



Ing. Daniel Hernández,
PE, MEM
PRET -Founder & Editor
daniel1616pr@yahoo

EL FUTURO ENERGÉTICO DE PR: ¿ESTÁ LISTO EL SISTEMA PARA 1,000 MW MÁS DE RENOVABLES EN EL 2027?

La transición hacia un sistema energético 100% renovable en Puerto Rico depende en gran medida del desarrollo y la implementación de soluciones como el almacenamiento de energía y tecnología flexible de generación. Los recursos flexibles son un elemento clave para garantizar la estabilidad del sistema, permitir una mayor penetración de energías renovables y reducir la dependencia de generadores convencionales.

Este artículo analiza el impacto de las fuentes de energía renovable en

la flota de generación térmica existente y presenta un pronóstico sobre el desempeño del sistema en 2027 ante la inminente incorporación de más de 800 MW de nuevos proyectos renovables a gran escala, junto con 200 MW adicionales en sistemas distribuidos.

INTRODUCCIÓN

La integración de energías renovables en el sistema eléctrico ha traído consigo importantes beneficios, como la reducción de emisiones y una menor dependencia de combustibles fósiles. Sin embargo, también plantea desafíos operativos para la flota de generación termoeléctrica (TEGs), que debe adaptarse a las variaciones en la producción de energía eólica y solar.

A diferencia de las fuentes convencionales, que ofrecen generación estable y controlable, las renovables presentan fluctuaciones debido a factores climáticos. Estas variaciones impactan directamente la operación de los generadores térmicos, afectando su estabilidad, eficiencia y tiempo de vida útil. A continuación, se detallan los principales retos que

enfrentan los TEGs en un sistema con alta penetración de renovables: **intermitencia y rampas de generación, balance de carga y gestión térmica.**

1 Intermitencia (Rampas): La variabilidad del viento y la radiación solar puede generar fluctuaciones bruscas en la red, lo que requiere que los generadores termoeléctricos ajusten su producción rápidamente. Estos cambios de carga acelerados pueden generar estrés mecánico y térmico en los equipos, aumentando el desgaste y el riesgo de fallas.

2 Balance de Carga (Operación Mínima): Durante las horas de alta generación renovable, los generadores térmicos se ven obligados a reducir su producción a niveles en los que las unidades de vapor enfrentan limitaciones técnicas y ambientales.

3 Gestión Térmica (Ciclos de Operación): Los generadores termoeléctricos requieren condiciones estables para operar de manera eficiente. Sin embargo, la variabilidad de las renovables provoca ciclos frecuentes de operación entre producción máxima y mínima, así como cambios abruptos de temperatura, lo que afecta la integridad de los componentes y reduce la eficiencia del sistema.

LIMITACIONES OPERATIVAS DE LOS GENERADORES DE VAPOR ANTE LA ALTA PENETRACIÓN RENOVABLE

Actualmente, los sistemas de energía renovable, principalmente de tecnología solar y eólica, aportan una capacidad integrada de más de 1,100 MW, como se muestra en la Ilustración 1. Dentro de la categoría de proyectos a gran escala, que entraron en operación comercial entre 2011 y 2017, la capacidad instalada es de 253 MW, mientras que las instalaciones distribuidas (principalmente en techos) suman aproximadamente 850 MW. Ambas tecnologías presentan un comportamiento similar, caracterizado por una generación variable que se mantiene durante aproximadamente 4 a 5 horas diarias, lo que equivale a solo un 21% del tiempo. Esta

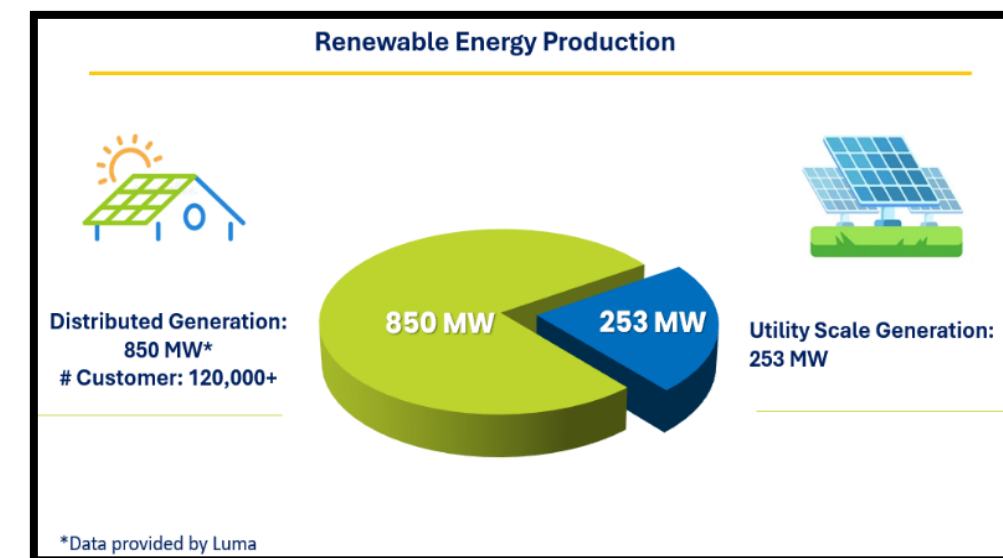


Ilustración 1 Capacidad Actual de Fuentes de Generación Renovable

capacidad renovable, superior a los 1,100 MW, excede significativamente la capacidad de cualquiera de las plantas de generación convencional del sistema eléctrico de Puerto Rico, como se observa en la Ilustración 2.

Durante las horas de mayor producción solar y eólica, es decir, entre las 10 a.m. y las 3 p.m., la generación renovable aporta estos 1,100 MW, lo que obliga a las plantas de generación convencional a reducir su producción para mantener la estabilidad del sistema. Esta dinámica operativa diaria ejerce presión sobre los generadores convencionales, la mayoría de los cuales utilizan tecnología termoeléctrica, es decir, producen energía a partir de vapor generado en calderas.

Como se observa en la Ilustración 2, dentro de la flota de generación base de la AEE, las unidades **Palo Seco 3 y 4, San Juan 7 y 9, Costa Sur 5 y 6**, así como la planta del operador **AES**, operan con tecnología de vapor, representando actualmente más del **72% de la producción eléctrica**. Por otro lado, dentro de este grupo de generadores base, solo las unidades **San Juan 5 y 6, junto con EcoEléctrica**, utilizan tecnología de **turbinas de combustión**.

Además, cuando la generación renovable alcanza su máxima capacidad, generalmente alrededor del mediodía, los generadores convencionales deben reducir su producción hasta su nivel operativo mínimo. Sin embargo, debido a limitaciones técnicas y ambientales, estos generadores no pueden disminuir su generación por debajo de un umbral mínimo establecido, lo que puede afectar la estabilidad del sistema eléctrico y generar ineficiencias operativas.

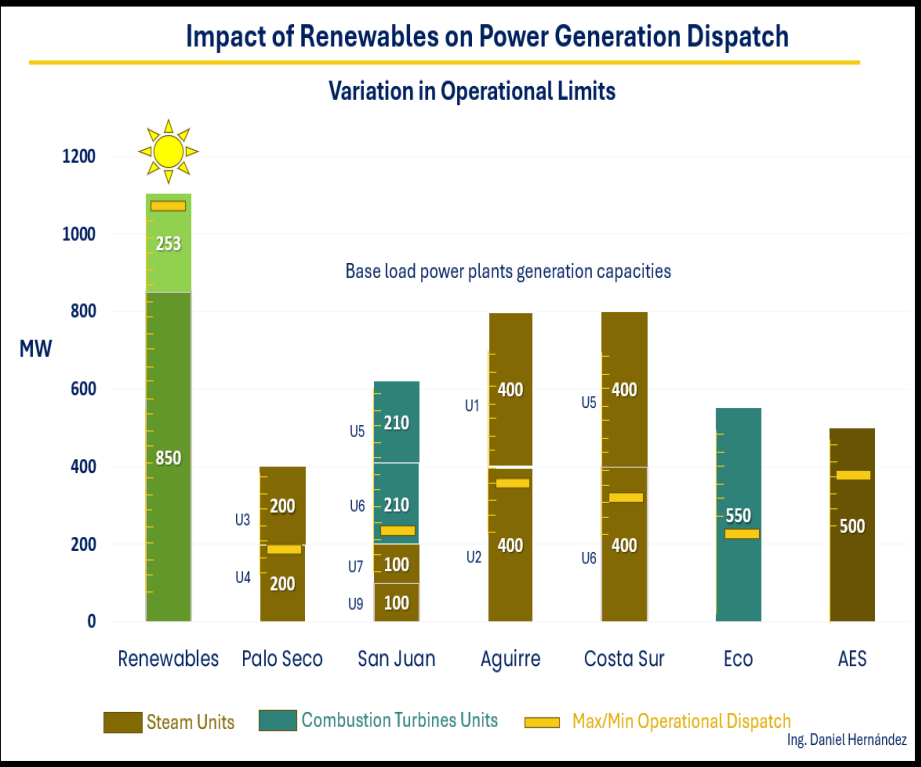


Ilustración 2 Impacto de las energías renovables en el despacho de generación de las plantas convencionales

Efectos de las Fuentes Renovables Distribuidas sobre la Curva de Demanda

Antes de la incorporación de las energías renovables, la curva típica de demanda presentaba dos picos de consumo: el primero entre las 12:00 p.m. y la 1:00 p.m., y el segundo entre las 8:00

p.m. y las 9:00 p.m. Sin embargo, con la integración de sistemas solares en los techos de las residencias, el comportamiento de la demanda ha cambiado significativamente. Durante las horas de mayor irradiación solar, muchos de estos clientes generan el 100% de su consumo y exportan el exceso de energía a la red a través del programa de medición neta.

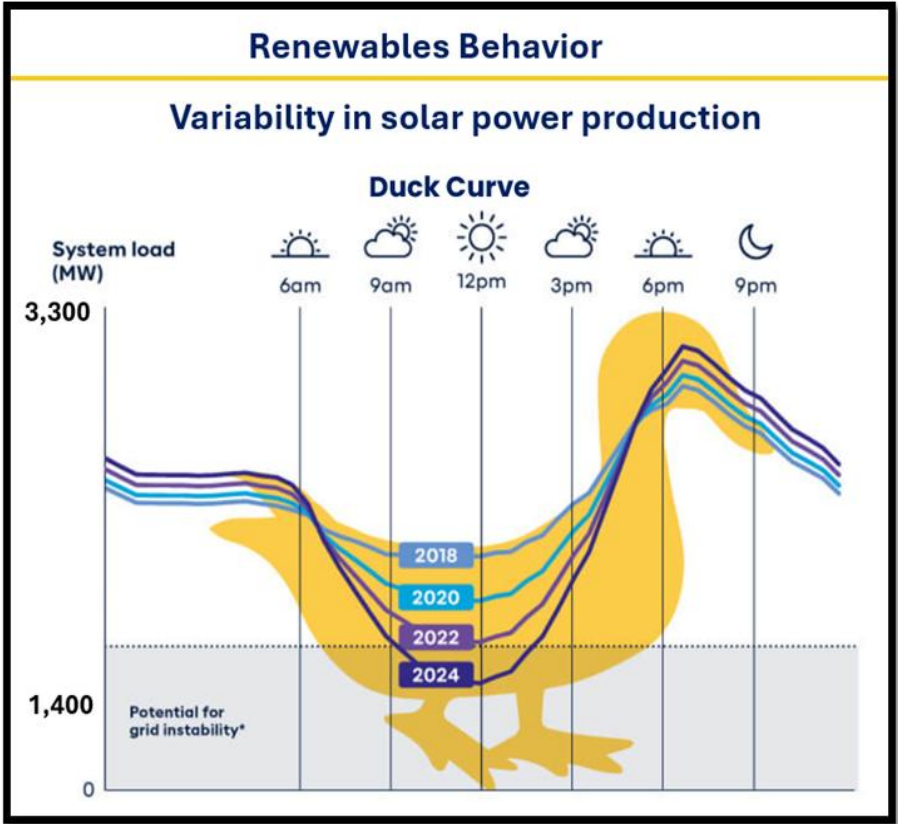


Ilustración 3 Efectos de los renovables sobre la curva de demanda

Desde el punto de vista del sistema eléctrico, este fenómeno se traduce en una reducción de la demanda entre las 10:00 a.m. y las 3:00 p.m. En otras palabras, la producción de energía solar ha reemplazado el pico de demanda que anteriormente ocurría al mediodía por una disminución de consumo en la red, excepto en días nublados o lluviosos, cuando la generación fotovoltaica es menor.

En la industria eléctrica, este cambio en el comportamiento de la demanda se conoce como la **curva del pato** (*Duck Curve*). La Ilustración 3 muestra la transformación de la curva de demanda con el aumento de la penetración de fuentes renovables.

Limitaciones de las Unidades de Vapor para Manejar la Curva de Demanda

Las centrales térmicas convencionales están diseñadas principalmente para **operar de manera continua a plena carga** y no para responder con rapidez a fluctuaciones en la oferta y la demanda de electricidad. Con el crecimiento de las energías renovables intermitentes, como la solar y la eólica, las centrales térmicas enfrentan dificultades para adaptarse a la variabilidad en la generación y la demanda.

En particular, dos desafíos críticos afectan su operación: **la capacidad de rampa** y **la operación en carga mínima**.

Restricciones en las Rampas Diarias

En el contexto de la generación eléctrica, una rampa se refiere a la tasa de cambio de la producción de una central eléctrica en un período de tiempo determinado. Es decir, la capacidad de una unidad generadora para aumentar (rampa ascendente) o disminuir (rampa descendente) su nivel de producción de electricidad.

Con la incorporación de energías renovables, los cambios en la carga o demanda eléctrica pueden ocurrir tanto por variaciones en el consumo de energía como por fluctuaciones repentinas en la producción renovable. Estos cambios se reflejan en la curva de demanda como **rampas ascendentes o descendentes**, las cuales pueden comprometer la estabilidad del sistema si no se cuenta con recursos de generación lo suficientemente flexibles para responder a estas variaciones.

Los factores clave de una rampa son:

- 1. Velocidad de rampa: Expresada en MW por minuto, indica la rapidez con la que una planta puede aumentar o disminuir su producción de energía.
- 2. Flexibilidad operativa: Determina la capacidad de la planta para responder de manera eficiente a cambios en la demanda o en la generación de energía renovable.
- 3. Estabilidad del sistema: Una red eléctrica requiere generación flexible para compensar las variaciones en la producción de fuentes intermitentes como la solar y la eólica, asegurando así el equilibrio y la confiabilidad del sistema.

La capacidad de respuesta varía según el tipo de tecnología de generación. En los **generadores de vapor**, la velocidad típica de rampa se encuentra entre **3 y 5 MW por minuto**, mientras que las **turbinas de gas** con tecnología moderna pueden alcanzar hasta **30 MW por minuto**.

La capacidad de una planta para realizar cambios rápidos en su generación es fundamental para garantizar la estabilidad en sistemas con alta penetración de energías renovables. La variabilidad del sol y el viento puede provocar fluctuaciones impredecibles en la red, por lo que contar con generación flexible es clave para mantener el equilibrio del sistema.

Con los **1,100 MW de energías renovables** actualmente integrados en el sistema eléctrico de Puerto Rico, ya se experimentan **rampas descendentes** que, en algunos casos, superan la capacidad de respuesta de los generadores convencionales.

Cuando la variabilidad de las fuentes renovables excede la capacidad de respuesta rápida (*rampa*) del sistema de generación, se produce un **desbalance entre la generación y la demanda**. Esto puede provocar interrupciones parciales del servicio eléctrico a los clientes, conocidas como **relevos de carga**, como mecanismo de protección para evitar afectaciones mayores en la estabilidad del sistema.

La **Ilustración 4** muestra un ejemplo real de la curva de demanda del sistema eléctrico de Puerto Rico, donde se registran varios eventos de **rampas ascendentes y descendentes** durante el período de mayor producción renovable del día (**25 de febrero de**

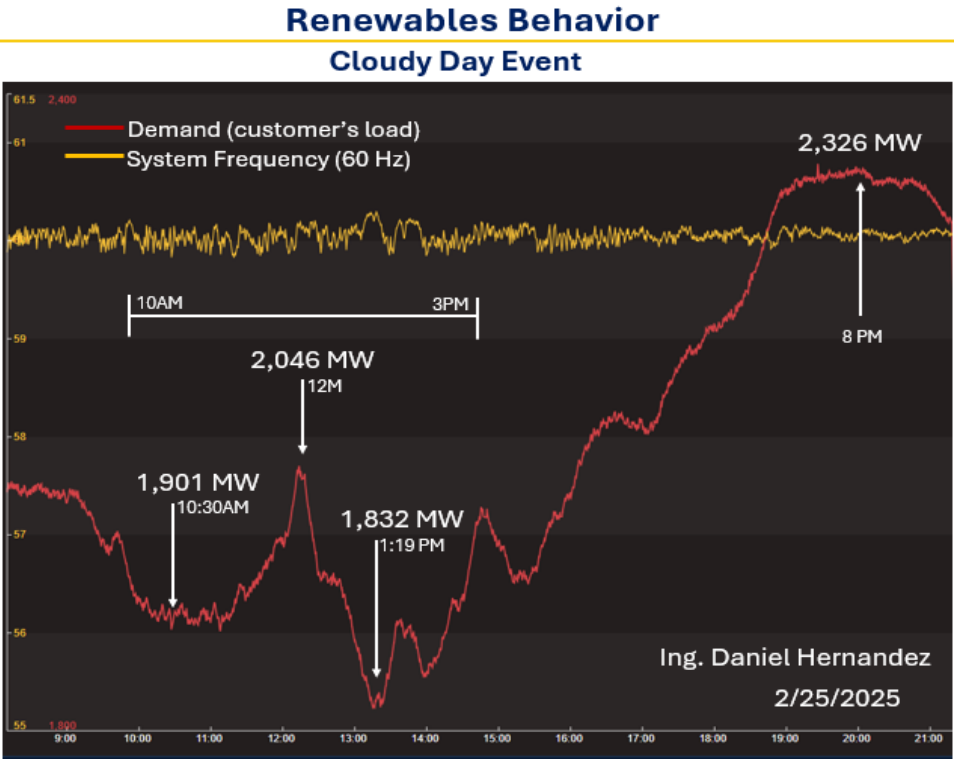


Ilustración 4 Ejemplo de un evento variabilidad de las energías renovables sobre la curva de demanda

2025), entre las 10:00 a.m. y las 3:00 p.m.

Como se observa, a las 10:30 a.m., la demanda se sitúa en 1,901 MW, aumentando a 2,046 MW a las 12:00 p.m., para luego descender a 1,832 MW a la 1:19 p.m. Posteriormente, la demanda

comienza a incrementarse nuevamente a medida que la generación renovable disminuye en la tarde, hasta alcanzar un pico de demanda de 2,326 MW ese día.

Paralelamente a estos cambios en la demanda, la flota de generación convencional debe responder aumentando o disminuyendo su producción de manera proporcional para mantener la estabilidad del sistema y el equilibrio entre la generación y el consumo.

Este patrón de variabilidad se intensificará a medida que avance la transición hacia las metas de energías renovables, lo que refuerza la necesidad de **incorporar recursos flexibles** que ayuden a mitigar estos desafíos operativos y garanticen la confiabilidad del sistema eléctrico.

Restricciones en la Operación de Carga Mínima

En el caso de las plantas de vapor de la AEE, existen diversas restricciones técnicas y regulatorias que limitan su capacidad para reducir la generación por debajo de ciertos niveles. Estas unidades no solo enfrentan limitaciones en la rampa, sino que también deben cumplir con restricciones de carga mínima impuestas tanto por razones operativas como por regulaciones ambientales, especialmente aquellas relacionadas con los permisos de emisiones.

Una de las principales problemáticas ocurre durante los días de alta irradiación solar. En estos periodos, muchos clientes con generación propia, como los que poseen sistemas fotovoltaicos, producen gran parte de su consumo eléctrico, reduciendo drásticamente la demanda en la red. Esta situación puede ser observada en días de alta penetración solar, como lo refleja la ilustración 5 con la curva de carga del 2 de marzo de 2025.

La curva de demanda de ese día registró un **mínimo de 1,370 MW a las 11:00 a.m.**, lo que representa un desafío tanto en términos de **limitaciones técnicas** como en el **despacho económico**.

Operar a capacidades mínimas reduce la eficiencia de las unidades de vapor y limita su capacidad para responder automáticamente a variaciones en la frecuencia del sistema, afectando la estabilidad operativa de la red.

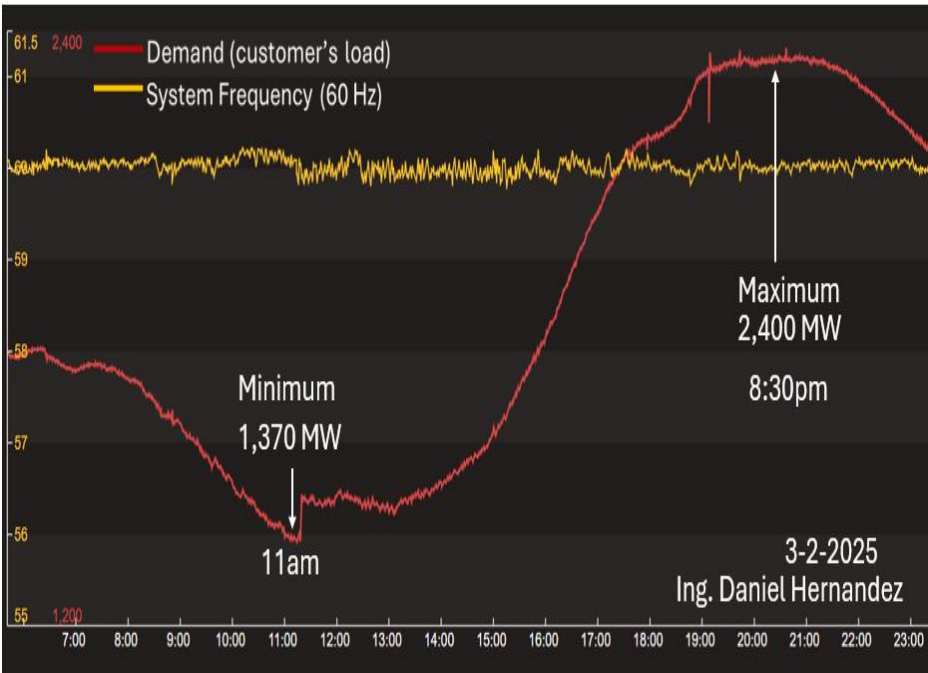


Ilustración 5 Ejemplo de un evento de carga mínima

Ante esta situación, es natural preguntarse por qué no se retiran estas unidades del servicio durante las horas de menor demanda. La principal razón es que esta tecnología no permite apagados y encendidos diarios, como sí ocurre con las turbinas de gas. El arranque de las unidades de vapor requiere muchas horas y conlleva múltiples variaciones de temperatura y presión, lo que afecta componentes clave, disminuye su vida útil y representa otros desafíos técnicos.

Sin duda, estas limitaciones tecnológicas son un obstáculo para avanzar hacia una mayor integración de fuentes renovables. Esto se debe, principalmente, a la falta de recursos flexibles en el sistema, como el almacenamiento de energía en baterías o el uso de turbinas de gas, entre otros.

Se estima que, para el año 2027, la generación distribuida podría alcanzar una capacidad cercana a los 1,000 MW, frente a los 850 MW actuales. Sin embargo, las limitaciones de los generadores térmicos actualmente en operación podrían representar un obstáculo para continuar avanzando hacia las metas de energía renovable establecidas en la Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico.

POSIBLE EFECTO SOBRE LOS MÍNIMOS OPERACIONALES CON LA INTERCONEXIÓN DE LOS SIGUIENTES 1,000 MW DE GENERACIÓN RENOVABLE

El Negociado de Energía de Puerto Rico ha establecido seis tramos o procesos competitivos con el objetivo de añadir 3,750 MW de energía renovable y 1,500 MW de almacenamiento en baterías. Hasta la fecha, se han aprobado poco más de 800 MW en proyectos de fincas solares y aproximadamente 435 MW en almacenamiento.

A pesar de los desafíos asociados a la interconexión, el financiamiento y la construcción, se proyecta que estos proyectos entren en operación comercial entre 2026 y 2027. Por otro lado, la generación distribuida, que actualmente suma alrededor de 850 MW, podría alcanzar o incluso superar los 1,000 MW para 2027.

En conjunto, la capacidad renovable instalada en los próximos dos años podría acercarse a los 2,000 MW, al combinar los proyectos a gran escala ya aprobados con el crecimiento de los sistemas distribuidos. Este incremento significativo plantea posibles efectos sobre los mínimos operacionales del sistema eléctrico, dado que requerirá una mayor flexibilidad para integrar eficientemente la generación intermitente sin comprometer la estabilidad del sistema.

Ante este escenario, es previsible que la curva de demanda se reduzca por debajo de los 1,200 MW durante las horas de mayor

irradiación solar, un nivel que la flota actual de generadores térmicos no podrá sostener sin la incorporación de recursos flexibles adicionales. De no contar con estos recursos, el sistema enfrentará un exceso de generación solar que deberá gestionarse mediante la limitación de su inyección a la red (*curtailment*) o la salida temporal de generadores de combustión, como las unidades San Juan 5 y 6 o EcoEléctrica, durante el día.

Ambas alternativas implican mayores costos de operación y una reducción en la disponibilidad de algunas de las unidades más confiables del sistema eléctrico, comprometiendo así la estabilidad y seguridad del suministro.

Para mitigar estos efectos y maximizar la integración de energía renovable sin comprometer la confiabilidad del sistema, se recomiendan las siguientes acciones:

- 1. **Acelerar e incentivar la instalación de sistemas de almacenamiento de energía en baterías**, que permitan absorber el exceso de generación solar durante el día y liberarla en las horas pico de demanda.
- 2. **Implementar programas de gestión de demanda** y fomentar el uso de tecnologías como cargadores inteligentes para vehículos eléctricos, que puedan alinearse con los momentos de mayor generación solar.
- 3. **Optimizar la planificación y coordinación de los proyectos de interconexión**, tanto a gran escala como distribuidos, para evitar cuellos de botella en la red y maximizar el aprovechamiento de la energía limpia disponible.

El Papel Clave del Almacenamiento en Baterías

Una solución a corto plazo para mitigar estos desafíos es la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía con baterías. Estas deberán cargarse durante las horas de mayor producción solar, lo que, desde el punto de vista del sistema, representará un aumento en la carga para mitigar los problemas

asociados a los mínimos técnicos operacionales de los generadores térmicos. Además, las baterías desempeñarán un papel crucial al proporcionar flexibilidad operativa y estabilidad a la red. A continuación, se detallan sus principales beneficios:

1. Absorción del Exceso de Energía Solar

- Durante las horas de mayor producción solar, las baterías pueden almacenar el excedente de energía en lugar de inyectarlo directamente a la red.
- Esto ayuda a evitar que los generadores térmicos tengan que reducir su producción más allá de sus límites técnicos, optimizando la estabilidad del sistema.

2. Reducción de las Rampas Descendentes

- Sin almacenamiento, los generadores térmicos deben reducir drásticamente su producción durante el mediodía y luego aumentar rápidamente en la tarde cuando la producción solar cae.
- Con baterías, se puede suavizar la transición, liberando la energía almacenada de manera controlada y reduciendo el estrés en los generadores térmicos.

3. Mayor Estabilidad en la Red

- Las baterías pueden proporcionar respaldo de frecuencia y voltaje, lo que permite que los generadores térmicos operen de manera más estable.
- Además, pueden actuar como una fuente de reserva rápida, evitando apagones en caso de variaciones inesperadas en la generación solar.

4. Optimización del Despacho Económico

- En lugar de operar generadores térmicos de manera ineficiente en carga mínima, las baterías permiten

maximizar el uso de energía renovable, reduciendo costos de combustible y mantenimiento.

- Durante la noche, cuando la demanda aumenta y la energía solar ya no está disponible, las baterías pueden descargar la energía almacenada, reduciendo la necesidad de arranques adicionales de unidades térmicas.

Para tener una transición exitosa a fuentes de energía limpia es imprescindible incorporar proporcionalmente fuentes flexibles que apoyen la variabilidad y los retos operacionales que presentan las energías renovables.

Los **recursos flexibles de generación** son tecnologías capaces de ajustar rápidamente su producción de energía en respuesta a cambios en la demanda o variaciones en la generación de fuentes intermitentes como la solar y la eólica. Estos recursos desempeñan un papel clave en la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico, especialmente en redes con alta penetración de energías renovables.

A medida que aumente la capacidad renovable instalada, especialmente con la proyección de cerca de 2,000 MW adicionales hacia 2027, el sistema eléctrico de Puerto Rico enfrentará una curva de demanda más pronunciada que requerirá gestionar esa variabilidad de forma eficiente. Con ese propósito, se sugiere una combinación estratégica de tecnologías renovables, recursos flexibles y mejoras en la gestión de la demanda. Esta mezcla energética es fundamental para:

- Minimizar el *curtailment* de energía solar.
- Reducir la dependencia de unidades térmicas inflexibles.
- Mejorar la resiliencia del sistema ante eventos no planificados.
- Alcanzar de forma sostenible las metas de energía limpia establecidas por ley

Tecnologías de generación flexible

1. Turbinas de gas de rápida respuesta

- ◆ Arrancan en minutos y pueden operar a distintas cargas, adaptándose a la demanda.
- ◆ Ideales para suplir energía cuando la producción renovable cae inesperadamente.

3. Motores de combustión interna

- ◆ Pueden encenderse y apagarse rápidamente sin perder eficiencia.
- ◆ Operan en diferentes niveles de carga sin comprometer su rendimiento.

4. Hidroelectricidad con respuesta rápida

- ◆ Las plantas hidroeléctricas de embalse o bombeo pueden ajustar su generación en segundos.
- ◆ Las centrales de bombeo actúan como baterías de gran escala, almacenando energía al bombear agua a un embalse elevado durante horas de baja demanda y liberándola cuando la demanda aumenta.

5. Respuesta de la demanda (Demand Response)

- ◆ Programas que ajustan el consumo de los usuarios en tiempo real para equilibrar la red.
- ◆ Disminuyen la necesidad de generación adicional en momentos de alta demanda.

Conclusión

La transición hacia un sistema energético con una mayor participación de fuentes renovables en Puerto Rico representa un gran avance en la reducción de emisiones y la independencia de combustibles fósiles. Sin embargo, este cambio también conlleva desafíos operativos significativos, especialmente para los generadores térmicos que deben adaptarse a la variabilidad de la energía solar y eólica.

Para garantizar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico, es fundamental incorporar **recursos flexibles de generación**, como el almacenamiento de energía en baterías, turbinas de gas de rápida respuesta, generación hidroeléctrica con bombeo y mecanismos de respuesta de la demanda. Estas tecnologías permitirán mitigar los efectos de la intermitencia renovable, reducir las rampas abruptas en la curva de demanda y optimizar la operación de las plantas térmicas al evitar que operen en condiciones ineficientes.

De cara al 2027, con la incorporación de más de 1,000 MW de nueva capacidad renovable, es imprescindible que el sistema eléctrico evolucione con una planificación estratégica que integre soluciones tecnológicas avanzadas. Solo así se podrá garantizar un suministro eléctrico confiable, eficiente y sostenible, alineado con las metas de energía renovable establecidas en la política pública de Puerto Rico.

BIO Daniel Hernández Morales

El ingeniero Daniel Hernández Morales es un profesional experimentado en el sector energético de Puerto Rico, con más de 35 años de experiencia en ingeniería eléctrica y liderazgo en los ámbitos de generación, transmisión y distribución. En marzo de 2023, asumió el cargo de Vicepresidente de Operaciones en Genera PR como parte de sus servicios de consultoría. En este rol, lideró la conceptualización de proyectos estratégicos clave para estabilizar el sistema de generación, entre los que se incluyen:

- **El proyecto del Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS) de 430 MW**, diseñado para mejorar la flexibilidad operativa y la confiabilidad del sistema mientras se estabiliza la red, con una reducción esperada en los cortes de suministro de hasta el 90%.
- **El Programa de Reemplazo de Componentes Críticos**, concebido para modernizar la infraestructura de generación y

reducir en un 50% las fallas forzadas de los generadores, garantizando así la estabilidad del sistema a largo plazo.

De 2021 a 2023, se desempeñó como Director de Proyectos Renovables en LUMA Energy, facilitando la interconexión estratégica de proyectos renovables a gran escala.

Durante sus 32 años en PREPA, ocupó diversos cargos de liderazgo, entre ellos Director de Generación, Jefe de Subestaciones y Gerente de Puesta en Marcha. Como ingeniero de puesta en marcha, lideró la integración de numerosos proyectos de energía renovable que actualmente operan en Puerto Rico. Además, impulsó iniciativas en sistemas de protección, mantenimiento de subestaciones, transmisión y distribución, desempeñando un papel crucial en el fortalecimiento de la confiabilidad y modernización de la red eléctrica.

Con una visión estratégica y una sólida experiencia técnica, continúa siendo una pieza clave en la transformación energética de Puerto Rico. Como fundador y editor de PRET, ahora se dedica a proporcionar orientación, asesoría y visión para apoyar la transición de la isla hacia un sistema energético moderno, confiable y sostenible.