería alcanzar. Por parte del Gobierno de Puerto Rico, está claro que suscribió el Contrato basándose en la premisa de que LUMA sería una operadora más eficiente del sistema de transmisión y distribución (en comparación con la AEE) y que esa mayor eficiencia generaría ahorros significativos para los consumidores de Puerto Rico. En concreto, el Gobierno de Puerto Rico esperaba, como mínimo, que LUMA

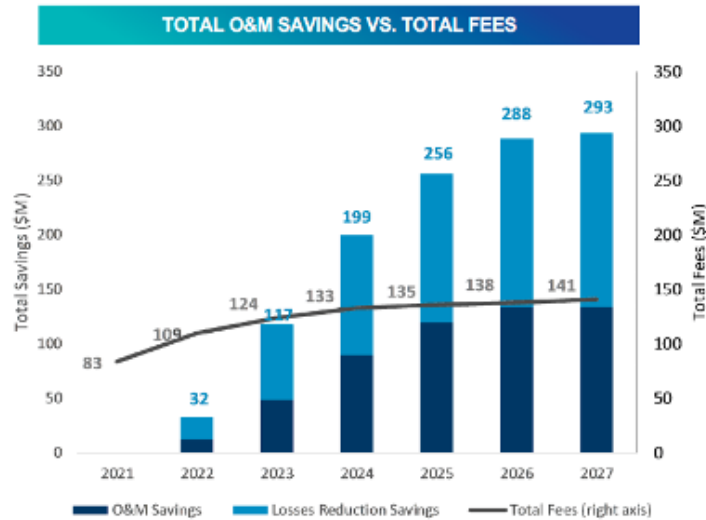
- Redujera la cantidad de energía perdida o sin contabilizar durante la transmisión y distribución
- Redujera los costos de operar la red;
- Redujera la frecuencia de las interrupciones del servicio; y
- Redujera la duración de las interrupciones del servicio.

Con respecto a los dos primeros objetivos, la P3A estimó que se obtendrían ahorros significativos para el año fiscal 2024, como se muestra en la siguiente gráfica:

FORECASTED LUMA SAVINGS (CONT'D)

LUMA

- LUMA's total savings, from both O&M cost reductions and improvements in losses, are projected to reach \$293M annually by 2027 compared to an annual fee of \$141M, resulting in significant net savings to Puerto Rico on both an annual and cumulative basis.
- Cumulative net O&M savings total \$323M by 2027.
- Additional possible savings from better capital planning and management, and system operations – in addition to improved reliability and resiliency



8


WE TRANSFORM THE FUTURE

Fuente: Presentación P3A, Junio 2020

Según la P3A, LUMA lograría un ahorro de \$293 millones en el año fiscal 27, comparado con un pago fijo anual de \$141 millones, lo que resultaría en un beneficio neto para Puerto Rico de aproximadamente \$150 millones. **En este momento, más de tres años después de que LUMA se hiciera cargo de la administración del sistema de T&D, no conocemos de ningún análisis que confirme o verifique si LUMA ha generado efectivamente los ahorros previstos en 2020.**

Tampoco conocemos de ninguna declaración ni de la P3A ni de LUMA con respecto a este asunto, que en nuestra opinión fue la principal motivación para suscribir el Acuerdo de O&M de LUMA, al menos desde la perspectiva del Gobierno de Puerto Rico. En ausencia de la información pertinente, no podemos llegar a ninguna conclusión. Pero es importante destacar que es posible, si no probable, que LUMA no haya generado los ahorros previstos, o ningún ahorro neto [neto del pago fijo anual], hasta este momento.

En cuanto a la frecuencia y duración de los apagones, los datos más recientes publicados por el NEPR indican que ambos aumentaron durante el año fiscal 2023. En otras palabras, la calidad del servicio, al menos medida por estos dos indicadores, ha empeorado. En nuestra opinión, esta es la razón por la que existe tanta frustración con LUMA en este momento. Al igual que en el caso de la reconstrucción después del huracán María, no creemos que un observador objetivo hubiera llegado a la conclusión de que LUMA resolvería los problemas del sistema de transmisión y distribución de Puerto Rico en seis meses. Pero a tres años (el primer año fue un período de transición) la gente probablemente esperaba ver algún progreso, aunque fuera a un ritmo lento. Sin embargo, estos indicadores básicos parecen moverse en la otra dirección, es decir, las cosas están empeorando. **Por lo tanto, en este momento, parece que no se están cumpliendo con los objetivos que el Gobierno de Puerto Rico quería alcanzar con el Acuerdo de O&M de LUMA.**

Incumplimiento del Acuerdo de O&M de LUMA

Es en este contexto, cuando (1) no sabemos si LUMA ha sido capaz de operar el sistema de forma más eficiente, reducir las pérdidas de energía y generar ahorros administrando el sistema de T&D; y (2) la calidad del servicio parece estar empeorando, algunos funcionarios electos y otras partes interesadas han pedido la cancelación o rescisión del Acuerdo de O&M de LUMA.

Los contratos suelen cancelarse en caso de incumplimiento. En el caso del Acuerdo de O&M de LUMA, la Sección 14.1 describe cada uno de los siguientes casos como un Evento de Incumplimiento del Operador (LUMA):

1. Quiebra involuntaria;
2. Quiebra voluntaria;
3. No proporcionar o mantener la garantía [financiera] (si no se subsana en el plazo de cinco días desde la notificación por parte del Administrador);
4. Incumplimiento de una Obligación Material (si no se subsana en el plazo de 90 días desde la notificación del Administrador; pero si el incumplimiento no es subsanable entonces, en determinadas circunstancias, no constituirá un evento de incumplimiento);
5. Incumplimiento de pago (si no se subsana en el plazo de 60 días desde la notificación por parte de la Administradora);
6. Representación o garantía falsa o inexacta;
7. Incumplimiento de la obligación de obtener o mantener un seguro (si no se subsana en un plazo de 10 días hábiles a partir de la notificación de la Administradora);
8. Cambio de control (no permitido de otra manera por el Acuerdo de O&M);
9. Transferencia ilegal (no conforme con el Acuerdo de O&M);
10. Infracción de la ley (la Operadora es declarada culpable de determinados delitos).
11. Incumplimiento de un Umbral Mínimo de Rendimiento por tres o más años consecutivos (a menos que el incumplimiento sea excusado por Fuerza Mayor, un Evento de Apagón o culpa del Dueño (AEE)).

Cancelación del Acuerdo de O&M

A su vez, la sección 14.2 prevé la cancelación del Acuerdo de O&M de LUMA en caso de incumplimiento de LUMA. En general, esta Sección establece que:

1. En caso de incumplimiento debido a una quiebra involuntaria, una quiebra voluntaria o una violación de la ley, el Contrato de O&M **se cancelará inmediatamente sin que la Administradora tome ninguna otra medida;** y
2. En el caso de que ocurriera cualquier otro Evento de Incumplimiento por parte de la Operadora, la **Administradora** [la P3A] "podrá dar por terminado este Contrato mediante notificación por escrito con no menos de ciento veinte (120) días de anticipación a la Operadora, **sueto, en la medida que sea requerida por la Ley Aplicable, a la aprobación previa del NEPR o de la JSAF** (si existiera en ese momento).

3. Sin embargo, la cancelación del Acuerdo de O&M de conformidad con la Sección 14.2 no limita ni menoscaba el "derecho de LUMA a impugnar, de conformidad con el Artículo 15 (Resolución de Controversias), si se ha producido un Evento de Incumplimiento de la Operadora, o cualquiera de sus otros derechos".

En nuestra opinión, la cancelación del Acuerdo de O&M de LUMA ante un Evento de Incumplimiento de LUMA, excepto en el caso de una quiebra voluntaria o involuntaria o una violación de ley por parte de LUMA, **requeriría la aprobación previa de la JSAF** siempre y cuando (1) la JSAF exista y (2) la AEE continúe siendo una "Instrumentalidad Territorial Cubierta", según dicho término se define en PROMESA, la cual, a su vez, está expresamente incluida en la definición de "Ley Aplicable" en el Acuerdo de O&M de LUMA.

Derechos de cancelación adicionales

La sección 14.5 otorga derechos de cancelación adicionales a cada una de la **P3A y a LUMA** en los siguientes casos:

1. La Venta del Sistema T&D (con notificación previa por escrito con 120 días de antelación);
2. El Incumplimiento de las Condiciones de la Fecha de Inicio del Servicio;
3. Un Evento de Fuerza Mayor que se prolongue durante más de 18 meses consecutivos (con aviso previo por escrito con 120 días de antelación); o
4. No llegar a un acuerdo sobre el presupuesto durante tres o más años consecutivos (con notificación previa por escrito con 120 días de antelación).

Por último, (1) **la AEE** tiene el derecho de cancelar el Acuerdo de O&M (mediante notificación por escrito con 120 días de antelación por parte de la AEE) en caso de que LUMA exceda el Presupuesto Operativo aprobado durante tres o más años consecutivos; y (2) **LUMA** tiene el derecho de cancelar el Acuerdo de O&M (mediante notificación por escrito con 120 días de antelación por parte de la Operadora) en caso de un cambio en la Ley Reguladora.

Tarifa de cancelación

El Contrato de O&M también dispone el pago de una tarifa de cancelación por parte de la AEE a LUMA en caso de:

1. El Estado Libre Asociado de Puerto Rico promulgue una ley que cancele o rescinda el Acuerdo de O&M de LUMA;
2. La cancelación del Acuerdo de O&M por LUMA o la P3A debido a la venta del Sistema de T&D;
o
3. LUMA cancele el Acuerdo de O&M debido a ciertos cambios en la Ley Reguladora aplicable.

En cada uno de estos casos, la tarifa de cancelación a pagar será igual a la suma de (a) el Pago Fijo Anual y (b) la Tarifa de Incentivo máxima aplicable para el Año Contractual durante el cual se cancela el Contrato de O&M.

La Sección 14.6(c)(i) es clara, sin embargo, en el sentido de que **la AEE no tendrá obligación de pagar la tarifa de cancelación en ningún otro caso que no sea uno de los tres casos descritos en el párrafo anterior**. Por lo tanto, no es cierto que la AEE tenga que pagar una tasa de cancelación a LUMA en todos y cada uno de los casos en que el Acuerdo de O&M sea cancelado por el Gobierno de Puerto Rico. Dicha tarifa sería pagadera sólo en las tres circunstancias limitadas descritas en el párrafo anterior.

Algunas partes interesadas han argumentado que no habría que pagarle a LUMA por la cancelación, aún en los casos cubiertos por la Sección 14.6(c)(i) del Acuerdo de O&M, porque dicho pago estaría sujeto a la suspensión bajo PROMESA de las reclamaciones de acreedores en contra la AEE.

En nuestra opinión, este argumento es incorrecto por la siguiente razón. La Sección 3.5 del Acuerdo Suplementario establece que:

“Todas las cantidades pagaderas por la Propietaria a la Operadora en virtud de la presente y del Acuerdo de O&M durante el Período Interino se considerarán gastos administrativos de la Propietaria”.

Esto es importante porque las reclamaciones por gastos administrativos, que son necesarios para mantener a la AEE en operación, no están cubiertas por la paralización de reclamaciones bajo PROMESA. Por ejemplo, EcoEléctrica puede cobrar y tiene derecho a cobrar por la electricidad que le venda a la AEE en un mes determinado.

Ahora vamos a suponer, solo como hipótesis, que a principios de 2025 la Asamblea Legislativa de Puerto Rico aprueba un proyecto de ley para cancelar el Acuerdo de O&M y el nuevo gobernador o gobernadora lo firma como ley. En ese caso, si el caso del Título III sigue en curso y el Periodo Interino sigue en vigor, entonces la reclamación de LUMA contra la AEE por el pago de la tarifa por cancelación no estaría cubierta por la suspensión de reclamaciones bajo PROMESA porque (1) sería una cantidad pagadera por la Propietaria (la AEE) de conformidad con el Acuerdo de O&M; (2) la reclamación surgiría durante el Periodo Interino; y (3) se consideraría un gasto administrativo de la Propietaria de conformidad con la Sección 3.5 del Acuerdo Suplementario. Por lo tanto, la AEE tendría que pagar el cargo por cancelación.

Si, por otro lado, la AEE ha salido del proceso del Título III en el momento en que la ley hipotética que cancela el Acuerdo de O&M entre en vigor, entonces la pregunta sobre la aplicabilidad de la suspensión de reclamaciones bajo PROMESA sería irrelevante, y la AEE tendría que pagar la tarifa por cancelación según lo requiere el texto de la Sección 14.6(c)(i) del Contrato de O&M de LUMA.

Resolución de disputas

Por último, es importante recordar que en el caso de que el Gobierno de Puerto Rico alegue que LUMA ha incurrido en un Evento de Incumplimiento, LUMA tiene derecho a impugnar, de conformidad con un mecanismo de Resolución de Disputas establecido en el Artículo 15 del Contrato de O&M, si realmente se ha producido un Evento de Incumplimiento. En términos generales:

- El Proceso de Resolución de Disputas del Artículo 15 comienza con una Notificación de Disputa en la que se establece el objeto del Proceso de Resolución de Disputas. Una vez entregada la Notificación de Disputa, las Personas Designadas de las partes disponen de **30 días** para negociar de buena fe una solución a la disputa.
- Si después de 30 días de negociaciones la disputa sigue sin resolverse, entonces las partes tienen dos opciones: (1) si se trata de una "Disputa Técnica", deben someterla a un experto independiente que tendrá **60 días** para tomar su determinación, la cual será vinculante para las partes; o (2) si se trata de una disputa distinta a una Disputa Técnica, entonces la disputa podría ser remitida a Mediación ya sea por la Administradora o por la Operadora.
- Si las partes eligen la mediación, designarán a un mediador, que dispondrá de **90 días** para mediar en la controversia. Si el conflicto no se resuelve en 90 días, el proceso de mediación se dará por concluido.
- En ese momento, cualquiera de las partes podrá presentar una demanda civil ante los tribunales del Estado Libre Asociado de Puerto Rico. No es posible pronosticar la duración de un caso de litigio civil, pero es seguro que cualquier litigio relacionado con la cancelación del Acuerdo de O&M de LUMA podría durar desde varios meses hasta varios años.
- Si el gobierno de Puerto Rico obtiene una decisión a su favor, sujeta a cualquier apelación, entonces podría proceder a cancelar el Acuerdo de O&M.

Si el Gobierno de Puerto Rico cancela el Acuerdo de O&M debido a un Evento de Incumplimiento de la Operadora, tendrá derecho, dependiendo del motivo de la cancelación, a recibir de LUMA el pago de la Tarifa por Cancelación de la Propietaria, que es igual a \$20,000,000 en dólares de 2020, ajustados por la inflación, si la cancelación se produce durante los primeros cinco años de vigencia del contrato, o \$10,000,000 en dólares de 2020, ajustados por la inflación, si la cancelación se produce en cualquier otro año posterior.

La cancelación del Acuerdo de O&M de LUMA de conformidad con el Artículo 14 también activaría el reloj en el período de Transición de Cierre ("Back-End"), **que podría durar hasta doce meses** y durante el cual LUMA liquidaría sus operaciones y las transferiría a un operador sucesor. La AEE también sería responsable de pagar el costo de las operaciones de LUMA durante este período.

REESTRUCTURACIÓN OPERACIONAL — GENERA

El 24 de enero de 2023, la AEE (la "Propietaria"), la P3A (la "Administradora"), y Genera PR LLC (la "Operadora" o "Genera"), firmaron el Acuerdo de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Generación Térmica de Puerto Rico (el "Acuerdo de O&M de Generación") estableciendo los términos y condiciones bajo los cuales la Operadora operará, mantendrá y eventualmente decomisará ciertos Activos Legados de Generación propiedad de la AEE.

Genera es una filial propiedad de New Fortress Energy ("NFE"). NFE, a su vez, es "una empresa integrada de infraestructura energética de gas a electricidad", cuyo "modelo de negocio abarca toda la cadena de producción y suministro, desde la adquisición y licuefacción de gas natural hasta el transporte, la logística, las instalaciones y la conversión o el desarrollo de la generación de electricidad con gas natural."

Genera fue contratada por la AEE para prestar (directamente o a través de subcontratistas) cuatro tipos de servicios: (i) Servicios de Movilización, (ii) Servicios de Operación y Mantenimiento, (iii) Servicios de Decomisación y (iv) Servicios de Desmovilización. A cambio de la prestación de estos servicios, la Operadora tiene derecho a recibir ciertas compensaciones, sujetas a cualquier incentivo o penalidad aplicable durante la vigencia del Acuerdo de O&M de Generación, cuya duración inicial prevista es de diez (10) años.

El Acuerdo de O&M de Generación contiene un conjunto bastante bien desarrollado de incentivos, penalidades y métricas de rendimiento para evaluar el desempeño de la Operadora. En este sentido, el Acuerdo de O&M de Generación supone una mejora con respecto al Acuerdo de O&M de LUMA.

De hecho, la inclusión de puntos de referencia claros, el requisito de entablar negociaciones de buena fe con los empleados actuales de la AEE, el límite en los honorarios que la Operadora puede ganar durante el Período de Movilización, y otros requisitos establecidos en el Alcance de los Servicios de O&M, por ejemplo, la obligación de desarrollar un plan de comunicaciones completo antes de la entrega de las operaciones a la Operadora, demuestra que los gobiernos pueden y de hecho aprenden de experiencias anteriores, a pesar de que algunos críticos puedan decir o pensar lo contrario.

Ahorros esperados del Acuerdo de O&M de Generación

Dicho esto, sin embargo, el hecho es que ejecutar y suscribir el Acuerdo de O&M de Generación sólo tiene sentido si los ahorros que se espera generar superan los costos previstos del acuerdo. El gobierno de Puerto Rico ha afirmado que espera que este acuerdo genere “ahorros significativos” con la transferencia de los Activos Legados de Generación a Genera. Sin embargo, existe poca evidencia que respalde esa afirmación.

Según un informe de FTI Consulting (Anejo B del Informe P3), Genera estima que los ahorros estimados combinados de O&M serían de \$19 millones por año, mayormente en mano de obra y actividades de mantenimiento más eficientes. Genera también estima un ahorro de combustible (sin conversiones de plantas ni sustitución de equipos) de aproximadamente \$85 millones al año, que provendrían de:

- “Optimizar los contratos de combustible existentes” (\$56 millones);
- “Conseguir mejores condiciones de riesgo y crédito en los contratos de petróleo existentes” (\$20 millones); y
- “Hacer cambios operativos en los activos de generación legados para aumentar la eficiencia del combustible” (\$9 millones).

Genera también “cree” que, sujeto a la aprobación del NEPR, “existen ahorros adicionales de combustible”, en exceso de los \$100 millones, “alcanzables mediante la conversión de combustible de las unidades”... Estas “conversiones implicarían la puesta en servicio del funcionamiento con combustible de gas las unidades que son capaces de utilizar combustible dual o las conversiones de unidades que son capaces de ser convertidas” a utilizar gas natural.

Los “ahorros estimados combinados de O&M y combustible oscilan entre \$100 millones y \$200 millones anuales (incluyendo los ahorros de la conversión a gas natural si son aprobados por el NEPR)”. Estos “ahorros se repartirían al 50%/50% entre Genera y los consumidores de Puerto Rico. Esto supondría entre \$50 y \$100 millones al año para los clientes del sistema eléctrico de Puerto Rico”.

En resumen, concluye FTI, “Puerto Rico tiene garantizado un beneficio y la compensación por incentivos de Genera se paga sola. Dada la baja tarifa fija, el componente alto de la tarifa de incentivos y el reparto 50%/50% de [los ahorros], Genera está más que motivada para cumplir y operar las plantas bien y con la mayor eficiencia de combustible posible”.

Así que, según el análisis de FTI, esta transacción es una en la que todos salen ganando. Sin embargo, observamos que existe una gran incertidumbre sobre si esos ahorros realmente se materializarán, dado que dependen de la ejecución de algunas “eficiencias” definidas de forma ambigua y de la supuesta “optimización” de contratos existentes. Además, incluso si estos ahorros se logran, ¿son realmente significativos?

Según un informe financiero no auditado preparado por la gerencia de la AEE para su junta de gobierno, el gasto de combustible fue aproximadamente de \$2,100 millones durante el año fiscal 2022, mientras que los gastos totales para ese año fueron de \$4,000 millones. **Por lo tanto, el ahorro de \$100 millones equivale al 4.7% del gasto en combustible y al 2.5% de los gastos totales para ese periodo.** Ese ahorro tiene *algún valor*, pero no representa en absoluto un cambio fundamental de paradigma.

El ahorro anual esperado de \$100 millones probablemente no será suficiente ni siquiera para compensar totalmente el servicio de la deuda de los bonos reestructurados de la AEE, que estimamos de la siguiente manera:

- \$5 mil millones en bonos nuevos (@50% de reducción)
- 6% de interés
- Servicio de la deuda anual de \$300 millones

Conflicto de intereses inherente

Además, el Acuerdo de O&M de Generación es problemático por al menos dos razones. En primer lugar, el Acuerdo permite claramente la conversión de centrales que queman petróleo a instalaciones que queman gas natural como una iniciativa de ahorro (sujeto a la aprobación del NEPR), lo que sería contrario al objetivo declarado de la política pública de una transición total a fuentes renovables para 2050 y crea un incentivo para que Genera realice transacciones con partes relacionadas de su empresa matriz para la compra de gas natural. Para ser justos, el Acuerdo establece un proceso para abordar los conflictos de intereses. Queda por ver si ese mecanismo se aplicará eficazmente.

En segundo lugar, al permitir el cambio al gas natural como medida de ahorro de costos de combustible, el Acuerdo de O&M de Generación tiene una serie de incentivos para Genera potencialmente incompatibles. Por un lado, Genera se queda con el 50% de cualquier ahorro de combustible generado por la aplicación de cualquier Iniciativa de Ahorro de Costos de Combustible. Por otro lado, Genera se queda con el 50% de cualquier ahorro que genere cuando el proceso de desmantelamiento de un activo

heredado acabe costando menos de lo presupuestado originalmente. **Esto desincentiva que el desmantelamiento de los activos heredados sea rápido, que a fin de cuentas será la principal fuente de ahorro de este Acuerdo a mediano y largo plazo.**

Sin embargo, el Acuerdo de O&M de Generación sólo lleva en vigor un poco más de 18 meses. Por lo tanto, aún no disponemos de datos suficientes para emitir un juicio sobre el desempeño de Genera. No obstante, debemos estar atentos a cómo aborda el conflicto de intereses inherente al Acuerdo de O&M de Generación, bajo el cual se ha contratado a una subsidiaria de una compañía de combustibles fósiles para desmantelar los activos heredados de la AEE y facilitar la construcción de generación a gran escala de energía renovable.

CONCLUSIONES Y EVALUACIÓN

Teniendo en cuenta todo lo anterior, llegamos a las siguientes conclusiones:

- **Primera prioridad:** La estabilización del sistema eléctrico debe ser la prioridad número uno a corto plazo.
- **Riesgo de un fallo en cascada del sistema eléctrico:** dado el estado actual del sistema, no se puede descartar que ocurra un evento catastrófico a corto plazo (2-3 años) a menos que se implementen pronto medidas correctivas drásticas.
- **Acuerdo de O&M de LUMA: parece que no se están alcanzando los objetivos que el Gobierno de Puerto Rico quería conseguir con el Acuerdo de O&M de LUMA.**
- **Es complicado:** Nos enfrentamos a un conjunto de proyectos complejos de varios años y miles de millones de dólares, cada uno con muchas piezas en movimiento. Es muy probable que la capacidad de ejecución actual del gobierno de Puerto Rico no sea suficiente para llevarlos a una culminación exitosa.
- **¿Quién está a cargo?** Siguen los problemas de coordinación y ejecución sin que se vislumbre una solución real.
- **Existen muchas compensaciones (“tradeoffs”):** Pero no está claro quién toma las decisiones y los criterios que deben tomarse en consideración para abordar estas compensaciones.
- **Costos:** Todos estos procesos son muy caros y aún nos faltan unos \$5,000 millones para terminar la reconstrucción de la red y entre \$8,000 y \$10,000 millones adicionales para la transición a una generación 100% renovable.
- **Riesgo de deserción de la red (“death spiral”):** En varios de los escenarios modelados por el DOE, el volumen de ventas de electricidad disminuye más rápidamente que el costo total necesario para dar servicio a los clientes. Este ciclo se denomina deserción de la red (“utility death spiral”) y, aunque todavía no se ha experimentado una deserción completa en el sector eléctrico estadounidense, en el caso de Puerto Rico no se puede descartar este riesgo.

- El DOE lo insinuó al afirmar que “en el estudio PR100 se analizó una empresa de servicios públicos altamente centralizada en un futuro que estaba cada vez más compuesto por recursos eléctricos distribuidos y descentralizados que no eran propiedad de la empresa de servicios públicos ni estaban bajo su control. Nuestro análisis ilustra las implicaciones de este futuro aparentemente dicotómico: los costos de los servicios públicos no podrían reducirse tan rápidamente como las ventas al detal, lo que resultaría en tarifas eléctricas más altas”. (Informe final PR100, p. 448)

El escenario más probable, en nuestra opinión, es el siguiente:

- La lentitud en la reconstrucción de la red limita los avances en la transición a energía renovable.
- Aumenta la dependencia de los combustibles fósiles, sobre todo del gas natural, simplemente para mantener la luz prendida.
- La combinación de estos factores crea una cadena de retrasos en la transición a una generación 100% renovable, seguida de esfuerzos fallidos y costosos para ponerse al día, seguidos de más retrasos y más gasto en esfuerzos fallidos para ponerse al día. La transición a la generación renovable languidece.
- La reestructuración de la deuda de la AEE resulta en un aumento de la tarifa de 3 a 4 centavos por kWh para pagar las deudas heredadas.
- Los ahorros de los Acuerdos de O&M de LUMA y Genera podrían no alcanzarse en su totalidad según se pronosticó originalmente, si es que se alcanza algún ahorro.
- La deserción de la red aumenta debido a las tarifas más altas y a la inestabilidad de la red.
- El aumento de los clientes de medición neta desestabiliza aún más la red en determinadas zonas de la isla y provoca tarifas aún más elevadas.
- En 2027/28 las tarifas promedio superan los 35 centavos/kWh.
- Puerto Rico está muy lejos de los hitos para alcanzar el objetivo del 100% en 2050.



El Centro para una Nueva Economía (CNE) es el primer y más importante think tank de Puerto Rico, un grupo independiente y no partidista que aboga por el desarrollo de una nueva economía para Puerto Rico. Por 25 años, CNE ha trabajado para que Puerto Rico sea más productivo y estable a través de sus oficinas en San Juan, Washington, D.C. y Madrid, España. Informamos los debates de política pública vigentes y buscamos soluciones para los problemas más importantes y complejos de desarrollo económico analizando datos rigurosamente y produciendo investigaciones empíricas robustas. CNE es una organización sin fines de lucro 501(c)(3) que no solicita ni acepta financiamiento del gobierno. CNE recibe donaciones de individuos, instituciones privadas y organizaciones filantrópicas.