

## Informe de Política Pública

# Empecemos ya: Próximos pasos en la transformación energética de Puerto Rico

**Sergio M. Marxuach**, director de Política Pública

---

**Centro para una Nueva Economía**

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

Mayo 2024



## INTRODUCCIÓN

A finales de marzo, el Departamento de Energía de EE.UU. (“DOE”, por sus siglas en inglés) publicó el Informe Final de su estudio sobre la red eléctrica de Puerto Rico y las opciones para implementar una transición hacia una generación 100% renovable para 2050. El Informe Final titulado *Estudio de resiliencia de la red eléctrica de Puerto Rico y transiciones a energía 100% renovable* (“Estudio PR100”) es (1) el producto de un esfuerzo de dos años llevado a cabo por varios de los Laboratorios Nacionales junto a un amplio grupo de partes interesadas de Puerto Rico; (2) un diagnóstico completo del sistema eléctrico de Puerto Rico; y (3) un análisis abarcador de los retos para alcanzar el objetivo de utilizar únicamente fuentes de energía renovable para la generación de electricidad en Puerto Rico.

En un informe anterior de CNE reseñamos las principales conclusiones del Estudio PR100. En esta ocasión queremos concentrarnos en un puñado de asuntos que ameritan más discusión y análisis en Puerto Rico. En concreto, destacaremos (1) lo complejo que es alcanzar el objetivo del 100%; (2) lo necesario que es entender que existen compensaciones (“tradeoffs”) complicadas y que se tendrán que tomar decisiones difíciles de política pública para ejecutar la transición; (3) el costo de las inversiones necesarias para lograr esta gestión; (4) el impacto económico de este proceso; y (5) algunos riesgos e incertidumbres que quedan por abordar.

Antes de continuar con nuestro análisis, queremos señalar que el [Informe Final](#) tiene más de 800 páginas. Lamentablemente, un análisis completo de un documento tan exhaustivo excede el alcance de este informe. No obstante, todas las partes interesadas pueden darle un vistazo al documento, que [ha sido traducido al español](#), en caso de que deseen obtener un análisis más detallado de cualquier asunto relacionado con la transición a una generación 100% renovable.

## SECCIÓN 1: ES COMPLICADO

A veces, en medio del debate público, es fácil pasar por alto la complejidad del proceso que Puerto Rico está emprendiendo en ruta hacia una generación 100% renovable. Se trata de un proceso de varios años y miles de millones de dólares, con muchas piezas en movimiento. Es necesario llevar a cabo meticulosas evaluaciones técnicas, económicas y de recursos, incluso a medida que la propia tecnología evoluciona. La Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (“AEE”), propietaria de la red y de una importante flota de generación con combustibles fósiles, está inmersa en un proceso similar al de la quiebra para reestructurar sus obligaciones financieras. Hay que dismantelar varias plantas de generación centrales antiguas e instalar y conectar a la red sistemas de generación renovable y de almacenamiento en baterías a gran escala. Además, dos nuevos actores, LUMA y Genera, gestionan y operan actualmente el sistema eléctrico, mientras que el marco regulador es relativamente nuevo y el principal regulador, el Negociado de Energía de Puerto Rico (“NEPR”), solo existe desde hace diez años.

## Prioridad número uno: estabilizar la red

Además, Puerto Rico está iniciando la transición hacia una generación 100% renovable con un sistema eléctrico frágil y que funciona muy por debajo de los estándares recomendados por la industria. Por lo tanto, la primera prioridad debe ser estabilizar el sistema y adecuarlo a los estándares del siglo XXI. En cuanto a la generación, el DOE estableció que “la red eléctrica actual de Puerto Rico no es confiable y necesita capacidad adicional inmediata para alcanzar un nivel de desempeño aceptable”. (Informe Final PR 100, p. 240) Con respecto al sistema de transmisión, el DOE encontró que “los componentes de la red de transmisión de menor voltaje (38 kV) son insuficientes para manejar las transiciones de sistema proyectadas” y las mejoras de la red de 38-kV son necesarias para apoyar el aumento proyectado de la generación renovable. (Informe Final PR100, p. 241) Finalmente, con respecto al sistema de distribución, el DOE destaca que algunos “alimentadores [“feeders”], tal como existen actualmente en Puerto Rico, operan fuera” de los voltajes estándar y varias acciones de mitigación tendrían que ser implementadas para evitar la retroalimentación (“backfeeding”) y violaciones de voltaje a medida que la generación fotovoltaica (“PV”) se conecte al sistema a gran escala. (Informe Final PR100, p. 348) Esto significa que tanto LUMA, la operadora de la red, como Genera, que administra la flota de generación heredada de la AEE, necesitan llevar a cabo medidas correctivas sustanciales incluso cuando el sistema está en transición a fuentes renovables de energía. Entendemos que tanto LUMA como Genera están tomando medidas correctivas para estabilizar el sistema eléctrico de Puerto Rico a corto plazo.

## Demasiada gente en la cocina

Una gran cantidad de agencias y entidades gubernamentales, tanto a nivel federal como estatal, con jurisdicciones que a veces coinciden y se entrecruzan parcialmente, añaden una segunda capa de complejidad a este proceso. Entre estas agencias y entidades, encontramos las siguientes:

1. **Departamento de Energía de EE.UU. (“DOE”, por sus siglas en inglés)** - Llevó a cabo el Estudio PR100 y el Congreso le asignó \$1,000 millones para financiar proyectos de energía distribuida a nivel comunitario en Puerto Rico.
2. **Agencia Federal de Manejo de Emergencias (“FEMA”, por sus siglas en inglés)** - Administra y supervisa el uso de los \$13,700 millones asignados a la reconstrucción de la red eléctrica.
3. **Departamento de Vivienda y Desarrollo Urbano de Estados Unidos (“HUD”, por sus siglas en inglés)** - Se encarga de administrar aproximadamente \$1,900 millones en fondos CDBG para modernizar el sistema energético de Puerto Rico.
4. **Oficina Central para la Recuperación, Reconstrucción y Resiliencia (“COR3”, por sus siglas en inglés)** - Es el enlace principal entre el gobierno de Puerto Rico y FEMA. El COR3 es técnicamente el beneficiario primario de la mayoría de los fondos federales para la reconstrucción.
5. **Departamento de Vivienda de Puerto Rico (“DVPR”)** - Administra y supervisa el uso de los fondos CDBG en Puerto Rico.

6. **Negociado de Energía de Puerto Rico (“NEPR”)** – El regulador independiente del sistema eléctrico de Puerto Rico. Tiene el mandato legal de regular la generación y la venta de electricidad en la isla, fijar las tarifas y planificar el funcionamiento eficiente a largo plazo del sistema eléctrico, entre otros asuntos importantes.
7. **Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (“AEE”)** – Empresa pública de Puerto Rico, actualmente en quiebra y propietaria nominal de los activos del sistema eléctrico de Puerto Rico.
8. **LUMA** – Administradora privada y operadora de la red eléctrica de Puerto Rico. Se encarga de autorizar las interconexiones a la red y despachar la electricidad.
9. **Genera** - Administradora privada y operadora de los activos de generación heredados de la AEE. Se encarga del desmantelamiento de la generación fósil existente y de coordinar la puesta en marcha de nuevos recursos de generación renovable.
10. **AES and EcoEléctrica** – Productores de energía independientes con una capacidad de generación agregada de aproximadamente 900 MW que utilizan carbón y gas natural, respectivamente. La central de AES tiene que cerrar por ley en 2028.
11. **Autoridad para las Alianzas Público-Privadas de Puerto Rico (“P3A”)** – Ejerce funciones limitadas de supervisión en virtud de los acuerdos de operación y administración suscritos con LUMA y Genera, respectivamente.
12. **Junta de Supervisión y Administración Financiera (“JSAF”)** – Representa a la AEE en su proceso de quiebra. Tiene poderes de supervisión sobre la AEE conforme a PROMESA. Certifica el Plan Fiscal anual de la AEE y su presupuesto operativo. Ejerce autoridad bajo PROMESA para revisar ciertos contratos cubiertos por dicha ley. En el caso de la AEE, ha estado a cargo de revisar los términos y condiciones de los acuerdos de compra de energía entre los suplidores de generación renovable a escala de servicio público y la AEE.
13. **Tribunal de Distrito de los Estados Unidos para el Distrito de Puerto Rico (“Tribunal Federal”)** – Tiene jurisdicción sobre la quiebra de la AEE bajo el Título III de PROMESA. Eventualmente determinará cuánto pueden recuperar los acreedores de la AEE y certificará un Plan de Ajuste (“POA”, por sus siglas en inglés). El POA afectará las tarifas de electricidad en la medida en que imponga un cargo especial para pagar a los bonistas y la AEE no pueda generar ahorros compensatorios.

Además, hay docenas de consultores, proveedores, vendedores de sistemas solares para techos, promotores de instalaciones de generación renovable a escala comercial, organizaciones comerciales, ONG, organizaciones comunitarias y otras partes interesadas con un interés directo en la transición a una generación 100% renovable.

El problema que vemos es que parece haber poca o ninguna coordinación entre todos estos actores. En nuestra opinión, el NEPR, como regulador energético de Puerto Rico, debe ser el actor principal que coordine la modernización de la red, el desmantelamiento de los activos heredados de la AEE, el aumento de la generación renovable tanto en los techos como a escala comercial y, en general, la toma de decisiones clave, en consulta con las partes interesadas pertinentes, con respecto a la transición a largo plazo hacia una generación 100% renovable para 2050.

## Hay más de una forma de alcanzar el 100% de generación renovable

Una tercera capa de complejidad surge de las múltiples vías y combinaciones de tecnología de generación que están potencialmente disponibles para alcanzar el objetivo del 100%. Para recapitular brevemente, el DOE analizó tres escenarios, todos ellos basados en la utilización de tecnologías renovables “maduras” (con la excepción del biodiésel para la generación hacia el final del periodo de transición) y que varían en función de (1) la cantidad de recursos energéticos distribuidos; (2) la cantidad de terreno disponible para generación a escala de servicio público (Menos Terreno o Más Terreno); y (3) dos proyecciones de carga (Estimación Media y Estrés). Además, el DOE tomó en cuenta el nivel de desarrollo tecnológico (Conservador, Moderado o Avanzado) a lo largo del periodo de transición, una variable exógena a lo que suceda en Puerto Rico.

Los tres escenarios son:

- (1) la **adopción económica** de los recursos energéticos distribuidos (“DER”, por sus siglas en inglés), la cual asume la adopción de DER basada en ahorros económicos para dueños de hogares y negocios y servicios críticos como estaciones de bomberos y hospitales;
- (2) la **implementación equitativa** de DER, la cual asume la adopción de DER más allá del Escenario 1 para incluir hogares en áreas remotas y hogares de ingresos bien bajos (definido como hogares que ganan entre el 0% y el 30% del ingreso medio de la zona); y
- (3) la **implementación máxima** de DER, la cual asume la adopción de DER en todos los techos disponibles.

Como ya se ha indicado, cada escenario tiene cuatro variantes: Menos Terreno o Más Terreno (en relación con el uso del terreno) y Caso de Estimación Media o Caso de Estrés (en relación con la carga), para un total de doce escenarios. Los escenarios se diferencian por número, variación del uso de terreno y variación de la carga. Por ejemplo, Escenario 1LS significa: Escenario 1, Adopción Económica, Menos Terreno, Carga de Estrés.

El DOE dijo que no “examinamos ningún futuro en el que no exista una red eléctrica central” aún bajo el Escenario 3, el cual 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.

Además, en los Escenarios 2 y 3, el DOE dice que:

... forzamos la adopción de cantidades significativamente mayores de sistemas de energía fotovoltaica en los techos para examinar los impactos de estos niveles de adopción. En este análisis no consideramos cómo se pagarían esos sistemas ni si se asignarían fondos públicos o federales para

pagarlos. Por definición, los Escenarios 2 y 3 superan lo que probablemente se adopte en función del ahorro en las facturas y los ahorros por resiliencia. (Informe final PR100, p. 184)

Esto significa que habrá que hacer compensaciones (“tradeoffs”) difíciles entre el costo, la resiliencia, el uso del suelo y el impacto económico.

## SECCIÓN 2: EXISTEN COMPENSACIONES (“TRADEOFFS”)

Como era de esperar en un proyecto tan complicado como éste, hay múltiples compensaciones (“tradeoffs”) envueltas. A veces son explícitas, mientras que otras son implícitas o ambiguas. Por ejemplo, con respecto a los recursos de DER el DOE afirma que “acelerar su despliegue en los techos acelerará el logro de una mayor resiliencia”. (Informe Final PR100, p. 185)

Ahora bien, esta afirmación podría interpretarse de dos maneras. Una interpretación optimista o positiva sería que el aumento de la energía solar en los techos y de los sistemas de almacenamiento aumentaría tanto la resiliencia que el restablecimiento de la red pasaría a un segundo plano de prioridad durante el periodo de recuperación inmediatamente posterior a un desastre natural. Esto permitiría disponer de fondos para atender otras prioridades durante el periodo de recuperación inmediata.

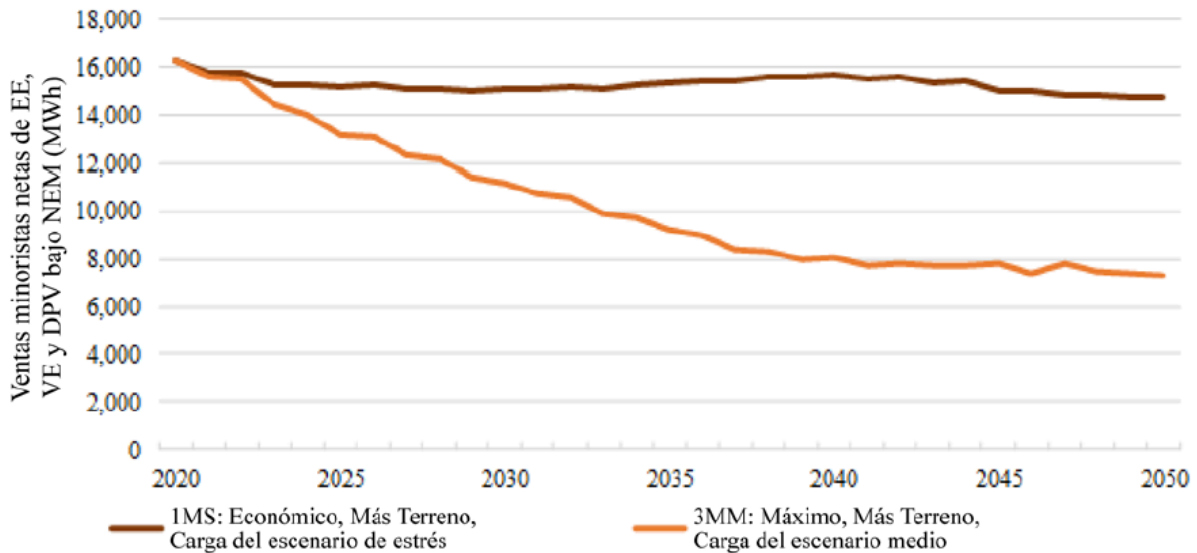
Una interpretación más pesimista o negativa se enfocaría en los potenciales incentivos adversos creados por la resiliencia adicional. Dado que un gran número de personas e infraestructuras críticas no dependerían de la red, los organismos gubernamentales podrían tener menos urgencia en restablecer el servicio basado en la red a quienes no tienen más remedio que estar conectados a ella. De ahí la compensación implícita: más resiliencia para quienes tienen acceso a DER puede implicar tiempos de recuperación más largos para quienes siguen conectados a la red, ya que restablecer la red a corto plazo no sería tan urgente o importante.

En el capítulo 12 del Informe final PR100, el DOE comparó y contrastó diferentes escenarios para comprender mejor las compensaciones entre ellos.

### **El impacto de la reducción en ventas minoristas**

Primero, el DOE trató de “comprender mejor el impacto de las diferencias en la demanda de electricidad”. La combinación de los cambios en las cargas con el impacto de las DER en los costos de los servicios públicos, permitió al DOE “comprender mejor las implicaciones económicas asociadas con los cambios en las ventas minoristas”. (Informe Final PR100, p. 436) Esto lo consiguieron comparando los impactos de lo que ellos llaman “los dos escenarios liminales”, es decir el escenario 1MS (Económico, Más Terreno, Carga de Estrés), que resultaría en el nivel más alto de ventas minoristas por parte de la empresa eléctrica, y el escenario 3MM (Adopción Máxima de DER, Más Terreno, Carga Media), que resultaría en el nivel más bajo de ventas minoristas por parte de la empresa eléctrica. Los resultados son bastante interesantes.

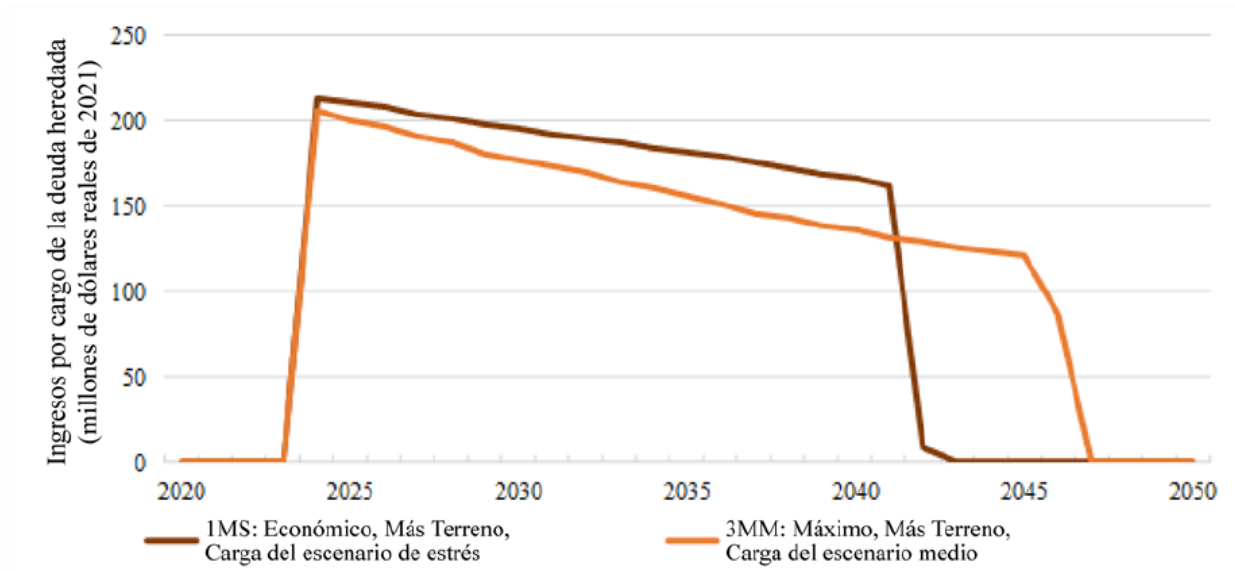
Primero, según muestra la gráfica a continuación, “las ventas minoristas [en KWh] en 2050 caen con respecto a los niveles de 2020 en 55% para el pronóstico más bajo (Escenario 3 MM) en comparación con una caída del 10% para el pronóstico de uso más alto (Escenario 1 MS)”. (Informe Final PR100, p. 436) Esto significa que bajo el Escenario de adopción máxima, que maximiza los sistemas solares en los techos, las ventas de electricidad de la AEE/LUMA/Genera disminuyen significativamente, como se esperaría. También se espera que la resiliencia total del sistema bajo este escenario sea mayor.



**Figura 342. Ventas minoristas netas de EE, vehículos eléctricos y energía fotovoltaica distribuida según la medición neta de energía (NEM, por sus siglas en inglés) [Escenario 1MS versus Escenario 3MM]**

Fuente: Informe Final PR100, p. 437

En segundo lugar, la gran reducción en las ventas minoristas de la empresa pública entre estos dos escenarios reduce la cantidad de ingresos recaudados cada año por la AEE, nuevamente como era de esperarse. Sin embargo, la gran reducción en las ventas al detal tiene un impacto adverso en el repago de la deuda heredada de la AEE según renegociada bajo el POA. Según el análisis del DOE, los ingresos bajo el Escenario 3MM disminuirían tanto, que “la fecha de amortización se extendió en 4 años para el escenario 3MM” (Informe Final PR100, p. 437) La gráfica a continuación muestra el impacto:



**Figura 343. Ingresos por cargos de deuda heredada (Escenario 1MS versus Escenario 3MM)**

Fuente: Informe Final, p. 436

Aquí existe una compensación (“tradeoff”) clara: más resiliencia bajo el Escenario 3MM resulta en (1) ingresos significativamente menores para la empresa y (2) una ampliación del plazo de amortización de la deuda heredada.

Por el lado positivo, en tercer lugar, las ventas minoristas (en kWhs) más bajas también significan menos costos de generación para la empresa eléctrica, lo que debería traducirse en tarifas más bajas. Sin embargo, la reducción de costos modelada por el DOE no es equivalente a la reducción del 55% de las ventas en 2050 entre los dos escenarios analizados por dos razones.

- Primero, “a medida que aumentó la penetración de la energía renovable, los recursos fósiles propiedad de los servicios públicos, produjeron menos energía en general, pero **incurrieron en costos cíclicos adicionales** para gestionar la variabilidad de los recursos renovables a gran escala y, **junto con los recursos de almacenamiento**, debían operar de manera que proporcionaran servicios de la red eléctrica que los recursos de energía renovable a gran escala no pudieran proporcionar”. (Informe Final PR100, p. 437-438)
- Segundo, “alcanzar el 100% [de los estándares de cartera de renovables] del RPS en 2050 **obligó a invertir en una cartera de nuevos recursos** para proporcionar servicios a la red eléctrica necesarios para integrar la generación fotovoltaica distribuida”. (Informe Final PR100, p. 438)

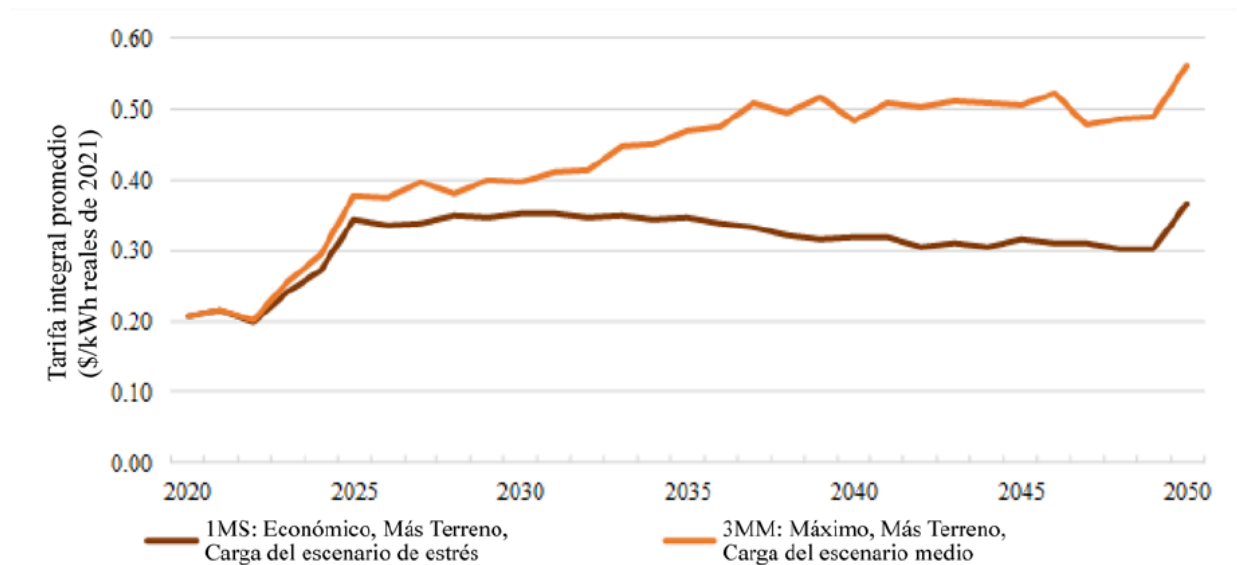
Obsérvese otra compensación (“tradeoff”): el despliegue máximo de DER reduce significativamente los costos de generación para la empresa eléctrica, **pero** ese ahorro **se reduce parcialmente** por la necesidad de realizar inversiones adicionales para mantener la estabilidad y confiabilidad del sistema a largo plazo.

El impacto neto es que, **mientras que las ventas de electricidad de la empresa eléctrica disminuyen aproximadamente un 55%**, la necesidad de ingresos de la empresa eléctrica (lo que la empresa eléctrica debe cobrar para cubrir sus costos) **disminuye sólo un 24%** en el escenario de ventas minoristas más bajas (3MM) en relación con la necesidad de ingresos de la empresa eléctrica en el escenario con las ventas más altas (1MS). (Informe Final PR100, p. 438) Por lo tanto, las ventas más bajas en el escenario 3MM dan lugar a una reducción global de los costos de producción de la generación, pero dicha reducción es significativamente menor que la disminución de las ventas minoristas totales de la empresa.

Cuarto, aquí es donde las cosas se complican. Según el DOE:

Debido a que las ventas minoristas de los servicios públicos en el Escenario de 3MM disminuyeron mucho más que los costos de los servicios públicos, esos costos tuvieron que distribuirse entre una base de ventas mucho más pequeña para mantener la salud financiera de los servicios públicos. Esto resultó en un aumento en las tarifas eléctricas entre 2025, cuando el sistema eléctrico alcanzó un estado de operación más confiable, y 2050: pasando de 37 ¢/kWh a 56 ¢/kWh para el nivel más bajo de ventas minoristas... En contraste, el nivel de las tarifas eléctricas cae modestamente entre 2025 y 2045 para el nivel más alto de ventas minoristas (34 ¢/kWh a 32 ¢/kWh) y luego aumenta a medida que los servicios públicos logran la penetración del 100% de energía renovable en 2050 (37 ¢/kWh). (Informe Final PR100, p. 439)

Por lo tanto, como se muestra en la siguiente gráfica, la tarifa minorista promedio total es significativamente mayor en el escenario 3MM en comparación con el escenario 1MS.



**Figura 346. Tarifa integral promedio (Escenario 1MS versus Escenario 3MM)**

Fuente: Informe Final PR100, p. 439

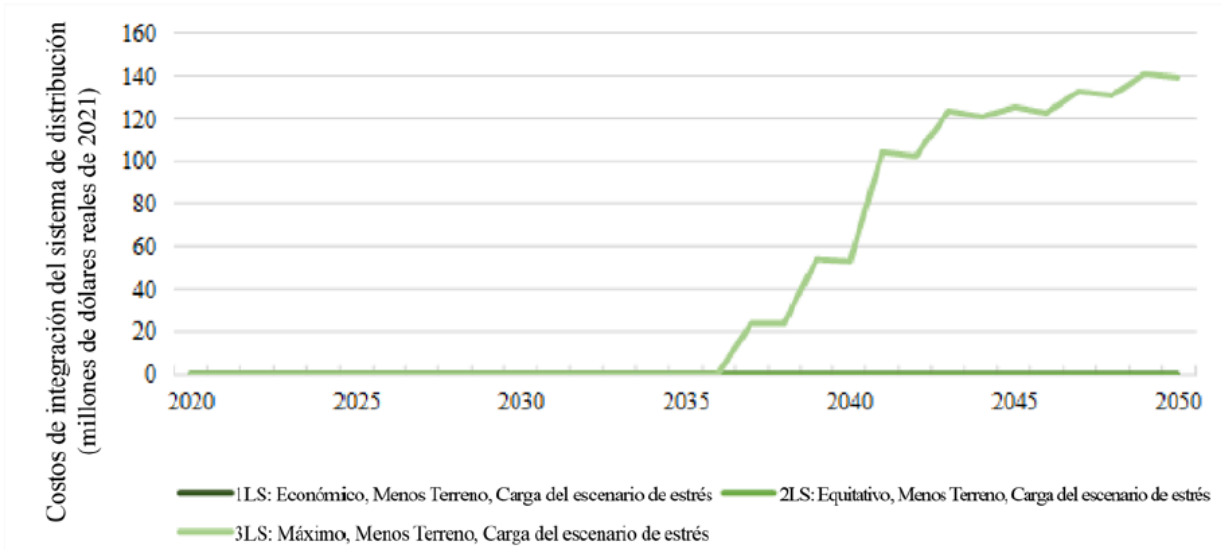
A medida que se despliegan cada vez más DER en el Escenario 3MM, los costos de las empresas de servicios públicos disminuyen, pero, como se ha indicado anteriormente, en una cantidad inferior a la disminución de las ventas totales de las empresas de servicios públicos. Dado que son menos los clientes que dependen totalmente de la red, los costos totales tienen que repartirse entre una base de clientes más reducida, lo que se traduce en tarifas más altas en relación con el Escenario 1MS para todos aquellos que dependen de la red.

### **El impacto de los distintos niveles de energía solar fotovoltaica**

La decisión de cuántos recursos deben dedicarse al despliegue de sistemas solares en techos o a la generación fotovoltaica a escala comercial es uno de los asuntos más debatidos en Puerto Rico en estos momentos. Los defensores de la energía solar en techos enfatizan con razón las ventajas de resiliencia de esos sistemas, mientras que los defensores de una mayor inversión en generación a escala comercial, en relación con la energía solar en techos, enfatizan las economías de escala y los costos menores asociados con las instalaciones de generación solar más grandes. Para nosotros, es obvio que Puerto Rico necesita ambos tipos de sistemas. Así que, en cierto sentido, se trata de una dicotomía falsa. Pero aquí estamos.

La sección 12.1.3.7 del Informe Final PR100 detalla el resultado del análisis del DOE de tres escenarios que mantienen constantes tanto las restricciones de uso del terreno como el pronóstico de carga, al tiempo que permiten diferentes niveles de generación solar fotovoltaica distribuida/a escala comercial. Estos escenarios son 1LS (Adopción Económica, Menos Terreno, Carga del Escenario de Estrés); 2LS (Adopción Equitativa, Menos Terreno, Carga del Escenario de Estrés); y 3LS (Adopción Máxima, Menos Terreno, Carga del Escenario de Estrés). Este análisis permite al DOE evaluar las compensaciones económicas asociadas a cada uno de estos escenarios en términos de despliegue de sistemas sobre techos frente a la generación a escala comercial.

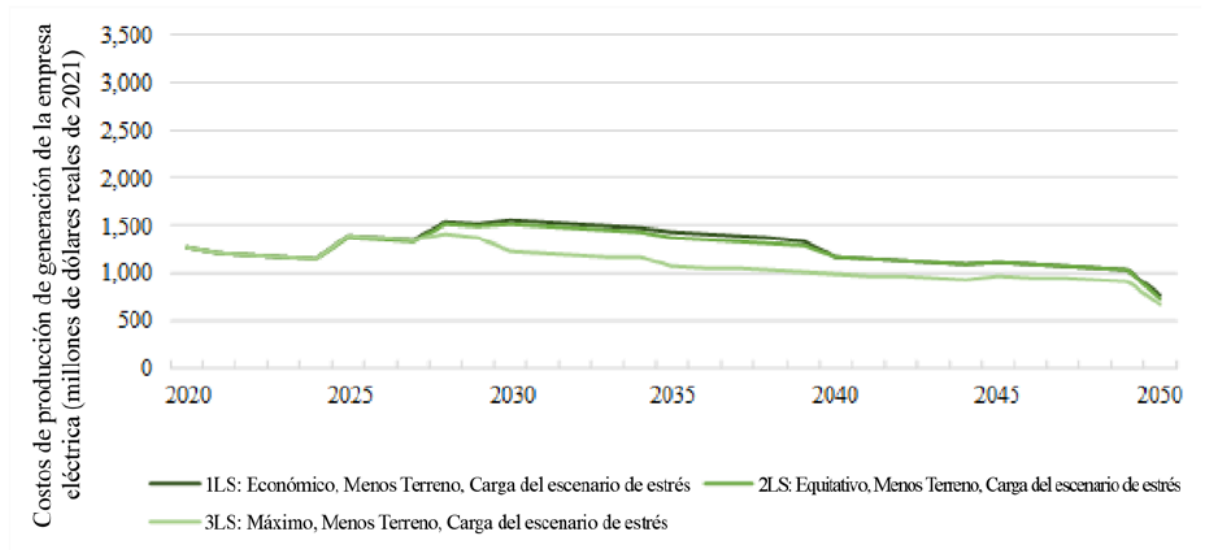
Lo primero que notan es que “los crecientes niveles de adopción de energía fotovoltaica distribuida bajo la NEM [medición neta de energía] dieron como resultado un aumento de la producción de energía fotovoltaica distribuida (MWh) que no podría integrarse en el sistema de distribución sin inversiones adicionales en infraestructura”. (Informe Final PR100, p. 442) Como muestra la gráfica a continuación, esto quiere decir que tan pronto como 2037 “las actualizaciones del sistema de distribución en la forma de almacenamiento adquirido en el marco de los [acuerdos de compra y operación de energía] PPOA, además de los requisitos [para alcanzar las metas RPS] comenzaron a ser necesarios para mitigar los desafíos de integración planteados por el escenario de adopción de energía fotovoltaica distribuida más alta bajo la NEM”. (Informe Final PR100, p. 443)



**Figura 352. Costos de integración del sistema de distribución (Escenario 1LS versus Escenario 2LS versus Escenario 3LS)**

Fuente: Informe Final PR100, p. 443

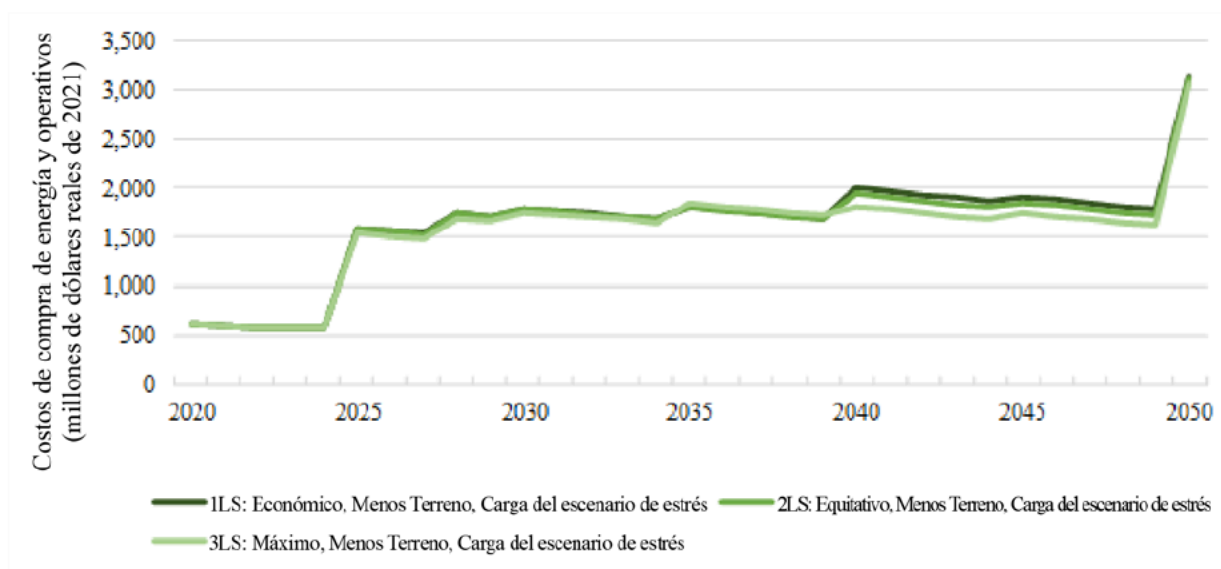
En cuanto al impacto en los costos de generación, el DOE encontró que la electricidad generada por los sistemas solares en techos redujo la cantidad de recursos de generación a gran escala necesarios para satisfacer la demanda anual de energía “pero el mayor nivel de variabilidad introducido en el perfil de carga neta provocó costos de integración más altos”. (Informe Final PR100, p. 444)



**Figura 353. Costos de producción de generación propiedad de los servicios públicos (Escenario 1LS versus Escenario 2LS versus Escenario 3LS)**

Fuente: Informe Final PR100, p. 444

Como muestra la gráfica anterior, los costos de la generación propia disminuyen modestamente en el Escenario 3LS en relación con el Escenario 1LS a partir de 2025. Sin embargo, el DOE describe las disminuciones como “no tan grandes, en términos porcentuales, como las reducciones en las ventas minoristas entre estos dos escenarios”. (Informe Final PR100, p. 444) Además, (1) los costos de la energía adquirida eran “casi idénticos” en los tres escenarios y (2) a partir de 2040, “tanto las reducciones de costos de generación propiedad de los servicios públicos como de energía adquirida fueron mucho menores, en términos porcentuales, que el cambio en las reducciones de las ventas minoristas a partir de energía fotovoltaica distribuida entre los niveles más altos y más bajos de adopción de energía fotovoltaica distribuida”. (Informe Final PR100, p. 444)

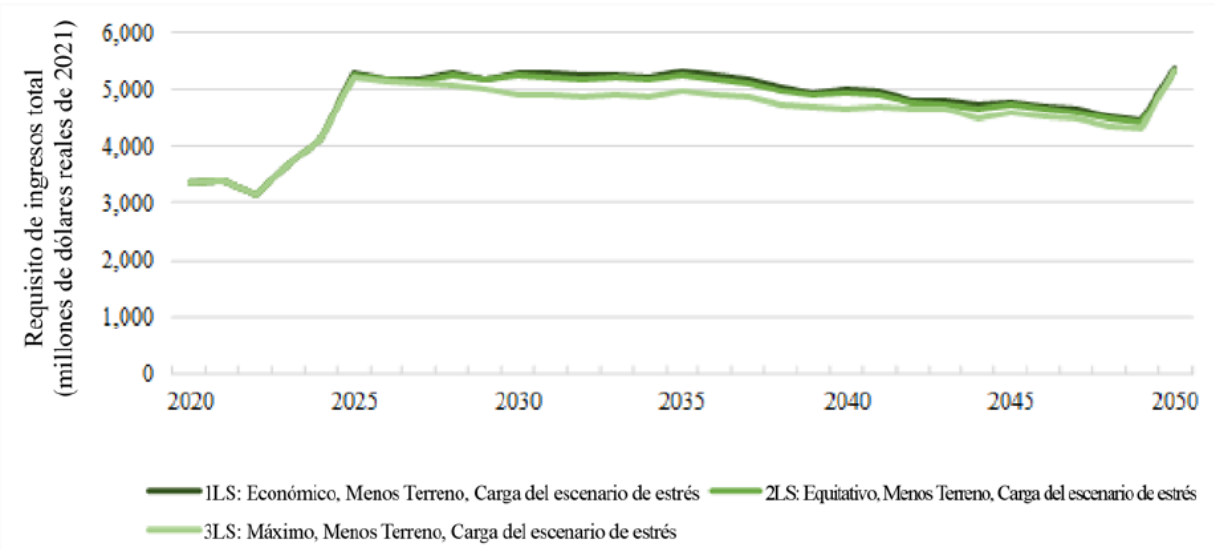


**Figura 354. Energía adquirida y costos operativos (Escenario 1LS versus Escenario 2LS versus Escenario 3LS)**

Fuente: Informe Final PR100, p. 445

Finalmente, “en los niveles de penetración de energía fotovoltaica distribuida observados en el escenario 3LS, los servicios públicos incurrieron en costos de integración fotovoltaica distribuida sustancialmente mayores bajo la NEM que anularon casi todos los ahorros de la menor demanda de electricidad”. (Informe final PR100, p. 444)

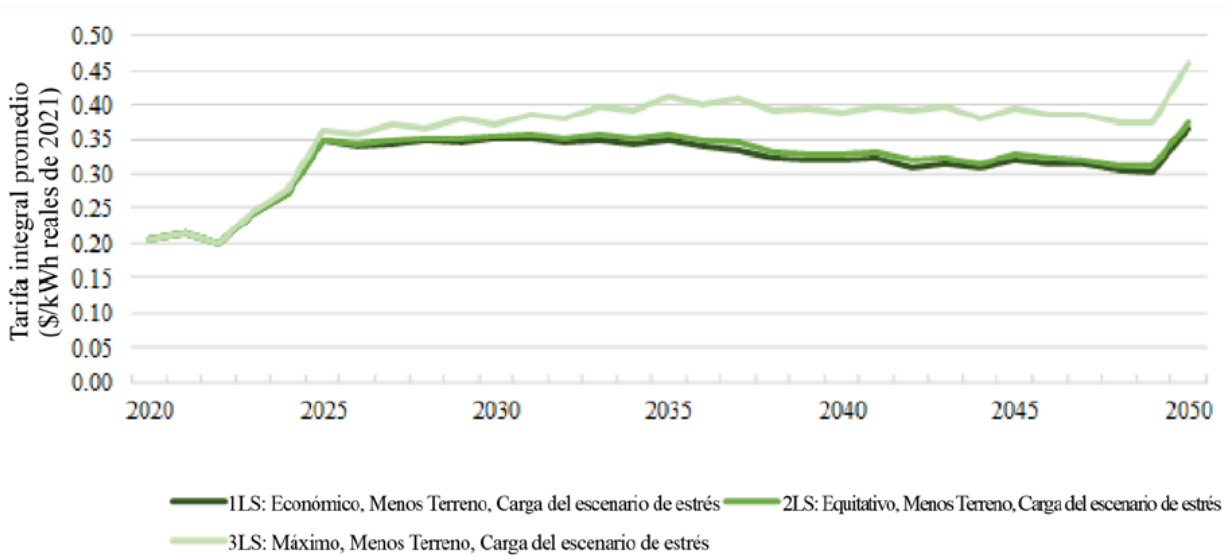
Al igual que en el análisis anterior, los costos más bajos de generación se vieron contrarrestados por los mayores costos de almacenamiento/baterías del sistema de distribución necesarios para integrar el nivel más alto de fotovoltaica distribuida. **“Como resultado, el requisito de ingresos total bajo el nivel más alto de penetración de energía fotovoltaica distribuida fue sólo 1% menor que para el nivel más bajo de penetración de energía fotovoltaica distribuida en 2050”.** Esto significa que la necesidad de generar ingresos de la empresa es esencialmente la misma en los tres escenarios, como se muestra en la siguiente gráfica:



**Figura 355. Requisito de ingresos totales (Escenario 1LS versus Escenario 2LS versus Escenario 3LS)**

Fuente: Informe Final PR100, p. 445

Finalmente, “con requisitos de ingresos totales casi idénticos, la reducción del 21% en las ventas minoristas (Escenario 1LS versus Escenario 3LS) en 2050 provocó que las tarifas fueran 26% más altas” para el 2050. Vea la gráfica a continuación.



**Figura 356. Tarifa integral promedio (Escenario 1LS versus Escenario 2LS versus Escenario 3LS)**

Fuente: Informe Final PR100, p. 446

Las compensaciones (“tradeoffs”)”, por tanto, son muy similares a las del análisis previo de los “escenarios liminales”. En general, en el Escenario 3 en relación con el Escenario 1 (manteniendo constantes tanto las restricciones de uso del terreno como las cargas) (1) el sistema es más resiliente ya que hay un mayor despliegue de DER; (2) las ventas al por menor (en kWh) disminuyen significativamente; (3) los costos también disminuyen, pero en menor medida que la reducción de las ventas, porque es necesario invertir más en sistemas de almacenamiento; (4) los costos de energía adquirida y de funcionamiento son esencialmente los mismos en ambos escenarios; (5) la necesidad total de generar ingresos de la compañía eléctrica se mantiene básicamente sin cambios; y (6) la reducción de las ventas al por menor en el escenario 3, manteniendo esencialmente los mismos costos que en el escenario 1, se traducen en tarifas al por menor más altas para los consumidores sin acceso a un sistema solar fotovoltaico distribuido.

Para que quede claro, CNE no defiende el escenario 1 frente al escenario 3 ni ningún otro escenario específico. **Lo que queremos enfatizar es que existen compensaciones (“tradeoffs”) que los responsables por la administración y planificación del sistema eléctrico deben tomar en cuenta.** Además, esas ventajas y desventajas deben darse a conocer y explicarse claramente al pueblo de Puerto Rico. Tener un sistema más resiliente tiene muchas ventajas. También hay muchos costos necesarios para lograr un mayor nivel de resiliencia. Y esos costos recaerían desproporcionadamente en aquellos que no pueden (por la razón que sea) instalar un sistema solar en sus techos. Si los responsables por la toma de decisiones dan a conocer esta información de forma clara y justa y aun así se decide aplicar el escenario 3, o algo parecido, que así sea. Pero asegurémonos de que podemos pagarlo.

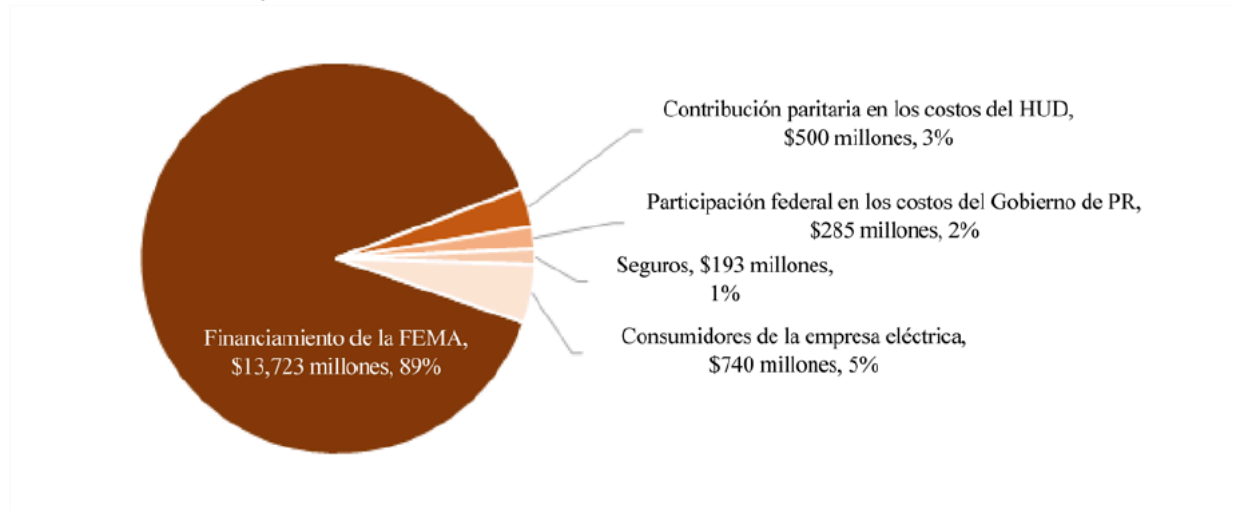
## SECCIÓN 3: ES COSTOSO

El DOE no llevó a cabo su propio análisis para determinar los costos necesarios para devolver el sistema eléctrico “a un estado de buenas condiciones, sino que nos basamos en el Plan Fiscal Certificado 2023 de la Junta de Supervisión y Administración Financiera (JSAF) para la AEE a fin de identificar tanto el nivel de inversión como las fuentes de fondos para cubrir ese nivel de inversión”. (Informe Final PR100, p. 408) Según el análisis del DOE, las inversiones relacionadas con la recuperación ascienden a **\$15,441 millones**, lo que incluye el gasto en reparaciones y sustituciones de los sistemas de generación, transmisión y distribución, así como en las mejoras de la red de transmisión del Tramo 1 para conectar el primer grupo de proveedores de generación renovable a escala comercial.

La cantidad de \$15,441 millones no incluye la inversión de capital necesaria para financiar la nueva generación, así como las mejoras y ampliaciones del sistema de transmisión y distribución (“T&D”) necesarias para alcanzar el objetivo del 100% en 2050 (con la excepción de la mejora del sistema de transmisión del Tramo 1). Un experto independiente estimó que las inversiones adicionales en T&D entre 2030 y 2035 supondrían **\$13,600 millones adicionales**. (London Economics International, *Critique of Government Parties’ Assertion that the 9019 Settlement Will Not Affect Non-settling Creditors and Would Avoid a Subsequent Title III Filing by PREPA*, 30 de octubre de 2019, p. 97, Documento #: 1890-1) Téngalo en cuenta mientras nos enfocamos en los recursos identificados por el DOE para financiar las inversiones relacionadas con la recuperación.

Según el DOE, las siguientes fuentes de fondos están disponibles para cubrir los \$15,441 millones de gastos en inversiones relacionadas con la recuperación:

- \$13,723 millones de FEMA
- \$500 millones de HUD
- \$285 millones del Gobierno de Puerto Rico de 2023 a 2025
- \$193 millones procedentes de pólizas de seguros
- \$740 millones recaudados de los consumidores hasta 2034, financiados a través de un margen en las tarifas de 2020 a 2028, **“momento en el que se supone que la AEE podrá acceder a los mercados de capital después de su salida de la quiebra, en 2024”**. (Informe Final PR100, p. 409)



**Figura 311. Fuentes de financiamiento, montos (miles de millones de dólares) y participación del total (%) para inversiones en infraestructura resultantes del huracán Irma y el huracán María.**

Fuente: Informe Final PR100, p. 408

Como se ha indicado anteriormente, también es necesario realizar inversiones adicionales, más allá de los gastos de capital relacionados con la recuperación expuestos anteriormente, para cumplir los requisitos de la Ley 17 RPS:

- **Expansión 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. En primer lugar, como se ha indicado anteriormente, la mejora de la red de transmisión del Tramo 1 se sufragará con fondos federales. En segundo lugar, para los tramos posteriores “los costos de transmisión serían financiados por patrocinadores [inversionistas] externos del desarrollo de generación renovable y, por lo tanto, se incluirían en los costos de los contratos de compra y operación de energía (PPOA) hasta 2028”. Tercero, comenzando en 2028, **“se supuso que la AEE estaría 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)

- **Mejoras del sistema de distribución:** 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, 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 se obtendría a través de contratos PPOA. (Informe Final PR100, p. 410)
- **Nueva 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, como se ha indicado anteriormente, “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 de los costos descritos anteriormente, la operación del sistema eléctrico requiere el pago de otros costos, tales como los costos de combustible, los cargos de la deuda heredada, los pagos de pensiones Paygo, los honorarios del contrato LUMA y los costos fijos de operación y mantenimiento (“O&M”), los honorarios del contrato Genera y los costos fijos de O&M de la generación heredada, los honorarios de la AEE Holdco, CILT y subsidios, y los programas de eficiencia energética, entre otros.

La AEE, al igual que la mayoría de las empresas de servicios públicos, recupera algunos costos a través de cargos tarifarios básicos, que se establecen durante los casos de tarifas generales, y otros costos a través de cláusulas adicionales en las tarifas que se actualizan con mayor frecuencia. Según el DOE, “los cargos de tarifas básicas difieren según la clase de cliente, mientras que los ajustes de las tarifas pueden aplicarse, y a menudo se aplican, universalmente a todas las clases de clientes”. (Informe Final PR100, p. 423)

Para estimar la necesidad futura de generar ingresos de la empresa, el DOE ha partido de la siguiente división entre tarifas básicas y tarifas adicionales:

**Tabla 44. Método de recaudación de ingresos para elementos de requisitos de ingresos**

Elemento del requisito de ingresos	Cargo básico	Ajuste de tarifa
Costos de combustible		•
Costos de energía adquirida (PPOA)		•
Mejoras de la red de transmisión (financiadas por PPOA y AEE)	•	•
Mejoras del sistema de distribución (PPOA)		•
Quiebra (cargos por deuda heredada)		•
Pensión PayGo		•
Tarifas contractuales de LUMA	•	
Costos fijos de operación y mantenimiento de LUMA	•	
Tarifas contractuales de Genera	•	
Costos fijos de operación y mantenimiento de Genera y de generación heredada	•	
Tarifas contractuales <i>Holdco, PropertyCo e HydroCo</i>	•	
CILT y subsidios		•
Programas de eficiencia energética		•
Nuevos gastos de capital	•	
Deuda incobrable	•	

Fuente: Informe Final PR100, p. 423

Asumimos que la asignación final será determinada por el NEPR, pero notamos que cambios significativos a las prácticas actuales de facturación de la AEE pueden ser necesarios para reconciliar las compensaciones (“tradeoffs”) entre los objetivos de solvencia y equidad en el futuro.

Tomemos un asunto que ha sido noticia recientemente para analizar algunas de las preocupaciones de equidad que pueden surgir en el futuro. Los clientes que participan actualmente en el programa de medición neta de energía (NEM, por sus siglas en inglés) son compensados por sus exportaciones netas de energía a la red a la misma cantidad (por kWh) que se les cobra por sus importaciones de la red. Esto puede resultar en un pago excesivo a esos clientes porque, si bien es cierto que cada kWh exportado por un cliente NEM reduce los costos variables de la AEE (es decir, la AEE evita incurrir en estos costos), hay algunos costos fijos en los que la empresa de servicios públicos tiene que incurrir para interconectar a los clientes NEM a la red. Así, mientras que los costos de combustible y energía comprada (a AES y EcoEléctrica) pueden evitarse, otros costos como el servicio de la deuda, los pagos de pensiones y las tasas LUMA y los costos fijos, por ejemplo, tienen que pagarse *independientemente* de cuánta electricidad exporten los clientes NEM a la red.

Por lo tanto, los clientes de medición neta deben ser compensados con una tarifa por kWh igual a (x) los costos que empresa eléctrica evita (según lo definido por el NEPR) menos (y) los costos fijos de la empresa eléctrica (según lo definido por el NEPR). Algunos defensores de los sistemas solares en techos argumentan que pagarle en exceso a los clientes de medición neta está justificado como cuestión de política pública porque ayuda a acelerar la adopción de DER. No tenemos ningún problema con esa política pública siempre que (1) se establezca de forma clara y transparente y (2) los clientes entiendan que, en igualdad de condiciones, se traduciría en tarifas más altas (aunque sólo fuera marginalmente) para los clientes que no participen en el programa de medición neta porque los costos fijos tendrán que recuperarse de una base de clientes más pequeña.

El DOE constató que las necesidades de ingresos de las empresas eléctricas, en relación con los \$3,200 millones recaudados en 2020, fluctúan a lo largo de tres periodos de tiempo. En primer lugar, se produce “un aumento rápido y sustancial” de los costos incurridos por la empresa en los cinco primeros años del análisis, “terminando en un nivel de entre \$5,000 y 5,300 millones de dólares”. A continuación, entre 2025 y 2045 la necesidad de ingresos tiende a bajar hasta situarse entre \$3,900 y \$4,700 millones. Por último, hay que incurrir en costos sustanciales para cumplir el objetivo de 2050, lo que aumenta la necesidad de ingresos a entre \$4,300 y \$5,400 millones. (Informe final PR100, p. 426)

A su vez, la fluctuación de la necesidad de generar ingresos de las empresas se traduce en variaciones de las tarifas minoristas integrales promedio estimadas para los próximos 25 años aproximadamente. Según el DOE:

- Entre 2020 y 2025, las tarifas integrales promedio aumentaron entre aproximadamente 65% y 80% desde su nivel inicial de 19.9 ¢/kWh.
- A partir de entonces y hasta 2045, las tasas disminuyeron hasta en 0.4% anual o aumentaron hasta en 1.5% anual, dependiendo del escenario.
- Después de 2045 las tarifas aumentan entre el **11% y el 17% para el 2050**, según el escenario. (Informe final PR100, p. 430)

El gran aumento de las tarifas durante los cinco primeros años de la transición se debe en gran medida a la rápida expansión a corto plazo de la generación a escala comercial. Esta expansión se debe, a su vez, a dos factores: (1) “cumplir con el desempeño de [adecuación de recursos] RA aceptado por la industria; y (2) cumplir con el 40% del RPS para 2025”. (Informe Final PR100, p. 229) Para evaluar la contribución relativa de cada uno de estos factores al aumento de las tarifas al 2025, el DOE realizó una variación del escenario que relajaba el requisito del 40% de RPS en el Escenario 1LS. Se constató que “esta relajación cambió significativamente las tecnologías y la capacidad total seleccionadas en desarrollo en relación con los resultados del Escenario 1LS; sin embargo, los resultados de los costos totales de capital y operativos del RPS estuvieron dentro del 1% de los resultados del Escenario 1LS. Este resultado de costos similar sugiere que el drástico aumento de la generación a gran escala está impulsado principalmente por el requisito de aumentar la confiabilidad del sistema a corto plazo, en lugar del requisito de cumplir con el 40% del RPS”. (Informe Final PR100, p. 229)

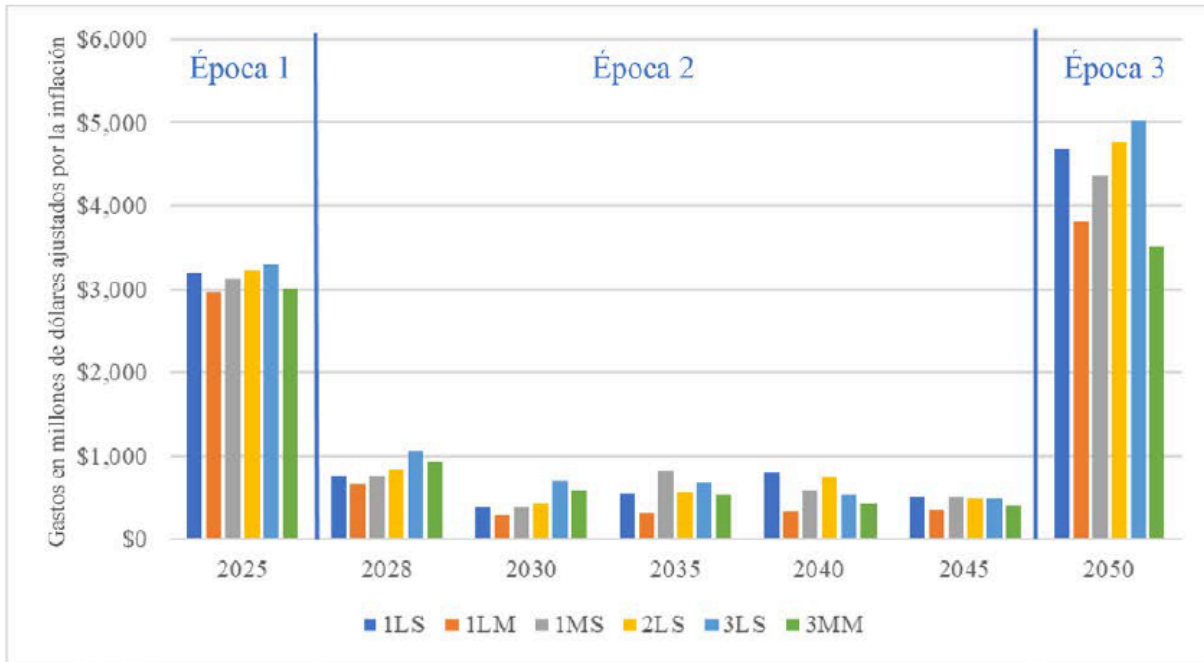
En otras palabras, el gran aumento inicial en las tarifas, estimado entre 65% y 80% en relación con las tarifas de 2020, **es en gran medida el costo heredado que todos tenemos que pagar por las décadas de corrupción, mala gestión, administración negligente, chanchullos políticos y la posposición de gastos de mantenimiento y de capital en la antigua AEE.** Aquellos que son propensos a idealizar la antigua AEE harían bien en tener esto en cuenta antes de ponerse poéticos sobre los “buenos viejos tiempos”.

## SECCIÓN 4: ¿ES BUENO PARA LA ECONOMÍA?

El DOE estimó los impactos económicos netos de la transición analizando dos conjuntos de efectos compensatorios o canales de impacto en la economía. El primer canal considera los efectos positivos asociados con inversiones más altas (CapEx) de construcción y gastos de operación y mantenimiento para ambos (1) generación, transmisión y distribución a escala comercial y (2) mayor adopción de energía fotovoltaica distribuida y almacenamiento (Informe Final PR100, p. 486). Estas inversiones tienen un impacto positivo en el empleo, los ingresos, la producción y el valor añadido total.

Según el DOE, las actividades de construcción e instalación, que son temporeras, crean más de seis veces el número de empleos y generan más compensación que las tareas de operación y mantenimiento, en promedio. “Sin embargo, las tareas de operación y mantenimiento son trabajos más duraderos con más horas de mano de obra asociada, que las tareas de construcción temporales”. (Informe Final PR100, p. 403) Además, los trabajos de construcción/instalación están sujetos a un “drástico ciclo de auge-caída-auge-caída”, aumentando rápidamente al principio para cumplir el requisito del 40% de RPS en 2025 y más tarde el requisito del 100% de RPS en 2050. En cambio, hay más estabilidad en los empleos de O&M a medida que los activos de energía renovable se despliegan a lo largo del tiempo. Finalmente, la energía fotovoltaica a gran escala tiene en promedio el 44% de todos los empleos de operación y mantenimiento con promedio de ingresos de \$42,896 al año. Le sigue la energía solar residencial, con el 31% de los empleos. (Informe Final PR100, p. 477-478) Obsérvense las compensaciones (“tradeoffs”) asociadas a cada una de las opciones de generación solar fotovoltaica.

La siguiente gráfica muestra los importes agregados de los gastos de capital y de operación y mantenimiento previstos, ajustados a la inflación, entre 2025 y 2050:



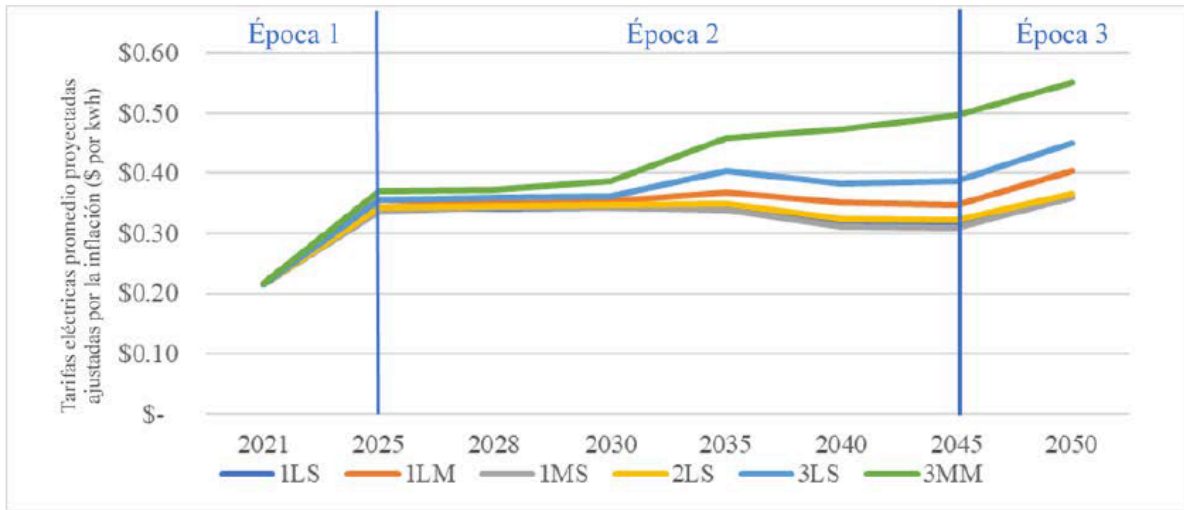
**Figura 382. Gastos regionales consolidados de capital y de operación y mantenimiento, años seleccionados, en millones de dólares ajustados por la inflación**

Fuente: Informe Final PR100, p. 495

Sin embargo, como hemos dicho antes, la transición será costosa y tanto los hogares como las compañías tendrán que hacer frente a precios más altos de electricidad. El segundo canal considera los efectos contractivos o negativos del aumento de los precios de la electricidad. En general, hay dos efectos macroeconómicos importantes asociados al aumento de los precios de la electricidad.

- En primer lugar, los precios más altos significan que el gasto en electricidad aumenta como proporción del gasto total, lo que reduce el consumo de otros bienes y servicios y, por tanto, disminuye la actividad económica general.
- En segundo lugar, como las compañías se enfrentan a costos de producción más elevados, debido al alza de los precios de la electricidad, aumentan el precio de sus productos. Una inflación más alta provoca niveles más bajos de consumo, producción y empleo. Ambos efectos reducen el ingreso real de los hogares. (Informe Final PR100, p. 488)

La siguiente gráfica muestra las tarifas eléctricas promedio ajustadas a la inflación previstas entre 2020 y 2050:



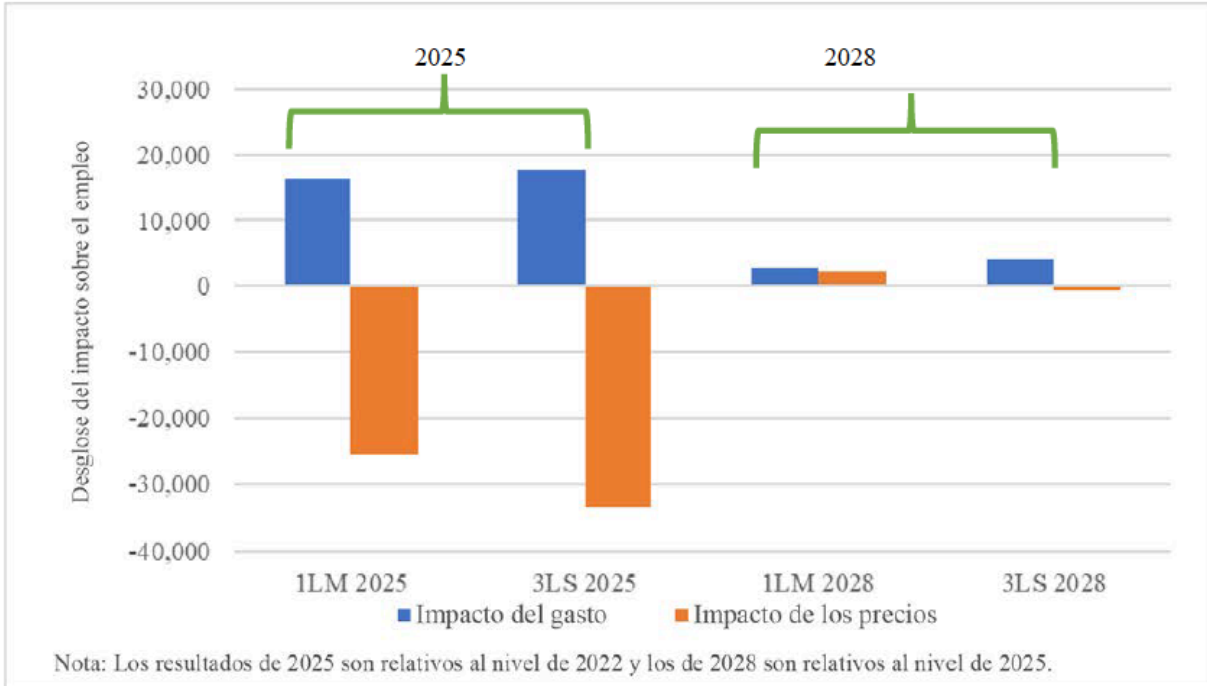
**Figura 384. Tarifas eléctricas promedio proyectadas (\$ por kWh), todos los clientes de los servicios públicos, años seleccionados, ajustadas por la inflación**

Fuente: Informe Final PR100, p. 497

Si observamos las tarifas eléctricas promedio ajustadas a la inflación previstas entre 2020 y 2050 podemos discernir el siguiente patrón:

- Un gran aumento tanto del gasto de capital como de las tarifas de los servicios públicos durante el periodo comprendido entre 2020 y 2025.
- Durante el periodo comprendido entre 2025 y 2045, el gasto en nuevas inversiones es menor que en el periodo 1, mientras que aumenta la adopción de la energía fotovoltaica distribuida. Las tarifas reales relativas a 2025 se mantienen estables o descienden en la mayoría de los escenarios durante este periodo, con la notable excepción del escenario 3MM.
- Finalmente, durante el último periodo, entre 2045 y 2050, se produce otro fuerte incremento del gasto de capital, acompañado de un aumento de las tarifas reales en todos los escenarios.

A continuación, el DOE procedió a “desagregar” los efectos positivos debidos al aumento del gasto de los efectos negativos del incremento de los precios. La figura siguiente muestra los efectos desagregados sobre el empleo de los impactos del gasto y de los precios para los Escenarios 1LM y 3LS:



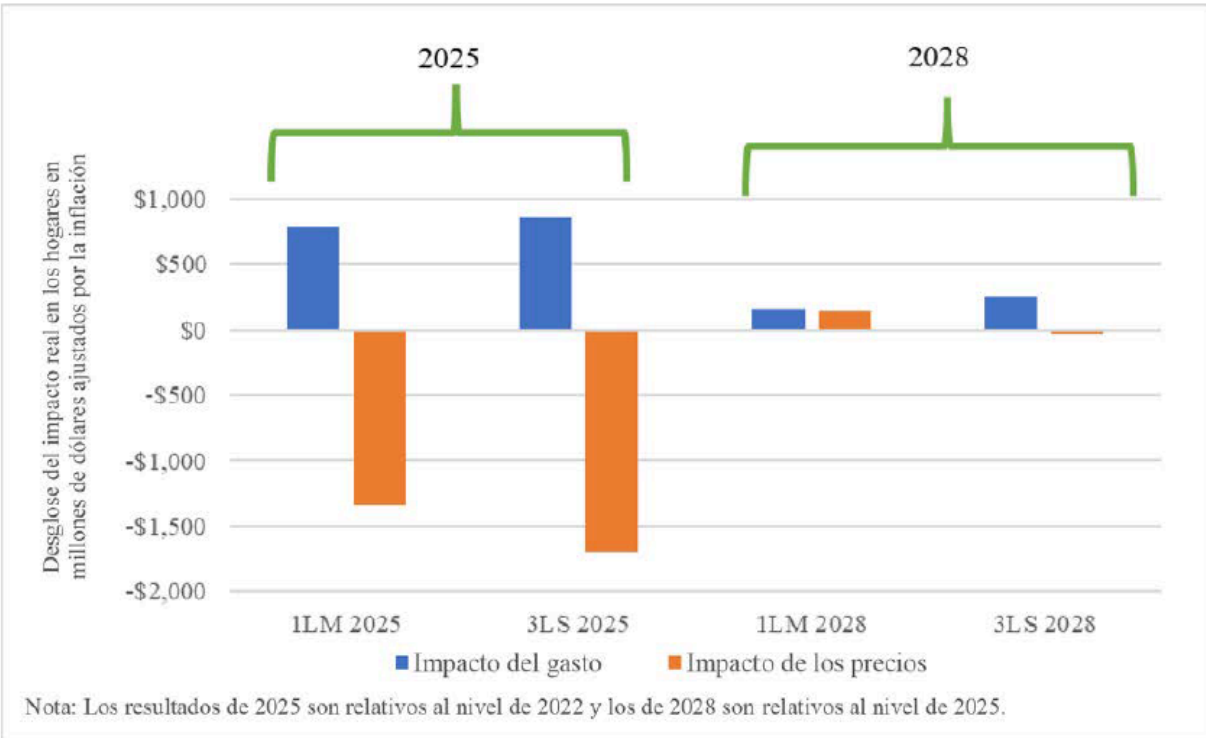
**Figura 385. Desglose de los impactos en el empleo debidos a los gastos de capital y de operación y mantenimiento y los cambios en el precio de la electricidad, escenarios seleccionados, 2025 y 2028.**

Fuente: Informe Final PR100, p. 499

En el escenario 1LM en 2025, la inversión necesaria para alcanzar el objetivo del 40% de la Ley 17 se traduce en más de 16,000 empleos nuevos (columna azul). Este impacto positivo, sin embargo, se ve más que contrarrestado por los efectos negativos del aumento de los precios de la electricidad, que provocan una pérdida de 25,000 trabajos. El mismo patrón se observa en el escenario 3LS en 2025.

Para 2028, “los impactos del gasto y los precios son mucho menores en magnitud que en la Época 1. Esto se debe a que hay relativamente pocos gastos de capital nuevos en este período y los cambios en los precios de la electricidad son bastante pequeños *en relación con 2025*”. (Informe Final PR100, p. 499)

La historia es similar cuando se analiza el impacto sobre el ingreso de los hogares. Como se muestra en la gráfica siguiente, la actividad económica y el crecimiento del empleo relacionados con los nuevos gastos conducen a un aumento del ingreso de los hogares en 2025 tanto en el escenario 1LM como en el 3LS. Sin embargo, el aumento de los precios de la electricidad durante este periodo provoca un descenso del ingreso real de los hogares que contrarresta con creces cualquier aumento de ingreso debido al aumento del empleo.

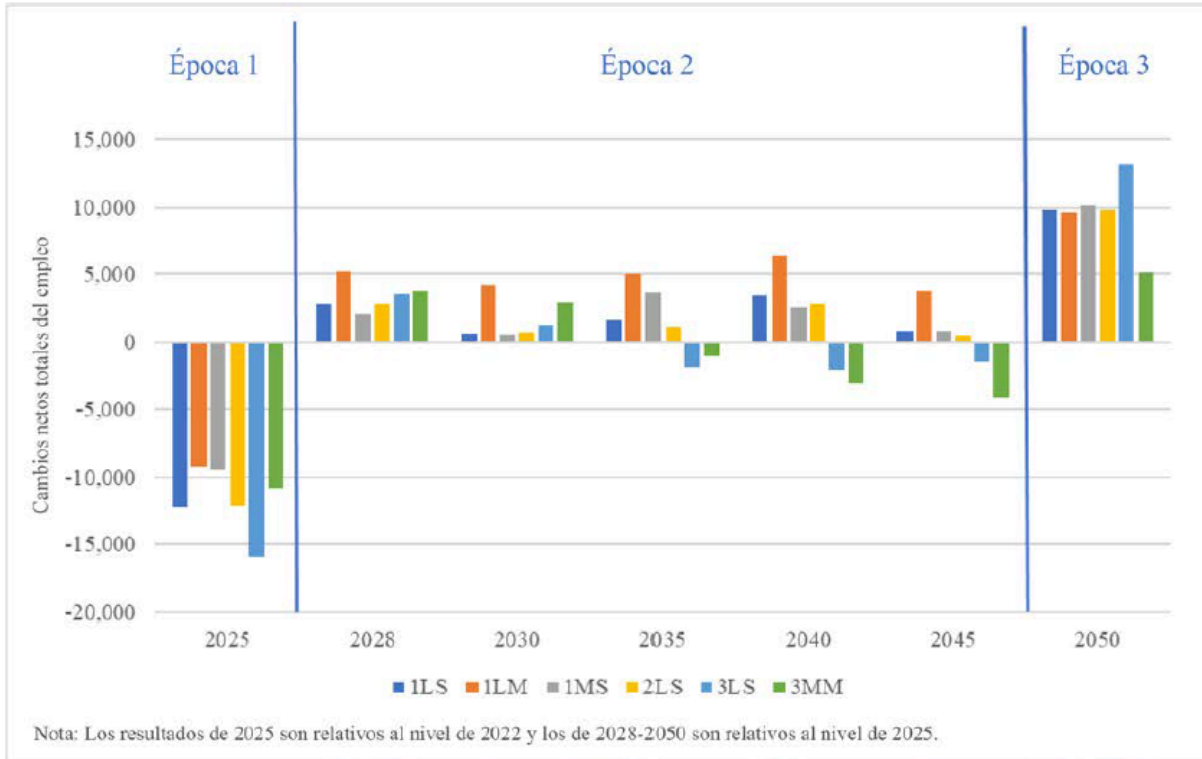


**Figura 386. Desglose de los impactos reales en los hogares debidos a los gastos de capital y operación y mantenimiento y los cambios en el precio de la electricidad, escenarios seleccionados, 2025 y 2028, en millones de dólares ajustados por la inflación.**

Fuente: Informe Final PR100, p. 500

En resumen, según el modelo del DOE, “para 2025, aunque algunos hogares sí se benefician de los nuevos empleos creados por los gastos de capital y de operación y mantenimiento, la mayoría de los hogares de Puerto Rico no ven muchos beneficios; en cambio, se ven afectados negativamente por los precios más altos de la electricidad en los primeros años”. (Informe Final PR100, p. 500) El DOE señala, sin embargo, que “si bien estos efectos adversos son sustanciales, es importante recordar que el escenario de 2025 refleja un sistema eléctrico enormemente mejorado, con más confiabilidad, capacidad y resiliencia”. **Una vez más, las compensaciones (“tradeoffs”) son inevitables en este proceso.**

Considerando todo el plazo de la transición, se espera que el impacto económico, tanto en el empleo como en el ingreso de los hogares, sea de ligera a moderadamente positivo, con cierta fluctuación según el escenario. En cuanto al impacto sobre el empleo, la gráfica siguiente muestra el impacto sobre el empleo para seis escenarios hasta 2050:

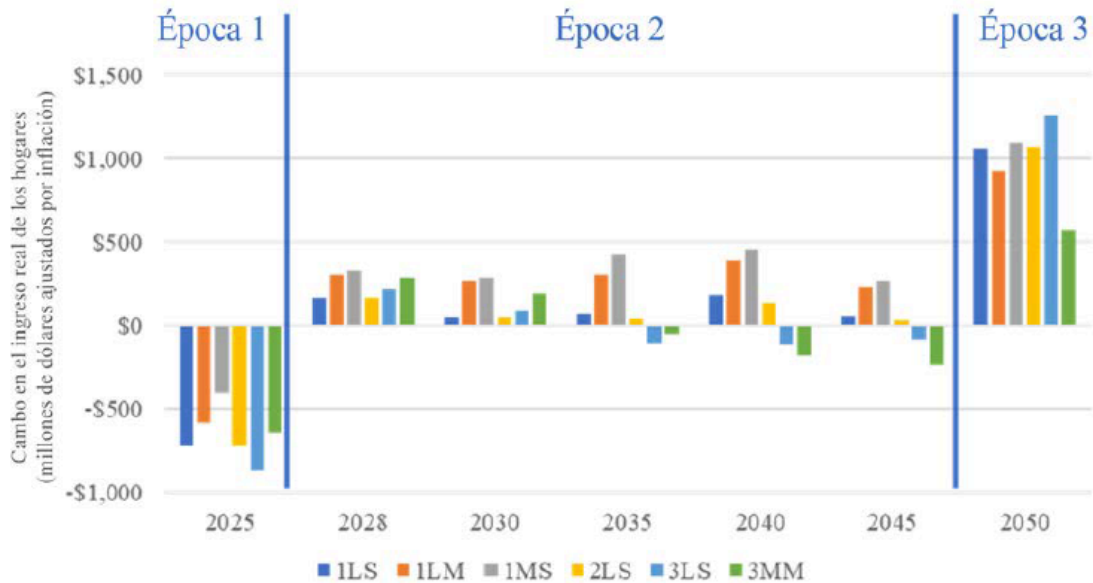


**Figura 387. Cambios netos en el empleo total entre escenarios, años seleccionados.**

Fuente: Informe Final, p. 501

- Durante el primer periodo hasta 2025, se produce un descenso neto del empleo en los seis escenarios, con las mayores pérdidas en el escenario 3LS (menos 15,894), lo que refleja el aumento de precios relativamente alto y unos gastos de CapEx ligeramente inferiores. Las menores pérdidas se dan en el escenario 1LM (menos 9,178). (Informe Final PR100, Apéndice J, p. 743 y p. 728)
- Durante el segundo periodo (2025-2045), “los impactos sobre el empleo son relativamente pequeños en relación con 2025, lo que refleja bajos niveles de nuevos gastos y pequeños cambios de precios”. (Informe Final PR100, p. 501) Los impactos en el empleo son positivos a lo largo de todo el periodo 2 para los Escenarios 1LS, 1LM, 1MS y 2LS. A partir de 2035, “los impactos en el empleo para niveles más altos de adopción de energía fotovoltaica distribuida (Escenarios 3LS y 3MM) se vuelven ligeramente negativos, lo que refleja aumentos relativamente mayores en el precio de la electricidad”. (Informe Final PR100, p. 502)
- Durante el periodo final, entre 2045 y 2050, hay impactos significativos positivos en los empleos. “Esto refleja mayores gastos a medida que se realizan las inversiones finales para cumplir con los objetivos de 100% energía renovable. En este periodo, los precios de la electricidad también aumentan, pero en un porcentaje menor que en la Época 1, lo que significa que sus efectos son menos perjudiciales”. (Informe final PR100, p. 502)

La proyección en términos de impacto sobre el ingreso de los hogares es bastante similar, como se muestra en la siguiente gráfica:



Nota: los efectos de 2025 son relativos al nivel de 2022 y los de 2028-50 son relativos a los niveles de 2025.

**Figura 388. Cambios en el ingreso real de los hogares (millones de dólares) en los escenarios para todos los años**

Fuente: Informe Final PR100, p. 503

- Durante el primer periodo, los seis escenarios reflejan pérdidas de ingresos reales de los hogares. Las pérdidas oscilan entre \$580 millones en el Escenario 1LM y \$864 millones en el Escenario 3LS. (Informe Final PR100, Apéndice J, p. 728 y p. 743) En los seis escenarios, los efectos adversos de los aumentos del precio de la electricidad exceden las ganancias en empleo debidas a las inversiones adicionales.
- Después de 2025 y hasta 2045, los escenarios 1LS, 1LM, 1MS y 2LS muestran aumentos relativamente pequeños en el ingreso de los hogares, mientras que los escenarios 3LS y 3MM muestran disminuciones modestas entre 2035 y 2045. En general, durante este periodo los efectos netos sobre el ingreso real de los hogares son mucho menores, ya que tanto los cambios en el precio de la electricidad como las inversiones requeridas son mucho menores que en el primer periodo.
- Durante el tercer periodo, los efectos sobre el ingreso real de los hogares son positivos en los seis escenarios. "Al igual que el empleo, estos aumentos se deben en gran medida a los efectos estimulantes de unos gastos consolidados relativamente elevados... que se ven anulados parcial, pero no totalmente, por los aumentos reales del precio de la electricidad en ese período... En los seis escenarios, el aumento promedio del ingreso real de los hogares es de \$764 millones". (Informe Final PR100, p. 502.) Durante este periodo, el Escenario 3LS

muestra el mayor incremento del ingreso de los hogares en 2050, \$1,250 millones o un 4,74% en relación con 2025, mientras que el Escenario 3MM muestra el menor incremento, con \$564 millones o un 2.14% también en relación con 2025. (Informe Final PR100, Apéndice J, p. 743 y p. 748)

- En general, “los niveles crecientes de adopción de energía fotovoltaica distribuida más almacenamiento fueron ligeramente más dañinos para la economía en comparación con una mayor dependencia de recursos de energía renovable a gran escala”. (Informe Final PR100, p. 478)

En resumen, el impacto económico de la transición a una generación 100% renovable, según el modelo del DOE, presenta varias compensaciones (“tradeoffs”) que los responsables por la toma de decisiones deberán tener en cuenta: (1) entre los empleos de construcción y los de mantenimiento; (2) entre los costos y beneficios de las distintas tecnologías; y (3) entre las pérdidas a corto plazo y los beneficios a largo plazo en términos de empleo e ingresos familiares.

## SECCIÓN 5: RIESGOS E INCERTIDUMBRES

Cualquier proceso tan complicado como la transición a una generación 100% renovable estará lleno de riesgos e incertidumbres. En esta sección destacamos algunos de los más significativos en nuestra opinión.

- **El reto de estabilizar el sistema** – El sistema eléctrico de Puerto Rico es funcional pero frágil. En cualquier momento, más de la mitad de las unidades de generación heredadas de la AEE podrían estar fuera de servicio, ya sea debido a reparaciones no programadas o porque están sujetas a limitaciones de tiempo de uso debido al incumplimiento con las normas y reglamentos ambientales. Por el lado de la transmisión y distribución, el Estudio PR100 ha destacado un problema significativo con la red de transmisión de bajo voltaje (38-kV) así como problemas de control de voltaje y retroalimentación en el sistema de distribución. Estos problemas, por sí solos, supondrían un reto formidable para cualquier empresa eléctrica. Cuando se combinan con la transición a una generación totalmente renovable, todo el sistema corre el riesgo de volverse inestable. No se pueden descartar escenarios potencialmente catastróficos **si las cosas no se hacen bien**. Estabilizar el sistema eléctrico a corto plazo es de vital importancia y debería ser la prioridad número uno de los responsables de la toma de decisiones en estos momentos.
- **Problemas de coordinación** – La coordinación entre (1) agencias federales; (2) agencias federales y de Puerto Rico; y (3) agencias estatales y municipios de Puerto Rico ha sido problemática desde que comenzó el proceso de recuperación y reconstrucción. Para ser justos, algunos de los problemas iniciales de coordinación fueron producto de términos y condiciones irrazonables impuestos por la administración Trump para retrasar intencionalmente el desembolso de fondos a Puerto Rico. Y ciertamente, los procesos administrativos han mejorado en los últimos seis años. Sin embargo, los problemas de coordinación aún persisten y han plagado la formulación de políticas públicas con respecto a la reconstrucción del sistema, la adquisición de generación renovable a escala comercial y el cronograma para la decomisión de los activos heredados de combustibles fósiles. En nuestra opinión, el NEPR debería ser el

organismo encargado de coordinar las acciones de las múltiples partes interesadas en este proceso, así como el foro para resolver los complicados asuntos técnicos y de política pública.

- **Compensaciones (“tradeoffs”) entre costos, resiliencia y confiabilidad** – Del Informe Final PR100 se desprende claramente que existe una compensación (“tradeoff”) entre la resiliencia del sistema y los costos, tanto en términos de las tarifas pagadas por los clientes que siguen dependiendo de la red como en términos macroeconómicos. Las tarifas de los clientes y los efectos macroeconómicos negativos a corto plazo (en términos de menor empleo e ingresos de los hogares) tienden a ser más elevados en todas las variantes del Escenario 3. Además, la confiabilidad del sistema podría verse comprometida en la medida en que el exceso de capacidad y energía fotovoltaica no pueda integrarse en el sistema de distribución a partir de 2037. Si se toma la decisión de priorizar y poner un premium a la capacidad de recuperación [resiliencia] frente a los costos más bajos, esa decisión debe tomarse y explicarse a los clientes de la forma más transparente y clara posible para que puedan planificar en conformidad.
- **Compensación a los participantes en el programa de medición neta de energía** – Los participantes en el programa de medición neta reciben actualmente un crédito completo de kilovatios-hora en sus facturas de energía por cada kilovatio-hora que exportan a la AEE. Esto significa que esos clientes no pagan los costos fijos de mantenimiento de la red eléctrica. Por lo tanto, los costos operacionales y de mantenimiento no-evitados de la AEE son asumidos desproporcionadamente por los clientes que no desean o no pueden participar en el programa de medición neta. La Ley 17 requirió que la AEE realizara un estudio del programa de medición neta antes de abril de 2024 para determinar si el sistema actual está adecuadamente estructurado. Sin embargo, ese estudio no se ha realizado. Desafortunadamente, esto se ha convertido en un asunto político ya que la Legislatura de Puerto Rico ha promulgado otra ley que ordena al NEPR posponer cualquier estudio de este tipo hasta 2030 y la JSAF ha tomado la posición de que esto constituye una interferencia indebida con el trabajo del NEPR. Dejando a un lado las batallas políticas, creemos que el estudio NEM debe realizarse lo antes posible y que sus conclusiones deben hacerse públicas y divulgarse ampliamente. Una vez más, si se toma la decisión de compensar en exceso a los participantes en el programa de medición neta para incentivar la instalación de sistemas solares en los techos, entonces esa decisión debe explicarse claramente a todos los clientes de electricidad, incluida la divulgación de que, en igualdad de condiciones, daría lugar a facturas más altas (aunque sólo sea marginalmente) para los clientes que no participan en el programa.
- **Restricciones de política pública y reglamentarias sobre la contribución de la energía fotovoltaica distribuida al logro de los objetivos de los Estándares de Cartera de Energías Renovables (RPS, por sus siglas en inglés)** – El DOE configuró su modelo para tomar en cuenta la generación fotovoltaica distribuida en alcanzar los objetivos de generación renovable. Sin embargo, “los servicios públicos y el operador aún no cuentan con políticas, medición o un método contable para hacerlo. Una mayor orientación y más regulaciones sobre certificados de energía renovable aclararán la contribución de la generación renovable distribuida al RPS”. (Informe Final PR100, p. 213) También se necesitan directrices de política pública adicionales para determinar la cantidad de capacidad solar en techos y de generación fotovoltaica a escala comercial que se desplegará para cumplir los requisitos legales del RPS. La falta de acuerdo entre los defensores de cada opción ha provocado retrasos indebidos en el despliegue de la generación renovable y sólo ha beneficiado a los proveedores de combustibles fósiles.

- **Alcanzar el 40% de RPS en 2025 no parece ser factible** – Según el análisis del 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. Sería difícil lograr este ritmo de despliegue”. (Informe Final PR100, p. 228) Aunque apreciamos la redacción amable y diplomática de los autores del Informe Final PR100, la realidad es que la AEE, LUMA y Genera no cuentan con el marco operativo para apoyar esta rápida expansión; el sistema de transmisión y distribución debe mejorarse antes de que esta cantidad de capacidad y energía pueda integrarse a la red; y la adquisición ha sido lenta debido a desacuerdos políticos y problemas de coordinación. Por lo tanto, lo más probable es que Puerto Rico no alcance el objetivo del 40% en 2025. Ante ese escenario, a Puerto Rico le convendrá más extender el calendario para cumplir con los objetivos intermedios para alcanzar el 100% de generación renovable en 2050 y hacer las cosas bien en lugar de apresurarse de forma descuidada e irreflexiva a cumplir el objetivo del 40%.
- **Obtener fondos para la modernización completa de la red sigue siendo un reto** – El DOE estima que las **inversiones relacionadas con la recuperación ascienden a un total de \$15,441 millones**, incluyendo reparaciones y sustituciones de los sistemas de generación, transmisión y distribución, así como mejoras de la red de transmisión del Tramo 1. Como hemos indicado anteriormente, al menos un perito independiente estimó que las inversiones de capital adicionales en T&D entre 2030 y 2035 **ascenderían a \$13,600 millones** adicionales. Incluso si reducimos ese estimado a la mitad, dado que fue realizado por un consultor contratado con fines litigiosos, obtener \$6,800 millones de financiamiento adicional no será tarea fácil. Según el DOE, debido a las constantes diferencias de costos locales y problemas de la cadena de suministro, como los existentes al momento del análisis, los costos de capital para los proyectos de energía en Puerto Rico son significativamente más altos que en los 50 estados de EE.UU. Los factores locales que conducen a costos elevados incluyen el transporte de componentes y materiales, problemas persistentes en la cadena de suministro en toda la industria debido a la pandemia de COVID-19, inflación y conflictos internacionales”. (Informe Final PR100, p. 72) Además, los requisitos reglamentarios de Puerto Rico pueden afectar al costo final de cualquier proyecto. Aunque algunos de estos asuntos pueden llegar a resolverse por sí solos, en la actualidad persiste un alto nivel de incertidumbre en relación con el financiamiento de los gastos de capital.
- **Falta de acceso a los mercados de capital** – En estos momentos, la AEE no tiene acceso a los mercados de capital ya que aún se encuentra en 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 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 a una reacción negativa significativa de los clientes y otras partes interesadas que recuerdan el despilfarro y la mala administración de la antigua AEE.

- **Incertidumbre sobre las medidas de eficiencia energética y los vehículos eléctricos** – Existe una gran incertidumbre en cuanto a la aplicación de medidas de eficiencia energética y la adopción de vehículos eléctricos en Puerto Rico. Estos dos factores influyen en los pronósticos de carga en direcciones opuestas: el aumento de la eficiencia energética reduce la demanda de electricidad, mientras que la adopción relativamente alta de vehículos eléctricos aumenta la demanda de electricidad. En nuestra opinión, el escenario más probable en estos momentos es que Puerto Rico no alcance su objetivo de eficiencia energética porque no está llevando a cabo las inversiones necesarias para lograrlo, mientras que la adopción de vehículos eléctricos es probable que se produzca a un ritmo menor que en EE.UU. debido a los salarios e ingresos más bajos de Puerto Rico.
- **Riesgo de deserción de la red/“espiral de muerte” (“death spiral”) de la empresa eléctrica** – En varios de los escenarios modelados por el DOE, el volumen de ventas de electricidad disminuye más rápidamente que el costo total necesario para atender a los clientes. Esto significa que la tarifa por kWh aumenta y se suma a la carga financiera de los clientes existentes, lo que conduce a una mayor “deserción de la red eléctrica” (en su mayoría personas con mayores ingresos y clientes industriales/comerciales), lo que significa que los costos restantes del servicio se reparten entre una base de clientes aún más pequeña, lo que conduce a tarifas eléctricas aún más altas, y así sucesivamente. Este ciclo se denomina como la “espiral de la muerte de los servicios públicos” (“utility death spiral”) y, aunque en el sector eléctrico estadounidense aún no se ha experimentado una espiral de la muerte completa de los servicios públicos, en el caso de Puerto Rico no puede descartarse este riesgo. El DOE lo insinuó ambiguamente 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 los 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 minoristas, lo que resultaría en tarifas eléctricas más altas”. (Informe final PR100, p. 448)

## CONCLUSIÓN

Hace cinco años, Puerto Rico promulgó una ley que establecía el ambicioso objetivo de generar el 100% de su electricidad con fuentes renovables para 2050, incluso mientras reconstruía su red eléctrica, devastada por el huracán María en 2017. Se trata de un objetivo claro y convincente que vale la pena perseguir. Sin embargo, el éxito no está garantizado porque también es increíblemente complicado. Las interrogantes de política pública requieren un análisis de las limitaciones teóricas, técnicas y económicas, así como un difícil equilibrio entre objetivos económicos, técnicos y sociales complejos. Además, la tecnología sigue evolucionando. En ese sentido, existe una tensión entre la tecnología que ya está disponible actualmente y la tecnología que aún no es viable o no está disponible comercialmente.

También hay que tener en cuenta que la transición a una generación 100% renovable tiene una dimensión de economía política, ya que la antigua tecnología (y quienes se beneficiaban de ella) es sustituida por una nueva que sigue evolucionando (y quienes se beneficiarán de ella). La resistencia natural del ser humano al cambio se ve así reforzada por poderosos incentivos económicos y financieros.

Además, durante los últimos cinco años, Puerto Rico se ha retrasado en el cumplimiento del objetivo provisional del 40% de generación renovable para 2025 debido a fallas burocráticas y de coordinación. Por lo tanto, nos encontramos en una coyuntura crítica. Aún estamos a tiempo de reconstruir nuestra red eléctrica y abandonar por completo la generación con combustibles fósiles para 2050. Pero alcanzar esos objetivos requerirá una reflexión estratégica, una formulación de política pública eficaz, una ejecución competente, destreza táctica, la capacidad de actuar colectivamente a largo plazo y un liderazgo inspirado, recursos que han escaseado en Puerto Rico durante al menos una generación. No nos equivoquemos, este esfuerzo será difícil, duro y costoso. Habrá contratiempos en el camino. Pero es lo que Puerto Rico debe hacer por las generaciones venideras. Así que será mejor que nos pongamos manos a la obra si queremos lograrlo.

Empecemos ya.



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.