

La compleja transición hacia un nuevo operador



Daniel Hernández, PE, MEM
PRET -Founder & Editor
PRGRIDLLC@YAHOO.COM

El tema energético vuelve a ocupar un lugar central en la conversación pública. En esta ocasión, la atención se concentra en la solicitud del gobierno para que el tribunal declare nula la extensión del contrato de LUMA y abra paso a una posible transición hacia un nuevo operador del sistema de transmisión y distribución.

Ante ese escenario, conviene detenerse en una pregunta básica pero crucial: **¿qué es realmente el contrato de LUMA y qué implicaría sustituirlo?** La respuesta es más compleja de lo que suele presentarse en el debate público.

Este análisis no evalúa el desempeño del operador actual ni entra en consideraciones políticas. Se enfoca en la **complejidad contractual, institucional y operacional** que supondría desmontar el acuerdo vigente y reemplazarlo por otro. El contrato de LUMA no es un acuerdo operativo simple; es un marco extenso que define responsabilidades, procesos y riesgos bajo los cuales hoy se opera y supervisa el sistema eléctrico del país. Sustituirlo no es cambiar de proveedor; implica rediseñar el andamiaje institucional del sistema, asegurar la continuidad del servicio, preservar el manejo adecuado de fondos federales y transferir, de forma ordenada, el control de una infraestructura crítica.



En esta edición de **PRET – Enero 2026**, examinamos estas implicaciones desde una perspectiva técnica y estructural, con el objetivo de aportar claridad a una discusión que tendrá efectos directos sobre la confiabilidad del sistema eléctrico, el uso de fondos públicos y el costo que enfrentan los clientes.

1. Dos rutas para el país: corregir o cancelar

El dilema central del 2026: mejorar lo que tenemos o reiniciar el sistema desde cero.

Existen dos caminos: trabajar para corregir lo que no funciona o cancelar el contrato y comenzar de nuevo con otro operador. El primero exige madurez institucional, desprendimiento político y una decisión consciente de poner a Puerto Rico primero. Madurez para reconocer y corregir fallas reales; desprendimiento para

ceder posiciones rígidas; y voluntad para anteponer el interés público a consideraciones electorales.

El gobierno, sin embargo, ha expresado su intención de optar por la segunda ruta.

La frustración ciudadana con el sistema eléctrico es real y profunda. Apagones recurrentes, fluctuaciones de voltaje, tarifas elevadas y deficiencias en la comunicación han erosionado la confianza pública. Tras años de operación privada, la percepción dominante es que el servicio no responde a las expectativas del país. En ese contexto, muchos ven en la cancelación del contrato de LUMA Energy una forma de exigir rendición de cuentas. Es un reclamo comprensible, nacido del cansancio colectivo y de la sensación de estancamiento.

Sin embargo, la ciudadanía —como cliente y propietaria última del sistema— merece entender qué implica realmente cancelar un contrato de esta magnitud. Lo que se percibe como una solución rápida puede transformarse en un proceso largo, costoso y lleno de riesgos. No se trata de defender al operador actual; se trata de evitar repetir errores ya vividos y de evaluar las consecuencias con seriedad técnica.

PUNTO CLAVE

“Corregir el sistema o cancelarlo son rutas distintas, con consecuencias distintas”

Daniel Hernández Morales, PE

2. El precio de cancelar: litigios, penalidades y un costo que pagará el ciudadano

Por qué no es un acto administrativo, sino un evento financiero de gran magnitud.

La cancelación del contrato tiene consecuencias claras y cuantificables. En primer lugar, el impacto contractual y financiero. El contrato establece con precisión las compensaciones aplicables en caso de terminación sin causa. Esa controversia, con alta probabilidad, terminará en los tribunales, generando desembolsos millonarios en litigios, penalidades contractuales y costos asociados al proceso de reclutar, negociar e instalar un nuevo operador desde cero.

La historia reciente ofrece una advertencia clara. En 1998, la AEE canceló el contrato del ciclo combinado de San Juan 5 y 6. El resultado fue un litigio prolongado, sobrecostos significativos y un retraso de casi cinco años. Cancelar no eliminó el problema; lo amplificó.

Hoy, el escenario apunta en una dirección similar. Las tensiones entre el gobierno, el operador y la Junta de Supervisión Fiscal sugieren un conflicto que difícilmente se resolverá sin intervención judicial. Durante ese periodo, el país podría verse obligado a financiar simultáneamente al operador saliente y al entrante.

Estimaciones independientes indican que el costo total de la transición podría superar los **\$450 millones**, lo que equivale aproximadamente a **3 centavos adicionales por kilovatio-hora durante un año**. Esa factura no desaparece: se traslada al cliente, ya sea mediante la tarifa eléctrica o a través del presupuesto general.

3. Un cambio de operador no cambia la red

La infraestructura sigue igual: envejecida, frágil y responsable de la mayoría de los apagones.

LUMA podrá salir, pero la red eléctrica permanecerá exactamente igual. Cambiar de operador no elimina averías; solo cambia quién las atiende. La infraestructura continúa siendo envejecida, frágil y limitada por décadas de subinversión, exacerbadas por el proceso de quiebra.

Incluso con un operador nuevo, los clientes seguirán enfrentando apagones similares. Y hay un punto crítico que rara vez se comunica con claridad:

La transición a un nuevo operador de T&D no detendrá las más de 100 interrupciones anuales causadas exclusivamente por la generación. Nada de eso depende de LUMA.

Las fallas provienen de:

- unidades de la Autoridad de Energía Eléctrica (AEE) operadas por Genera PR,
- eventos en plantas de productores privados,
- variaciones de voltaje asociadas a más de 1,200 MW de solar distribuido en techos.

Estos problemas requieren inversión, modernización de la flota térmica y una gestión técnica adecuada de la variabilidad renovable. Un cambio de operador de transmisión y distribución no resuelve ninguna de estas causas estructurales.

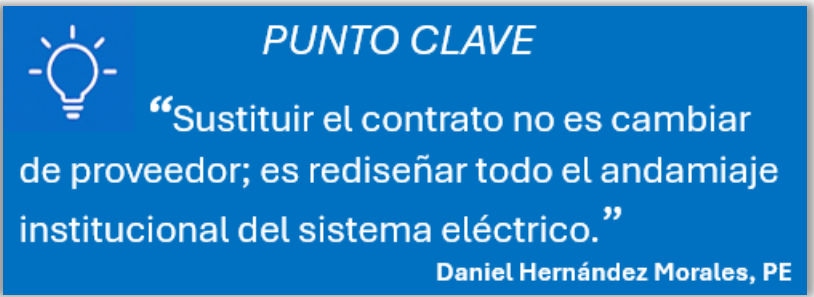
Además, la Junta de Supervisión Fiscal ha sido clara: el sistema eléctrico continuará operando bajo un modelo privado. Cancelar

el contrato no cambia el modelo; solo altera el nombre del operador, el costo de transición y el nivel de riesgo institucional.

4. Transición compleja: lo que implica seleccionar y transferir a un nuevo operador

Tiempos, riesgos, duplicidades y pérdida de conocimiento institucional.

Sustituir al operador actual no equivale a cambiar de proveedor. El contrato de LUMA no es un acuerdo operativo simple, sino un documento de casi 300 páginas que define el marco legal, técnico y financiero bajo el cual hoy se opera y supervisa el sistema de transmisión y distribución. Cancelarlo implica desmontar ese marco y construir uno nuevo, con todas las complejidades que ello conlleva.



Ese andamiaje contractual establece responsabilidades y líneas de autoridad entre la AEE, la Autoridad para las Alianzas Público-Privadas (AAPP) y el operador privado. Incluye mecanismos de supervisión, métricas de desempeño, informes periódicos, auditorías y procesos de rendición de cuentas. Todo ese balance institucional tendría que revisarse, renegociarse y aprobarse nuevamente en un proceso de sustitución.

El alcance del contrato vigente es amplio. Comprende la operación diaria del sistema, la atención de emergencias, la facturación

y el cobro, la gestión de interconexiones —renovables, baterías y generación convencional— y el apoyo a la planificación, incluyendo el Plan Integrado de Recursos y los estudios técnicos necesarios para la adecuación del sistema. A ello se añade la administración de los fondos federales de reconstrucción, una función crítica y altamente especializada.

El manejo de esos fondos representa uno de los mayores riesgos de una transición. Puerto Rico opera bajo el esquema de asignaciones aceleradas de FEMA, y el contrato actual incorpora ese marco específico. Un nuevo operador tendría que dominar estos procesos desde el primer día para evitar retrasos en proyectos esenciales o riesgos de incumplimiento que podrían comprometer reembolsos federales.

Además, el esquema de compensación incluye pagos fijos, incentivos, penalidades y ajustes por inflación, todos vinculados a métricas de desempeño y a una asignación de riesgos cuidadosamente negociada. La aplicación plena de esas métricas está condicionada a hitos regulatorios y fiscales, como la salida de la AEE del proceso de quiebra. Reabrir estos términos no es inmediato: requiere tiempo, análisis técnico y negociación especializada.

En la práctica, cancelar el contrato y seleccionar un nuevo operador exige una etapa de cualificación, evaluación de propuestas, selección, negociación de términos y aprobación por múltiples entidades —la AAP, la AEE, el Negociado de Energía y la Junta de Supervisión Fiscal—. Este proceso tomaría razonablemente entre **12 y 18 meses**, seguido de una transición operacional de al menos **un año adicional**, durante la cual el operador saliente tendría

que transferir al entrante la realidad operacional completa del sistema eléctrico.

En ese escenario, es previsible que el tribunal o la Junta de Supervisión Fiscal ejerzan un rol de supervisión activa, mediante la designación de un ente independiente o síndico que garantice una transición ordenada y la continuidad del servicio. En términos prácticos, se trata de un proceso de **dos a tres años**, seguido de la curva de aprendizaje inevitable de cualquier operador nuevo. Plantear lo contrario desvirtúa la realidad técnica, contractual e institucional del sistema eléctrico.

5. Estabilidad institucional y riesgo regulatorio: fondos federales y la quiebra en juego

Las decisiones energéticas tienen consecuencias macrofiscales.

Una cancelación desordenada puede poner en riesgo los fondos federales destinados a la modernización de la red. Las agencias federales exigen continuidad, gobernanza clara y ejecución disciplinada. La incertidumbre institucional puede retrasar desembolsos o comprometerlos.

También se afecta directamente el proceso de salida de la quiebra de la AEE. Sin estabilidad institucional, ningún inversionista serio colocará capital en proyectos que requieren décadas de certidumbre regulatoria. El país necesita cerrar capítulos, no abrir nuevos frentes de incertidumbre.


En ese contexto, la Junta de Supervisión Fiscal ha advertido recientemente que cualquier alteración al contrato de LUMA debe evaluarse a la luz de sus implicaciones fiscales, contractuales y sobre la estabilidad del sistema, particularmente en relación con

la reestructuración de la AEE y el acceso a fondos federales. Estas expresiones subrayan que la cancelación no es un asunto aislado, sino uno con impactos macrofiscales y regulatorios de largo alcance.

6. El impacto humano: otra transición, otro golpe al personal técnico

Un sistema ya frágil no puede permitirse perder más talento.

A la complejidad contractual y operativa se suma un factor frecuentemente subestimado: el impacto humano. A diferencia de la transición de la AEE a LUMA, cuando los empleados pertenecían a una corporación pública, el personal hoy pertenece a un operador privado. No existe, por tanto, una garantía automática de retención del talento crítico.



PUNTO CLAVE

“A diferencia de la transición AEE–LUMA, hoy no hay garantía de retener el talento crítico.”

Daniel Hernández Morales, PE

Ingenieros, operadores de centro de control, técnicos de subestaciones, especialistas en protección, planificación y sistemas —muchos con décadas de experiencia en la red local— son esenciales para la continuidad del servicio. La pérdida de ese conocimiento institucional introduce un riesgo operacional inmediato, especialmente en un sistema ya frágil y altamente expuesto a eventos externos.

Además, el operador controla sistemas esenciales: manejo de interrupciones, centro de control, datos de clientes, plataformas de

facturación y ciberseguridad. La transferencia de estos sistemas no es trivial. Requiere procesos estructurados, validaciones, entrenamiento y coexistencia operativa durante meses. Cualquier ruptura en esa cadena aumenta la probabilidad de fallas, errores y retrasos en la atención al cliente.

El personal técnico ya ha atravesado una transición compleja en años recientes. Someterlo nuevamente a un proceso de incertidumbre —con posibles cambios de empleador, condiciones laborales y estructuras de mando— incrementa el desgaste, afecta la moral y acelera la fuga de talento. Los despidos recientes ya han tenido un impacto tangible en la capacidad de respuesta del sistema.

Un sistema eléctrico que enfrenta retos estructurales severos no puede permitirse perder más conocimiento ni estabilidad operacional. La transición, mal manejada, puede convertirse en un multiplicador de riesgos en lugar de una solución.

7. La raíz del problema: dos fallas estructurales que ningún cambio de operador resuelve

Confiabilidad y costo: los dos ejes de la crisis energética

El problema energético de Puerto Rico tiene **dos causas raíz claramente identificables**:

- 1. la **falta de confiabilidad del sistema**, reflejada en apagones frecuentes y prolongados, y
- 2. el **alto costo de la energía**, que mantiene a la Isla entre las jurisdicciones más caras de Estados Unidos y el Caribe.

Ambos problemas están interrelacionados, pero **no tienen el mismo origen ni se resuelven con las mismas herramientas**. Y, más importante aún, **ninguno se corrige automáticamente sustituyendo al operador de transmisión y distribución**.

La falta de confiabilidad responde, principalmente, a una infraestructura envejecida y frágil: subestaciones obsoletas, líneas en mal estado, equipos sin redundancia y décadas de inversión diferida. Estos activos físicos —no el operador— explican la mayoría de los apagones que experimentan los clientes. Cambiar quién administra la red no cambia su condición estructural.

El alto costo de la energía, por su parte, tiene una causa distinta y aún más determinante: **la estructura de generación**. Con tarifas que rondan los **28 ¢/kWh**, el principal componente de la factura no es la operación de transmisión y distribución, sino la **cláusula de compra de combustible**, que representa **más del 40 % del total**. Ese costo está directamente vinculado a una flota de generación antigua e ineficiente, que consume mucho más combustible del necesario para producir la misma energía.

Aquí está el punto central:

- **Los apagones no se resuelven cambiando de operador, sino modernizando la red.**
- **El costo de la luz no baja cambiando de operador, sino modernizando la generación.**

Mientras el debate público se concentre en quién opera el sistema, sin atender estas dos raíces técnicas, el país seguirá administrando la crisis en lugar de resolverla.


Conclusión: lo que está en juego no es un contrato, sino el futuro energético del país

El debate sobre el contrato de LUMA ha puesto en primer plano un malestar real con el sistema eléctrico. Sin embargo, el análisis técnico confirma que los problemas de fondo de Puerto Rico no se limitan al operador. Las dos fallas estructurales —la falta de confiabilidad y el alto costo de la energía— tienen raíces más profundas que ningún cambio contractual puede resolver por sí solo.

Los apagones responden a una red envejecida que requiere modernización, mientras que el alto costo de la energía proviene de una estructura de generación ineficiente y dependiente del combustible. Cambiar de operador no corrige automáticamente ninguna de estas realidades.

Puerto Rico enfrenta una decisión clara: seguir administrando la crisis con parches o ejecutar una transformación técnica bien planificada. La verdadera pregunta es si estamos dispuestos a hacerlo con rigor técnico, estabilidad institucional y visión de largo plazo.

Pongamos a Puerto Rico primero.



PUNTO CLAVE

“Lo que está en juego no es un contrato, sino la capacidad del país de resolver la confiabilidad y el costo de la energía.

Daniel Hernández Morales, PE

Sobre el autor y ediciones anteriores de PRET®

Sobre el autor

Daniel Hernández Morales es ingeniero electricista con más de 35 años de experiencia en generación, transmisión y distribución de energía en Puerto Rico. Ha liderado iniciativas clave en el sector público y privado, entre ellas:

- **Vicepresidente de Operaciones en Genera PR (2023–2025):** dirigió la estabilización de la flota generatriz, el lanzamiento de 430 MW en almacenamiento con baterías (BESS) y proyectos críticos de recuperación.
- **Director de Renovables a Gran Escala en LUMA (2021–2023):** lideró la interconexión técnica y regulatoria de proyectos solares y eólicos.
- **Director de Generación en la AEE (2018–2021):** supervisó la operación de la flota durante eventos como los terremotos de 2020 y la pandemia.

Durante su carrera en la AEE (1989–2018) fue jefe de subestaciones y líder en protección eléctrica, impulsando la modernización e innovación de sistemas críticos. Actualmente es Director Técnico del Proyecto Hostos, donde lidera la coordinación estratégica, regulatoria y técnica de esta iniciativa binacional.

Es también fundador y editor de PRET – Puerto Rico Energy Transformation, una plataforma técnica dedicada a la política energética y la planificación del sistema. Además, se desempeña como consultor estratégico independiente, asesorando a agencias, reguladores y desarrolladores en temas de integración de energías renovables, interconexión, protección eléctrica y planificación regional.

Ediciones anteriores de PRET

Las ediciones están disponibles para acceso público a través de la página del CIAPR:

<https://www.ciapr.org/pret/>

1. **FEBRERO 2025** – 100% Energía Renovable: ¿Cómo lograrlo sin comprometer la estabilidad eléctrica?
2. **MARZO 2025** – El futuro energético de PR: ¿Está listo el sistema para 1,000 MW más de renovables en 2027?
3. **ABRIL 2025** – Análisis técnico y propuestas ante la orden del Negociado de Energía sobre nueva generación
4. **MAYO 2025** – Lo que los apagones de España y Puerto Rico revelan sobre nuestros sistemas eléctricos
5. **JUNIO 2025** – Servicios Ancilares: la columna vertebral del sistema eléctrico moderno
6. **JULIO 2025** – Interconexión eléctrica PR–RD: Viabilidad y beneficios para la transformación energética del Caribe
7. **AGOSTO 2025** – El trilema energético de Puerto Rico: tarifas, deuda y desarrollo
8. **SEPTIEMBRE 2025** – Tres prioridades urgentes para transformar el sistema eléctrico de Puerto Rico
9. **OCTUBRE 2025** – Generación Moderna: la ruta para reducir apagones y bajar tarifas
10. **NOVIEMBRE 2025** – Estudios de Ingeniería y un Plan Maestro: la receta para la transformación eléctrica.
11. **DICIEMBRE 2025** – El costo real de la energía y el desafío del 2026

