



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

Puerto Rico, por mandato de ley, ha trazado el camino hacia una matriz 100% renovable. Sin embargo, para que este objetivo sea alcanzable y técnicamente viable, es indispensable garantizar las condiciones mínimas de estabilidad operativa del sistema eléctrico.

La incorporación masiva de fuentes renovables variables — como la solar fotovoltaica y la eólica— introduce retos significativos para la operación del

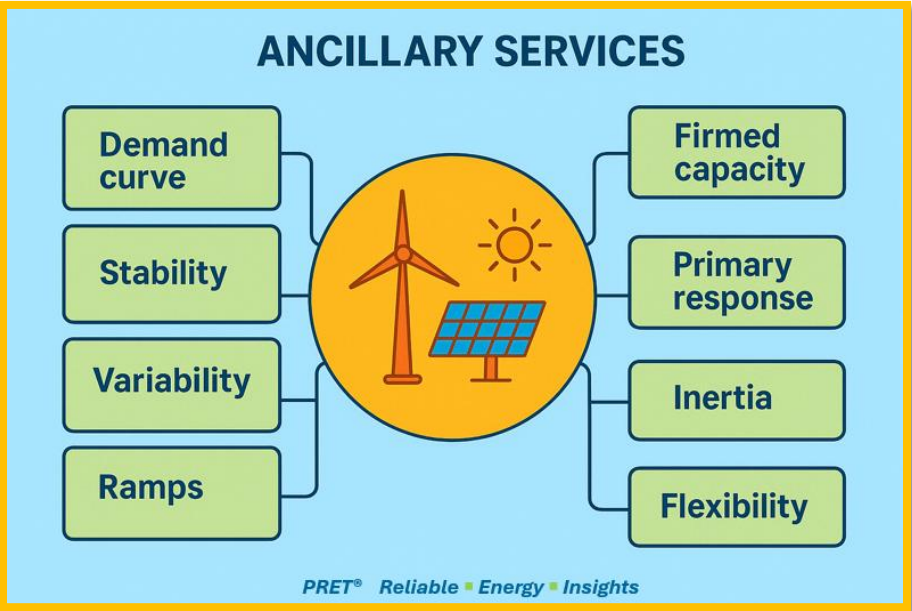
sistema. Su naturaleza intermitente, no despachable y dependiente del recurso climático implica que, por sí solas, no pueden ofrecer los atributos técnicos que tradicionalmente aportaban las plantas térmicas: **inercia, regulación de frecuencia, soporte de voltaje, entre otros.**

En ausencia de esos atributos, se vuelve obligatorio que otros recursos energéticos —como las baterías (BESS) o plantas de respaldo flexibles— **provean servicios ancilares** que permitan mantener el sistema estable, confiable y seguro.

En este artículo repasamos los principales servicios ancilares que son esenciales para la operación continua y estable de cualquier sistema eléctrico con alta penetración renovable, y por qué su planificación debe ser parte integral de la transición energética en Puerto Rico.

¿QUÉ SON LOS SERVICIOS ANCILARES?

Todo sistema eléctrico confiable debe operar bajo tres principios fundamentales: balance, firmeza y despachabilidad. Para alcanzar estos atributos, el sistema requiere una serie de



servicios ancilares, funciones técnicas esenciales que no generan energía directamente, pero que hacen posible la transmisión y distribución de la energía desde las plantas o fuentes de generación hasta cada cliente, asegurando que la señal eléctrica llegue con los parámetros adecuados de frecuencia y voltaje.

Su propósito principal es mantener en tiempo real el equilibrio dinámico entre la generación y la demanda. Este balance es crítico para evitar desviaciones en la frecuencia del sistema, que en el caso de Puerto Rico debe mantenerse en 60 Hz.

⚖ Cuando la demanda aumenta, la generación debe aumentar. Si la demanda disminuye, la generación debe bajar. Esta relación debe cumplirse en milisegundos para evitar desbalances que puedan comprometer la estabilidad operativa, disparar protecciones o incluso provocar apagones en cascada.

Los servicios ancilares son el sistema nervioso del sistema eléctrico. Sin ellos, ni la energía más limpia puede operar de forma segura.

Entre los servicios más relevantes se encuentran:

1. REGULACIÓN DE FRECUENCIA (PRIMARIA, SECUNDARIA Y TERCIARIA)

Cada vez que ocurre un cambio abrupto entre la generación y la demanda —por ejemplo, cuando una nube densa reduce la salida de un parque solar o cuando se desconecta repentinamente un generador— se produce un **desbalance inmediato** que afecta la frecuencia del sistema. Si la generación cae por debajo de la demanda, la frecuencia disminuye peligrosamente, y en muchos casos **se activan relevos de carga**, desconectando miles de clientes para intentar restablecer el equilibrio.

Por otro lado, si la generación excede la demanda repentinamente, la frecuencia aumenta, lo que también puede provocar la desconexión de unidades generadoras. **Este fue uno de los factores observados en el apagón reciente en España.**

Antes de la integración masiva de renovables, los cambios en la demanda eran relativamente predecibles y graduales, siguiendo los patrones de consumo diarios. Las plantas térmicas estaban diseñadas para responder a esos cambios lentamente. Sin embargo, estas unidades **no están diseñadas para responder con rapidez** a las **rampas abruptas** provocadas por la variabilidad solar y eólica. Esto las hace **poco compatibles** con la nueva dinámica del sistema.

Para manejar esta realidad operativa, el sistema necesita contar con **tres tipos de regulación de frecuencia**, que deben estar provistos por recursos con capacidad de respuesta rápida y control automático.

Regulación primaria

Es la respuesta **automática** del sistema ante una desviación súbita de frecuencia, como la pérdida de una planta o una caída abrupta en la producción solar o eólica.

Esta regulación debe activarse **sin intervención humana** y mantenerse durante los primeros segundos del evento.

La efectividad de la regulación primaria se optimiza cuando se combina una respuesta de frecuencia ultra rápida — como la que ofrecen los BESS con inversores avanzados— con la acción de los sistemas de control de los *governors* de los generadores síncronos, los cuales deben comenzar a responder dentro de los primeros **2 segundos** del evento.

Puede ser provista por:

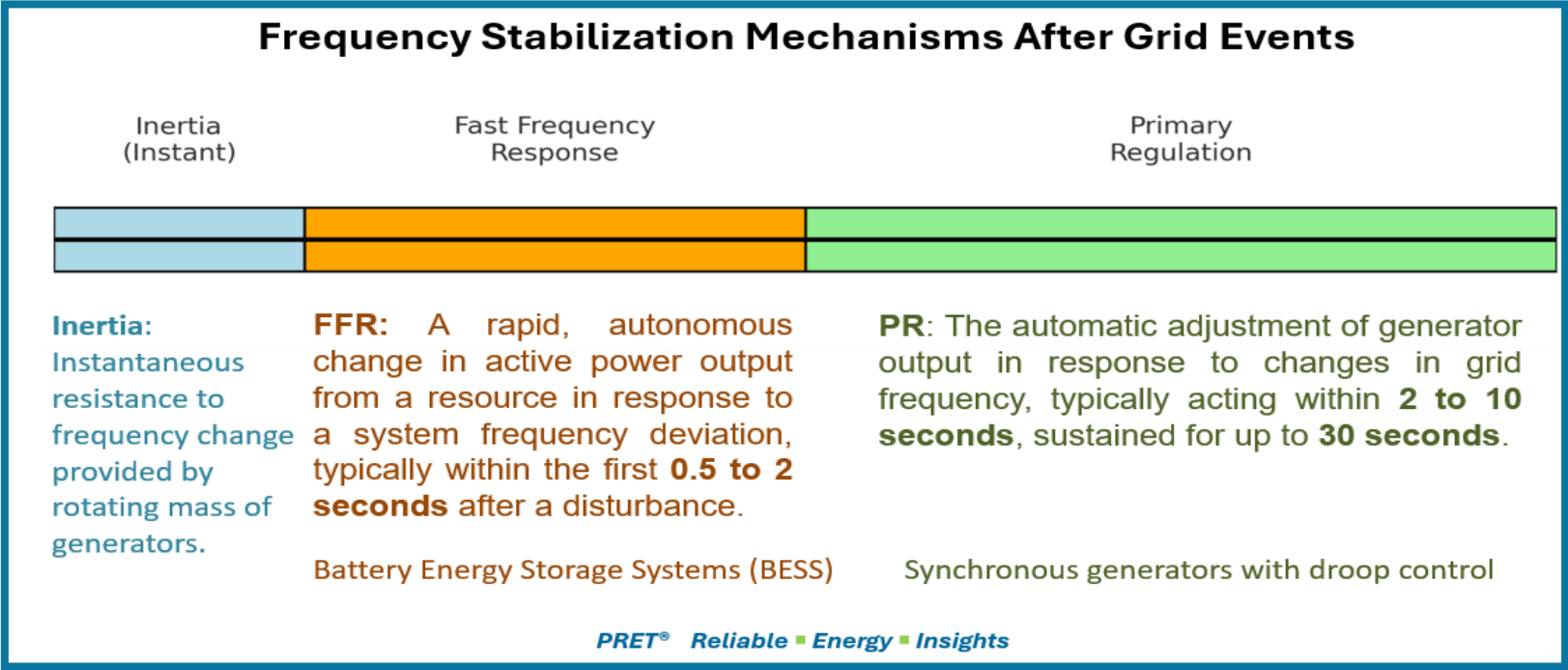
- Sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) con inversores avanzados
- Generadores síncronos con respuesta rápida de droop
- Tecnologías de generación flexible (ej. motores dual-fuel o turbinas rápidas)
- Recursos con capacidad de variar su generación a **30 MW por minuto o más**

Regulación secundaria

Ocurre en un rango de **segundos a varios minutos**, para ajustar la generación a variaciones más graduales en la demanda. Esta regulación es gestionada normalmente por el **sistema automático de control de generación (AGC)**, que redistribuye la carga entre unidades despachables según criterios de eficiencia y disponibilidad.

✓ La regulación secundaria:

- Complementa la respuesta primaria
- Mantiene la frecuencia dentro de márgenes aceptables hasta que se restablece la normalidad



Regulación terciaria

Actúa en un rango de **20 a 30 minutos** y consiste en la activación de **unidades de reserva** para reemplazar la generación perdida o responder a déficits prolongados.

✓ Este servicio:

- Permite **reconstruir la reserva operativa**
- Es clave en la recuperación del sistema tras eventos mayores
- Requiere recursos que puedan entrar en operación rápidamente y mantenerse estables

2. INERCIA ROTACIONAL O SINTÉTICA

La **inercia** es la capacidad del sistema eléctrico para resistir cambios bruscos en la frecuencia. Esta propiedad proviene principalmente de la **masa rotacional de los generadores**

síncronos, como los utilizados en plantas térmicas y sistemas CHP (Combined Heat & Power). Al estar conectados sincrónicamente a la red, estos generadores giran a la misma frecuencia del sistema y ayudan a **amortiguar desviaciones rápidas de frecuencia** causadas por desequilibrios entre generación y demanda.

Cuando el sistema pierde una unidad generadora o se produce una caída abrupta en la producción renovable (por ejemplo, por una nube densa sobre un parque solar), la frecuencia comienza a descender. Si hay suficiente inercia, el sistema tiene más tiempo para reaccionar.

Pero en sistemas con **baja inercia**, como los que dependen mayormente de fuentes renovables con inversores, la frecuencia puede **caer rápidamente fuera de parámetros**, provocando la desconexión de generadores y relevos de carga.

Este fenómeno ha sido evidente en eventos recientes tanto en Puerto Rico como en España.

Las renovables y la pérdida de inercia

Las tecnologías renovables modernas utilizan **inversores electrónicos**, que no están conectados de forma sincrónica a la red. Como resultado, no aportan inercia rotacional física. Para compensar esta pérdida, se requiere incorporar tecnologías como:

- **Baterías con inversores avanzados**, que proveen **inercia sintética** mediante algoritmos de respuesta rápida.
- **Generadores síncronos en modo de vacío**, girando sin carga activa pero aportando inercia y soporte reactivo.

- **Condensadores síncronos**, diseñados específicamente para ofrecer estos atributos eléctricos sin generar energía activa.

Más allá de la inercia: corriente de cortocircuito y soporte de protecciones

Sin embargo, la **energía rotacional de los motores o generadores sincrónicos** no solo proporciona inercia física, sino que también **aporta la capacidad de generar corrientes de cortocircuito**, necesarias para que los **sistemas de protección eléctrica** (como relés de sobrecorriente, diferenciales y disyuntores automáticos) **operen de manera efectiva y confiable ante fallas**.

En sistemas con predominancia de inversores, la capacidad de inyección de corriente de falla es limitada, lo que puede comprometer la **detección y aislamiento oportuno de eventos eléctricos**, afectando la seguridad operativa de la red.

 Cita clave

“Por ello, los generadores sincrónicos —ya sea en operación activa o como synchronous condensers— siguen siendo componentes fundamentales en sistemas eléctricos con alta penetración renovable, ya que ofrecen atributos eléctricos que los inversores aún no pueden replicar completamente.”

— Análisis desde PRET, junio 2025

Aumento de inercia mediante la interconexión de sistemas eléctricos

Una de las **formas más efectivas y sostenibles de aumentar la inercia total de un sistema** es mediante su **interconexión con**

otro sistema eléctrico más robusto o complementario. Por ejemplo, **un enlace submarino entre Puerto Rico y República Dominicana** permitiría:

 Compartir inercia rotacional:

La masa rotacional agregada de ambos sistemas permitiría **amortiguar desviaciones de frecuencia más rápidamente**, reduciendo la probabilidad de colapsos.

 Reducción de la variabilidad neta:

Las renovables en cada isla no tienen patrones idénticos. Al combinar perfiles de generación, la **variabilidad neta se reduce**, lo que mejora la estabilidad.

 Soporte mutuo ante contingencias:

Si un sistema experimenta la pérdida súbita de generación, el otro puede aportar **energía y atributos de estabilidad** en milisegundos, según lo permita la capacidad del enlace.

 Mayor eficiencia en el uso de recursos:

Sistemas con baja carga base y alta penetración renovable se benefician de **una red más amplia**, en la que los recursos sincrónicos aún existentes puedan aportar servicios ancilares más allá de sus fronteras.

Unir dos utilidades no es solo una decisión estratégica o económica —es una solución técnica directa a la pérdida de atributos físicos críticos como la inercia, el soporte de voltaje y la capacidad de respuesta ante eventos severos.

La transición hacia fuentes renovables no puede enfocarse únicamente en la cantidad de megavatios instalados. Debe incluir una estrategia clara para **preservar y sustituir los atributos eléctricos esenciales** que permiten la operación estable del sistema.

En ese contexto, la **planificación de inercia—ya sea física o sintética—debe convertirse en un componente explícito de**

toda política energética, estudio de interconexión y diseño de recursos. Ignorar este aspecto compromete la resiliencia del sistema ante perturbaciones, por más limpia que sea la energía.

 Cita clave

“Puerto Rico y otros sistemas insulares deben avanzar hacia modelos híbridos, en los que la tecnología renovable se complemente con almacenamiento, condensadores síncronos, recursos de respaldo flexible e interconexiones regionales. Solo así será posible sostener una red 100% renovable que sea también estable, segura y técnicamente confiable.”

— Análisis desde PRET, junio 2025

3. CONTROL DE VOLTAJE (SOPORTE REACTIVO)

El **control de voltaje** es otro servicio ancilar esencial para la operación segura y confiable del sistema eléctrico. A diferencia de la frecuencia, que es común a todo el sistema, el **voltaje es una variable local**, influenciada por la ubicación geográfica, la configuración de la red, y la cantidad de carga o generación conectada en un punto específico.

Este desafío se intensifica con la **rápida expansión de fuentes renovables distribuidas**, como sistemas solares en techos residenciales y comerciales, que inyectan energía en distintos niveles de la red de distribución.

Aunque estas fuentes contribuyen a reducir la demanda neta, **también pueden provocar sobrevoltajes localizados**,

especialmente en zonas donde la generación excede el consumo durante ciertas horas del día.

Cuando no se controla ni supervisa adecuadamente, la **inyección distribuida no coordinada** puede generar serios desafíos operacionales para el sistema eléctrico. Entre sus efectos más comunes se encuentran:

- **Fluctuaciones y desviaciones de voltaje**, especialmente en los extremos de los alimentadores
- **Disparos innecesarios de protecciones**, al alterar los perfiles normales de carga y cortocircuito
- **Desconexión de inversores**, al operar fuera de los rangos permitidos de voltaje y frecuencia
- **Restricciones en la integración de nuevos recursos renovables**, por exceder los límites técnicos locales

Una operación segura y eficiente requiere que esta generación distribuida esté **coordinada, supervisada y alineada con la planificación del sistema**.

¿Cómo se mantiene el voltaje estable?

El voltaje se regula principalmente mediante la **inyección o absorción de potencia reactiva (kVAR)**, que puede ser provista por:

- **Generadores sincrónicos** con capacidad de control de excitación
- **Condensadores síncronos**
- **Sistemas de almacenamiento con inversores avanzados** configurados con control Volt-VAR
- **Compensadores estáticos de VAR (STATCOMs)**
- **Capacitores o reactores en la red**

- **Inversores de plantas solares o eólicas**, cuando están habilitados para responder dinámicamente a condiciones de voltaje local

En sistemas modernos, los inversores deben estar configurados para operar con lógica de **Volt-VAR** y **Volt-Watt**, ajustando su comportamiento según las condiciones del sistema, en lugar de operar a un factor de potencia fijo.

4. CAPACIDAD DE ARRANQUE EN NEGRO (BLACK START)

En un evento extremo donde el sistema eléctrico colapsa por completo, es indispensable contar con unidades capaces de realizar un **arranque en negro (black start)**. Esto significa reiniciar la generación **sin depender de alimentación externa**, y luego **reenergizar la red por etapas**, sincronizando gradualmente unidades adicionales hasta restablecer el servicio.

⚠ El contexto único de Puerto Rico

Puerto Rico es una **isla eléctrica**, sin interconexión con otros sistemas regionales. Esta condición lo convierte en un sistema **eléctricamente aislado y operativamente autosuficiente**, lo que implica que **no puede recibir apoyo externo en caso de colapso total**.

A esto se suma el **riesgo permanente de eventos atmosféricos extremos** —huracanes, tormentas y terremotos— que pueden afectar simultáneamente generación, transmisión y distribución. En este contexto, **el black start no es un lujo técnico, sino una necesidad crítica para la seguridad energética y la continuidad de servicios esenciales**.

¿Qué está en juego?

Sin una estrategia robusta de black start, el restablecimiento del servicio tras un apagón generalizado puede tardar **días o semanas**, afectando:

- Hospitales y centros de salud
- Sistemas de telecomunicaciones
- Plantas de tratamiento de agua y alcantarillado
- Aeropuertos, puertos y centros logísticos
- Refugios y servicios de emergencia
- Centros de gobierno y operaciones críticas

Una estrategia de recuperación post-evento sin capacidad black start bien distribuida **pone en riesgo vidas, infraestructura crítica y la resiliencia del país**.

Tecnologías disponibles para black start

Tradicionalmente, este servicio ha sido provisto por:

- **Unidades hidroeléctricas**
- **Plantas diésel con arranque autónomo**

Sin embargo, hoy también pueden participar tecnologías más modernas y flexibles, como:

- **Turbinas de combustión** diseñadas para arranque rápido, que pueden iniciar operación con autonomía si están correctamente configuradas
- **Motores recíprocos (reciprocantes)**, especialmente los de combustión interna dual-fuel, que combinan capacidad de arranque rápido con alta estabilidad en operación en isla
- **Sistemas CHP** que operen de forma autónoma, aportando generación distribuida con beneficios térmicos adicionales

- **Sistemas de almacenamiento con inversores avanzados**, diseñados con lógica de black start y controladores de formación de red (grid-forming)
- **Microredes híbridas**, con generación local, almacenamiento y capacidad de control y desconexión automática

Lo importante no es solo la tecnología, sino que esté **estratégicamente ubicada, adecuadamente configurada y validada operativamente** para poder iniciar el proceso de reenergización sin intervención externa.

CONCLUSIÓN

La transformación energética de Puerto Rico hacia una matriz 100% renovable no se logrará únicamente instalando megavatios de energía limpia. **La verdadera transición consiste en rediseñar la operación del sistema eléctrico para que sea estable, resiliente y técnicamente robusto**, aun cuando el recurso renovable sea intermitente y descentralizado.

Esto requiere reconocer que **la energía renovable, por sí sola, no aporta los atributos eléctricos que sostienen el sistema en tiempo real**: frecuencia, voltaje, reserva, inercia y capacidad de recuperación tras eventos extremos. Estos atributos — tradicionalmente provistos por plantas térmicas— deben ser cuidadosamente **planificados, medidos, regulados y remunerados** mediante una arquitectura de servicios ancilares moderna y funcional. En el caso de Puerto Rico, un sistema insular vulnerable a desastres naturales, esta necesidad es aún más crítica.

Por eso, proponemos que el marco de política energética y planificación operativa del país:

- **Integre explícitamente los servicios ancilares como criterios técnicos obligatorios**

- **Establezca mecanismos de evaluación y monitoreo continuo de estos servicios**
- **Desarrolle marcos normativos y de mercado que incentiven su provisión, ya sea desde recursos centralizados o distribuidos**
- **Priorice la inversión en tecnologías que ofrezcan respaldo, control y recuperación efectiva ante emergencias**

La confiabilidad del sistema no puede ser un efecto secundario de la transición energética. Debe ser su condición mínima.

Cita clave

No puede haber una red renovable si no hay una red estable. Y no puede haber una red estable sin servicios ancilares.

— Análisis desde PRET, junio 2025

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 trayectoria en ingeniería eléctrica y liderazgo en generación, transmisión y distribución.

Desde mayo de 2023 hasta mayo de 2025, brindó servicios de consultoría a Genera PR, donde asumió el cargo de Vicepresidente de Operaciones durante una etapa crítica de transición para el sistema eléctrico. En este rol, lideró la conceptualización de proyectos estratégicos clave para estabilizar la flota de generación, entre ellos:

- **El proyecto de 430 MW de almacenamiento de energía con baterías (BESS)**, diseñado para aumentar la flexibilidad operativa del sistema eléctrico, reducir los apagones en hasta un 90% y facilitar la integración de energía renovable.
- **El Programa de Reemplazo de Componentes Críticos**, enfocado en modernizar la infraestructura de generación y reducir a la mitad las fallas forzadas, garantizando una operación más confiable a largo plazo.

Finalizada esa etapa de colaboración con Genera, Hernández Morales continúa aportando a la transformación energética de Puerto Rico desde un rol independiente como consultor estratégico. Actualmente se dedica a brindar asesoría técnica especializada en interconexión de nuevos recursos energéticos a la red, análisis de sistemas de protección eléctrica, integración de almacenamiento, estudios de estabilidad del sistema y diseño de políticas regulatorias orientadas a una transición energética confiable, sostenible y basada en fundamentos de ingeniería.

Entre 2021 y 2023, se desempeñó como Director de Proyectos Renovables en LUMA Energy, facilitando la interconexión de proyectos renovables a gran escala. Durante sus 32 años en la Autoridad de Energía Eléctrica (PREPA), ocupó posiciones clave como Director de Generación, Jefe de Subestaciones y Gerente de Puesta en Marcha, liderando la integración de proyectos solares y eólicos, así como mejoras en sistemas de protección, mantenimiento y confiabilidad de la red.

Con una visión estratégica y una sólida experiencia técnica, actualmente dirige PRET (Puerto Rico Energy Transformation), una plataforma de análisis y asesoría dedicada a apoyar la transición energética de la isla mediante estudios, propuestas regulatorias y liderazgo técnico independiente.