

Inercia Síncrona: Apagones o Desafíos en la transición hacia energías Renovables

Ing. Saúl Rodríguez Astucuri
saulr@exponet.es

Ing. Enrique Salazar Jaramillo
ensaja50@gmail.com

Citar: J. PAIME, 2025, 3, 11-24
Madrid, 22 de mayo de 2025

RESUMEN

Los sistemas eléctricos tradicionales dependen de generadores síncronos (turbinas de centrales nucleares, térmicas o hidroeléctricas) que, conectados a una red, deben operar a la misma frecuencia de la red (50 Hz/60 Hz). Estos generadores síncronos almacenan energía cinética en su masa rotacional que transfieren en forma inmediata a la red ante perturbaciones súbitas de la red, como pérdida/aumento de carga, pérdida de un generador o fallas. Este efecto estabilizador, conocido como inercia síncrona, actúa como amortiguador temporal, dando tiempo para que las válvulas de las turbinas ajusten el suministro sin que se altere peligrosamente la frecuencia. Las energías renovables modernas (solar y eólica) que tienen actualmente una creciente penetración en las redes eléctricas, no cuentan con inercia síncrona. Producen corriente continua que se convierte a alterna mediante inversores de potencia para ser conectada a la red, pero estos no pueden absorber ni amortiguar fluctuaciones de frecuencia. Cuanto mayor es el porcentaje de renovables sin respaldo de inercia, más débil se vuelve la estabilidad de la red, por lo cual, se requiere reforzar el sistema eléctrico con tecnologías emergentes que pueden suplir o emular la inercia síncrona. (como baterías, condensadores síncronos o almacenamiento inercial, inversores grid-forming). Cuando la frecuencia de la red se desvía de los 50/60 Hz (variación de frecuencia en casos de contingencias ± 0.05 Hz), tanto productores como consumidores se desconectan automáticamente por seguridad. Esto puede provocar un efecto dominó o colapso en cascada, y acabar con un apagón generalizado.

Palabras clave: inercia síncrona, frecuencia, estabilidad, energías renovables,

ABSTRACT

Traditional electricity systems rely on synchronous generators (turbines from nuclear, thermal, or hydroelectric power plants) that, when connected to a grid, must operate at the same frequency as the grid (50 Hz/60 Hz). These synchronous generators store kinetic energy in their rotating mass, which they immediately transfer to the grid in the event of sudden grid disturbances, such as load loss/increase, loss of a generator, or faults. This stabilizing effect, known as synchronous inertia, acts as a temporary buffer, allowing time for the turbine valves to adjust supply without dangerously altering the frequency. Modern renewable energies (solar and wind), which are currently gaining ground in electricity grids, do not feature synchronous inertia. They produce direct current, which is converted to alternating current by power inverters for connection to the grid, but these cannot absorb or buffer frequency fluctuations. The higher the percentage of renewables without inertia backup, the weaker the grid's stability becomes, which is why the electrical

system needs to be reinforced with emerging technologies that can replace or emulate synchronous inertia (such as batteries, synchronous capacitors or inertial storage, and grid-forming inverters). When the grid frequency deviates from 50/60 Hz (Frequency variation in cases of contingencies ± 0.05 Hz), both producers and consumers automatically disconnect for safety reasons. This can trigger a domino effect or cascading collapse, ultimately resulting in a widespread blackout.

INTRODUCCIÓN

La estabilidad de los sistemas eléctricos ha dependido históricamente de una característica física fundamental: *la inercia rotacional* de los generadores síncronos. Estas máquinas presentes en centrales hidroeléctricas, térmicas y nucleares, cuentan con masas giratorias que almacenan energía cinética y reaccionan de forma inmediata ante perturbaciones en la red, como pérdida súbita de generación. Este efecto estabilizador, conocido como *inercia síncrona*, ha sido clave para mantener la frecuencia del sistema dentro de márgenes seguros. [4]

Sin embargo, con el creciente despliegue de fuentes renovables no convencionales, como la energía solar fotovoltaica y la eólica, la composición tecnológica de las redes eléctricas ha cambiado drásticamente. Estas tecnologías, generalmente conectadas a través de convertidores electrónicos de potencia, no poseen masas giratorias sincronizadas con la red y, por tanto, no aportarán inercia en forma natural. En escenarios con alta penetración renovable, esta reducción de inercia se traduce en redes más vulnerables a variaciones rápidas de frecuencia, elevando el riesgo de desconexiones y fallas sistémicas [6] [8]

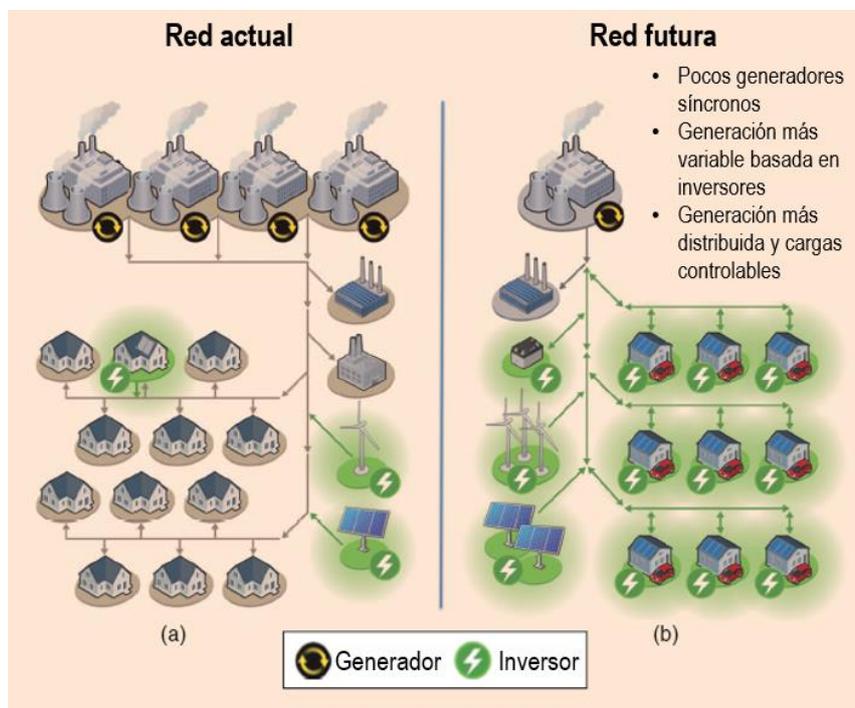


Figura 1. Un inversor de potencia es un dispositivo electrónico que convierte corriente continua en corriente alterna. Se muestra la comparación entre: a) red actual con mayor cantidad de generación tradicional con generadores síncronos y b) Una red futura donde la mayor generación verde, conectadas a la red mediante inversores de potencia. (Fuente: Figura 5 de [5])

Ante este nuevo panorama, surge una pregunta ¿cómo puede mantenerse la estabilidad de frecuencia en redes con baja inercia síncrona? Este artículo explora el papel de la inercia en la estabilidad del sistema, los tipos de inestabilidad en que más incide, las consecuencias de su disminución y las tecnologías emergentes capaces de suplirla, con énfasis en el contexto de la transición energética hacia un futuro sustentable.

“La red eléctrica está diseñada para mantener un balance preciso entre la energía generada y la consumida. Cuando este equilibrio se rompe, incluso por milisegundos, pueden producirse inestabilidades transitorias”.^{[10][13]} (Ver Figura 2)

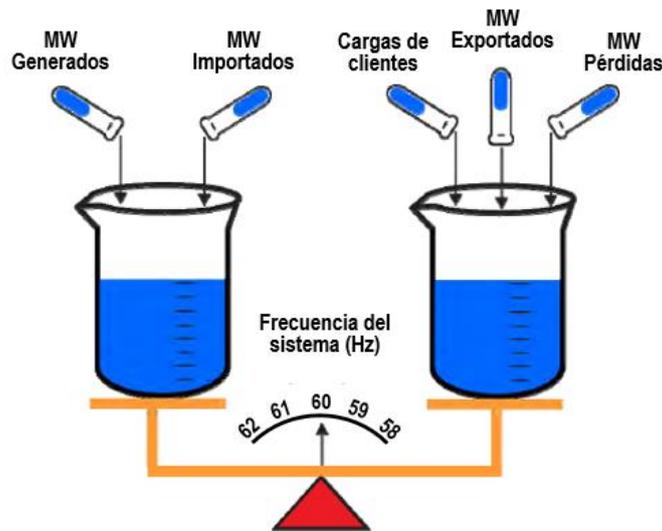


Figura 2. Muestra una analogía de cómo oscila la frecuencia del sistema eléctrico en función de la energía generada y la energía consumida por la carga de los clientes, los MW exportados y las posibles pérdidas. (Fuente: Figura 4.3 de [9])

TIPOS DE ESTABILIDAD EN SISTEMAS DE POTENCIA

La estabilidad de un sistema de potencia depende de su capacidad para mantener el equilibrio entre generación y demanda, además de conservar la sincronía entre todos sus generadores. Las perturbaciones pueden provocar diferentes formas de inestabilidad, dependiendo de su naturaleza, magnitud y localización. El grupo de trabajo de la IEEE/CIGRÉ clasifica la estabilidad en tres categorías: estabilidad de frecuencia, estabilidad de ángulo del rotor y estabilidad de tensión. Se describen brevemente estas categorías, destacando aquellos donde la inercia síncrona tiene un papel fundamental.^[7]

Estabilidad del ángulo del rotor

Se refiere a la capacidad del sistema para mantener los generadores en sincronismo y alcanzar condiciones aceptables de operación en estado estable tras perturbaciones (pequeñas o grandes). La inestabilidad angular del rotor puede deberse a un par síncrono (inestabilidad aperiódica) o de amortiguamiento insuficiente (inestabilidad oscilatoria).

La *influencia de la inercia síncrona es de moderada a alta*: la inercia contribuye a mantener la velocidad angular de los generadores relativamente constante durante y

después de la falla. Si la inercia es baja, las oscilaciones entre generadores se vuelven más pronunciadas, aumentando el riesgo de pérdida de sincronismo.

Estabilidad de frecuencia

Este tipo de estabilidad se refiere a la capacidad del sistema para mantener su frecuencia dentro de los rangos permitidos tras una perturbación, como pérdida repentina de una gran unidad generadora o un cambio abrupto en la carga.

La *influencia de la inercia síncrona es alta*: la inercia síncrona actúa como un “amortiguador natural”, limitando la tasa de cambio de la frecuencia. Cuando hay suficiente inercia, se gana tiempo valioso para que los controles primarios y secundarios de frecuencia actúen. Sin ella, la frecuencia puede caer o subir tan rápido que las protecciones automáticas desconectan partes del sistema antes de poder corregir el sistema.

Estabilidad de tensión

Esta estabilidad se refiere a la capacidad del sistema para mantener niveles aceptables de tensión en todos los nodos, bajo condiciones normales, así como después de perturbaciones. La tensión entra en estado de inestabilidad cuando una perturbación (aumento/disminución de carga o cambios en la topología del sistema) causan una progresiva e incontrolable degradación de los niveles de tensión en los nodos.

La *influencia de la inercia síncrona es baja*: la inercia síncrona no afecta directamente la estabilidad de tensión, aunque puede tener efectos secundarios si la pérdida de sincronismo causa colapsos de tensión en ciertas regiones. En este caso, el soporte de tensión suele estar más relacionado con el control de potencia reactiva (p.ej., compensadores síncronos, condensadores, STATCOM) [7]

IMPORTANCIA DE LA INERCIA SÍNCRONA

¿Qué es la inercia¹ de la red eléctrica?

La inercia síncrona representa la primera línea de defensa de un sistema eléctrico ante perturbaciones súbitas, es el término que hace referencia a la resistencia del sistema. Su importancia radica en su capacidad de responder instantáneamente y de forma pasiva a cambios de frecuencia, sin necesidad de intervención de un control externo.

En los sistemas de redes eléctricas (en adelante sistema eléctrico), los generadores síncronos rotan a una velocidad constante (sincronizados con la frecuencia de la red) y su masa rotacional almacena energía cinética. Ante una pérdida súbita de generación, esta energía cinética se transfiere automáticamente al sistema limitando la tasa de cambio de la frecuencia (df/dt). [3] [4]

Funciones clave de la inercia síncrona

¹ El diccionario de la Real Academia Española (RAE <https://dle.rae.es/>) define **Inercia**: Propiedad de los cuerpos de mantener su estado de reposo o movimiento si no es por la acción de una fuerza.

A continuación, se enumera las funciones directamente relacionadas con la inercia síncrona.

Limita la tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF: Rate of Change of Frequency): la pendiente de caída de frecuencia es directamente inversa a la inercia total del sistema. Si hay generadores síncronos conectados, la frecuencia cambia más lentamente tras una perturbación.

Amortiguamiento de oscilaciones: la inercia suaviza las oscilaciones mecánicas entre grupos de generadores, ayudando a mantener la estabilidad angular tras un fallo.

Extensión del margen de tiempo operativo: en sistemas con alta inercia, los operadores y controles automáticos tienen más tiempo para responder.

Estabilidad del sincronismo: la inercia ayuda a mantener sincronizados los generadores durante y después de eventos transitorios, evitando que salgan de fase y se produzca apagones en cascada. ^{[4][12]}

Relación con el tamaño y configuración del sistema

La importancia de la inercia síncrona varía con la topología del sistema: en sistemas grandes e interconectados, la inercia total suele ser alta, pero su distribución desigual puede generar zonas débiles. En microrredes o islas eléctricas, la inercia disponible puede ser muy baja, haciendo que incluso perturbaciones pequeñas tengan un gran impacto.

A medida que se sustituyen centrales convencionales por plantas renovables con inversores, la inercia disponible se reduce, lo que impone nuevas exigencias al diseño, operación y protección del sistema eléctrico. ^{[11][12]}

Transición energética: ¿desplazar o complementar?

La sustitución de máquinas rotatorias por tecnologías basadas en inversores, ha generado el debate sobre si la inercia síncrona sigue siendo necesaria. Aunque es posible suplir parte de sus funciones con tecnologías avanzadas, aún no se ha logrado igualar la robustez, confiabilidad y respuesta inmediata de la inercia física de las máquinas síncronas.

Actualmente aún es costoso reemplazar toda la inercia de un sistema grande solo con soluciones basadas en electrónica de potencia. En los fallos severos, la inercia sintética puede no ser robusta como la mecánica y falta homogenizar normas para la operación según estas tecnologías en redes masivas.

De otro lado, la red de transporte europea trabaja con el criterio de seguridad N-1, lo que implica que el sistema puede seguir operando de forma segura, aunque falle un elemento de la red. ^[9]

CONSECUENCIAS DE LA BAJA INERCIA

La progresiva desconexión de generadores síncronos tradicionales y su reemplazo por tecnologías renovables basadas en inversores (IBR – Inverter-Based Resources) está provocando una reducción significativa de la inercia total del sistema eléctrico. Esta

situación, si no es compensada, puede comprometer seriamente la estabilidad operativa de la red.

Las principales consecuencias de operar con baja inercia:

1. Aumento de la tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF) (df/dt): una menor inercia implica que la frecuencia cambia más rápidamente ante cualquier desequilibrio entre generación y demanda. (ver Figura 3)
2. Disminución del tiempo de reacción: Sin el “colchón” que ofrece la inercia, los sistemas automáticos de respuesta rápida (como el control primario o la activación de reservas) dispone de menos tiempo para actuar antes de que la frecuencia llegue a niveles peligrosos
3. Mayor vulnerabilidad a eventos de colapso: en ausencia de suficiente inercia, los sistemas eléctricos presentan mayor probabilidad de desacople de áreas, aumento de riesgo de apagones en cascada, colapso de la frecuencia. ^[1]
4. Necesidad de rediseño de los algoritmos de protecciones ^[2] y planificación: obliga a recalibrar protecciones de frecuencia y df/dt , incorporar nuevos criterios de estabilidad dinámica en la planificación de las redes, implementar modelos de simulación más detallados que consideran la falta de inercia como una variable crítica.
5. Limitación a la integración de fuentes renovables: paradójicamente, la baja inercia que resulta de una alta participación renovable puede terminar limitando la propia expansión de estas fuentes.
6. Mayor dependencia de tecnologías de respuesta rápida: la reducción de inercia implica una mayor precisión sobre tecnologías como baterías, volantes de inercia síncronos (flywheels), super capacitores o inversores avanzados.

En resumen, operar con baja inercia no es insostenible, pero requiere una transformación profunda en la forma de diseñar, controlar y proteger los sistemas eléctricos.

PROCESO DE UN APAGÓN (BLACKOUT)

Todas las inestabilidades ya mencionadas, pueden causar un apagón si escalan sin control, siendo las más críticas las **inestabilidades transitorias** (angular) y las **inestabilidades de frecuencia**, por su velocidad de propagación. La **inestabilidad de tensión** suele ser más lenta, pero, igualmente devastadora

En la figura 3 se muestra un esquema de bloques del proceso (muy simplificado) desde que se origina una perturbación, hasta un apagón total. Las **tres perturbaciones** mostradas son: una pérdida de generación, falta de potencia reactiva, y oscilaciones angulares.

Después de producida la perturbación se pasa a una fase crítica (en segundos a minutos) en los que dependiendo del tipo de perturbación se producen las inestabilidades (ángulo, frecuencia, tensión). Se propaga en cascada, debido, por ejemplo, a fallos en las protecciones o la descoordinación entre ellas, esto produce una sobrecarga de líneas sanas y se desconectan. Finalmente, sin los suficientes generadores todo colapsa y se produce el apagón.

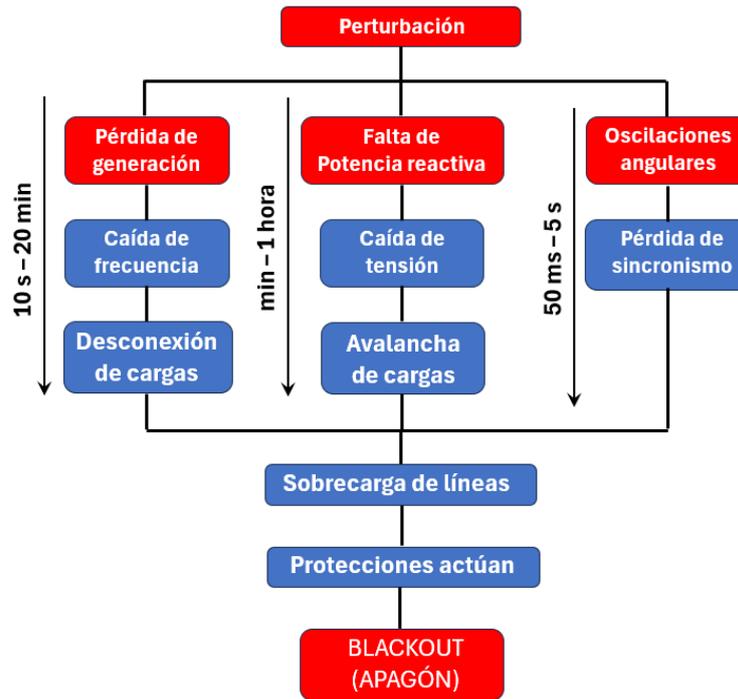


Figura 3. Diagrama simplificado del proceso desde una perturbación hasta el apagón. Se muestra la duración que dura este proceso, donde se aprecia que puede ser desde milisegundos hasta minutos (Fuente propia)

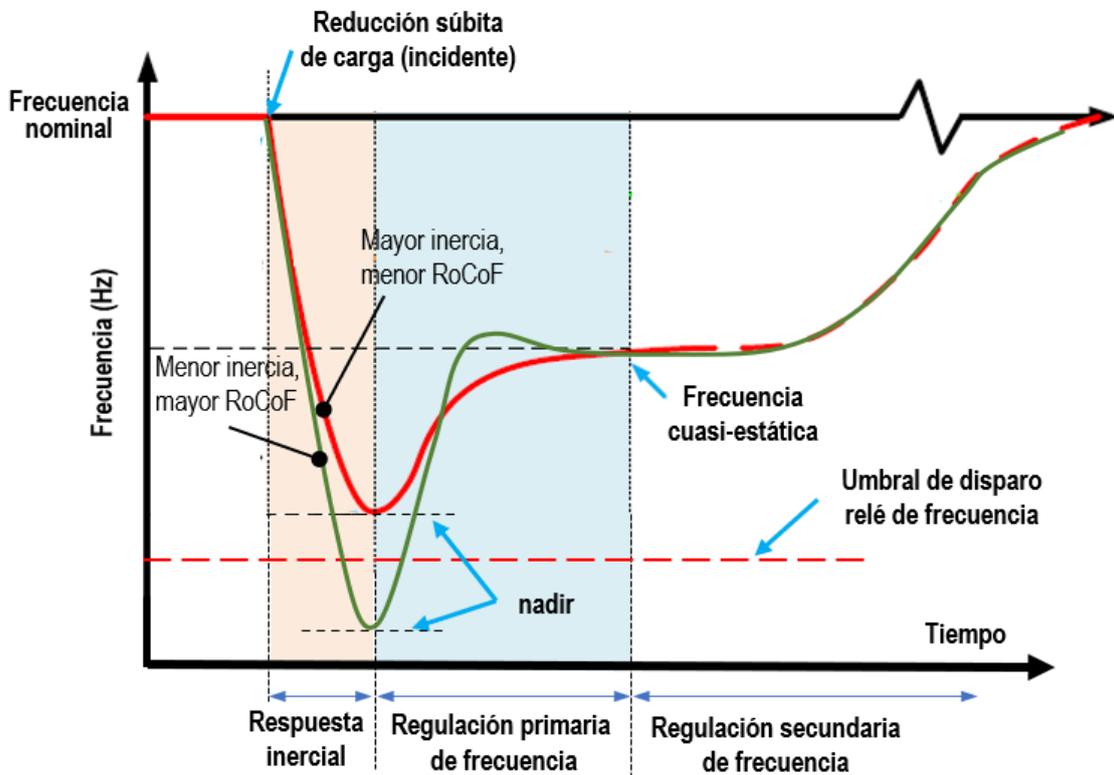


Figura 4. La curva roja corresponde a una característica del sistema con alta inercia, se aprecia que el nadir (frecuencia mínima) no sobrepasa el umbral de disparo del relé de frecuencia, por el contrario, la curva verde, correspondiente a un sistema con baja inercia, su nadir está sobrepasa

el umbral de disparo y por lo tanto producirá la apertura del interruptor. RoCoF, es la velocidad de cambio de la frecuencia. (Fuente propia)

De acuerdo con análisis de eventos históricos, la inestabilidad de frecuencia y las cascadas por sobrecarga (asociadas a inestabilidades angular/tensión) son las principales causantes de apagones.

Como la inestabilidad de frecuencia es la causa de un importante porcentaje de apagones y además correspondiendo al tema principal del artículo (inercia síncrona) en la figura 4 se muestra cuándo se produce una desconexión sea de carga o de un generador, y la influencia de la inercia para esta desconexión.

SISTEMAS DE ESTABILIZACIÓN

Enumeramos los siguientes sistemas de estabilización convencionales y algunos de tecnología avanzada, a fin de comparar su eficacia:

1. Volantes de inercia síncronos (flywheel)

- Son grandes masas rotatorias (en generadores de plantas térmicas, nucleares o hidroeléctricas).
- Proporcionan inercia rotacional real, es decir, resisten cambios instantáneos de frecuencia cuando hay un desbalance entre carga y generación.
- Alta confiabilidad y respuesta inmediata (milisegundos).
- *Fuente técnica:* Normas IEC 60034, IEEE Std 115, manuales de operación de plantas convencionales.

2. Compensadores síncronos

- Son generadores sin carga mecánica que giran sincronizados con la red y aportan inercia y potencia reactiva.
- Se pueden usar para sustituir la inercia perdida cuando se apagan generadores.
- Aportan estabilidad y control de tensión sin necesidad de generación activa.
- Costosos, aunque más eficientes en un sistema renovable.

3. Baterías (BESS: Battery Energy Storage Systems)

- Almacenan electricidad y pueden inyectarla o absorberla muy rápidamente (ms-segundos).
- Se usan para control de frecuencia (FR), tensión y soporte de red.
- Respuesta ultra rápida.
- Modularidad y escalabilidad.
- Capacidad limitada en duración (normalmente < 4 h).
- *Fuente técnica:* IEEE P2030, IEC 62933, documentos de Tesla, Fluence, Saft, ABB, Siemens Energy.

4. Controladores basados en electrónica de potencia (inversores avanzados)

- Los **inversores de renovables modernos** (solar y eólica) pueden simular comportamiento de generadores síncronos (inversores de red activa o formadores de red – grid-forming).
- No requieren masas rotatorias físicas.
- Compatible con fuentes renovables.

- Aún en proceso de maduración tecnológica.
- Requiere control avanzado y coordinación precisa.
- *Fuente técnica:* CIGRÉ, IEEE PES, papers de controladores VSG (*virtual synchronous generators*), empresas como SMA, FIMER, Hitachi Energy.

5. Generación a demanda (respaldo convencional)

- Centrales de gas, hidroeléctricas de embalse o motores diésel que entran en servicio cuando la frecuencia cae o falta generación.
- Aportan potencia firme.
- Están probadas y son lentas (minutos), tampoco reducen emisiones.

6. Sistemas de gestión de la demanda (Demand Response)

- Modifican el consumo eléctrico (industria, climatización, carga de vehículos) en tiempo real o con previsión para equilibrar el sistema.
- Rápido y flexible.
- No requiere generación adicional.
- Necesita digitalización y coordinación con consumidores.
- *Fuente técnica:* Modelos del mercado eléctrico europeo ENTSO-E, iniciativas de la UE como Horizon 2020, manuales de operadores TSO/DSO.

7. Sistemas SCADA y automatización avanzada

- Supervisan y controlan la red en tiempo real.
- Activan protecciones, reconfiguran redes, o priorizan recursos.
- Esenciales para coordinar respuesta ante incidentes.
- Su eficacia depende de la calidad de los datos y la inteligencia de los algoritmos.
- *Fuente técnica:* Normas IEC 61850, IEEE 1646, guías de Red Eléctrica de España, EPRI.

Para mantener la estabilidad en una red eléctrica moderna y descarbonizada, **es clave combinar varias tecnologías:**

- **Inercia física (volantes, compensadores)** para los primeros milisegundos.
- **Baterías e inversores inteligentes** para segundos a minutos.
- **Respaldo convencional y gestión de demanda** para estabilización sostenida.
- **Control y automatización avanzada** como infraestructura crítica de decisión.

Es fundamental el tiempo de respuesta cuando se trata de estabilizar la frecuencia de un sistema eléctrico, y por seguridad, se requiere tecnología con potencia reactiva para el sincronizar al sistema eléctrico ante perturbaciones, a fin mantener estable la frecuencia del sistema eléctrico de acuerdo a los múltiples mecanismos de seguridad.

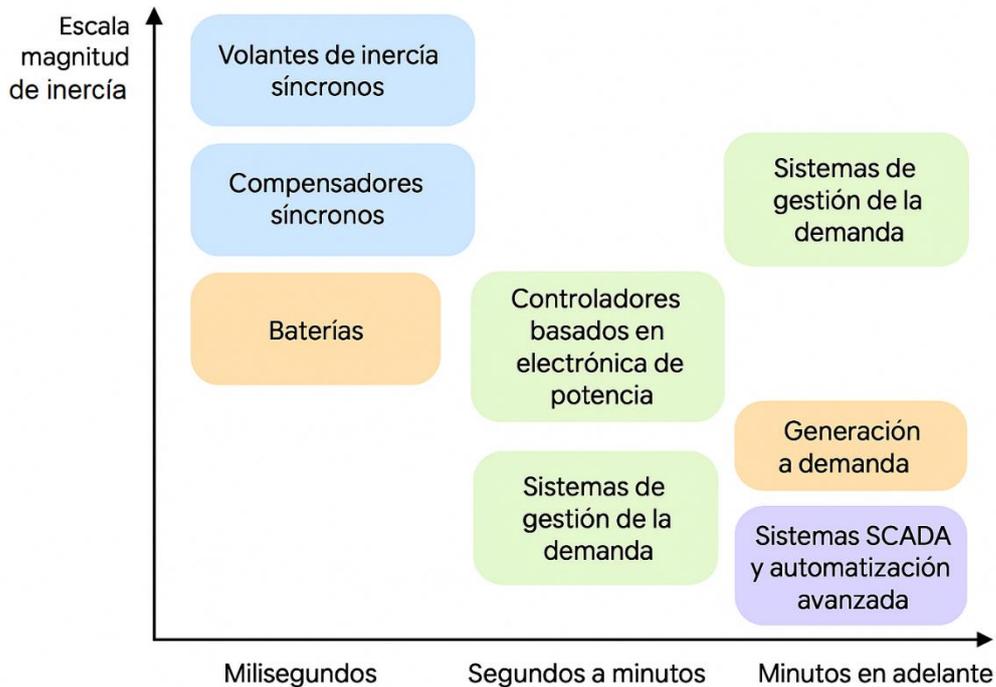


Figura 5. Se muestra la eficacia con el tiempo de reacción de los diferentes sistemas estabilizadores según la magnitud de inercia que aportan. Para suplir la inercia natural en sistemas con alto contenido de fuentes renovables, se requiere proporcionar grandes cantidades de inercia sintética disponibles, y en el menor tiempo posible ante fluctuaciones del sistema eléctrico. (Fuente propia)

A fin de regular la inercia o estabilidad del sistema eléctrico, primero, se requiere **monitorear los diferentes tipos de oscilación**, principalmente los de baja frecuencia y su amortiguamiento, segundo, también se requiere **dispositivos de protección del sistema eléctrico** que detecten oscilaciones emergentes y apliquen acciones protectoras, y tercero, **monitorear proactivamente la estabilidad** de baja frecuencia del sistema eléctrico, especialmente en redes con mucha generación renovable ^[1].

“Por todo lo anteriormente expuesto, está claro que se va a incrementar el valor de los servicios auxiliares en la red, sobre todo los que tienen que ver con la robustez del sistema eléctrico como la inercia y las reservas de energía.” ^[15]

EL APAGÓN EN LA PENÍNSULA IBÉRICA

El evento del 28 de abril, en la península Ibérica, ha sido noticia en todos los medios de comunicación. Proporcionamos la demanda del día 28 de abril del 2025, obtenido del portal de la REE (Red Eléctrica de España) ^[16] y una hipótesis de las causas dadas por expertos en temas de protección y estabilidad de sistemas de potencia.

Información de portal de la REE

En la figura 6 se muestra el perfil de la demanda correspondiente al 28 de abril del 2025, podemos apreciar que alrededor de las 12:30 horas se produce un cambio brusco en la

demanda, que pasa de alrededor de 25,00 MW a 12,500 MW en apenas 15 minutos y en 15 minutos más pasa a ser 10,500 MW. Al parecer, REE aún no ha completado su análisis de las causas del apagón, o no está accesible a todo el público.

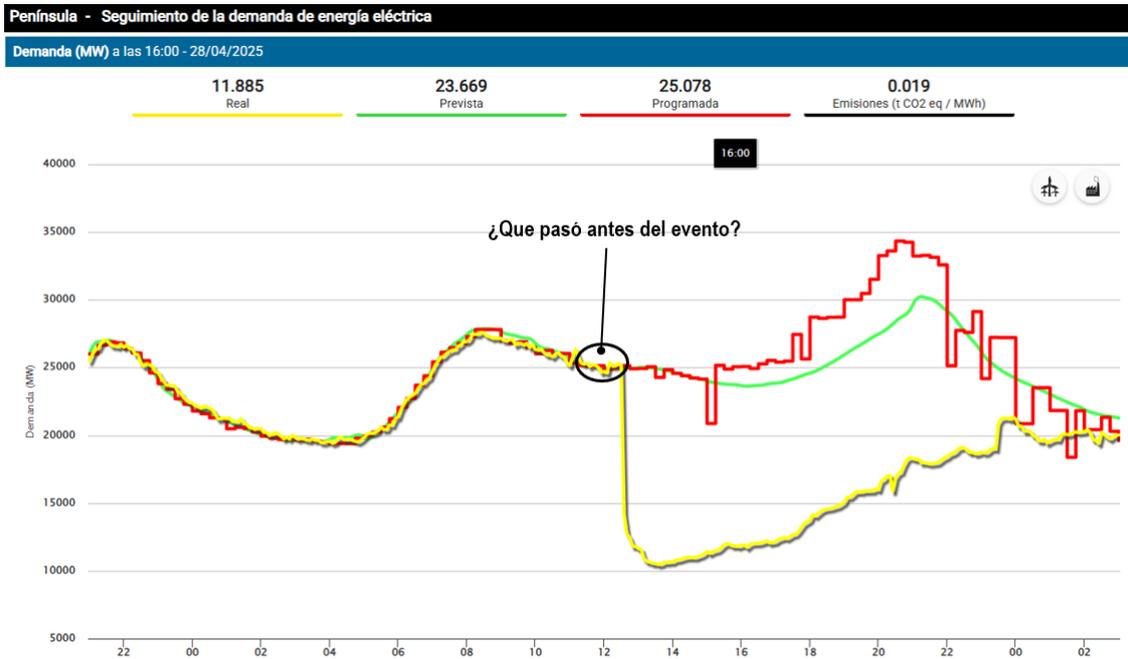


Figura 6. Perfil de la demanda del 28 de abril del 2025. Se aprecia la caída de la demanda entre las 12:30 h y las 13:30 h pasó de 25,000 MW a 10,500 MW (aproximados). No se explica que pasó momentos antes del apagón. (Fuente: Gráficos tomados del portal de REE.ES)

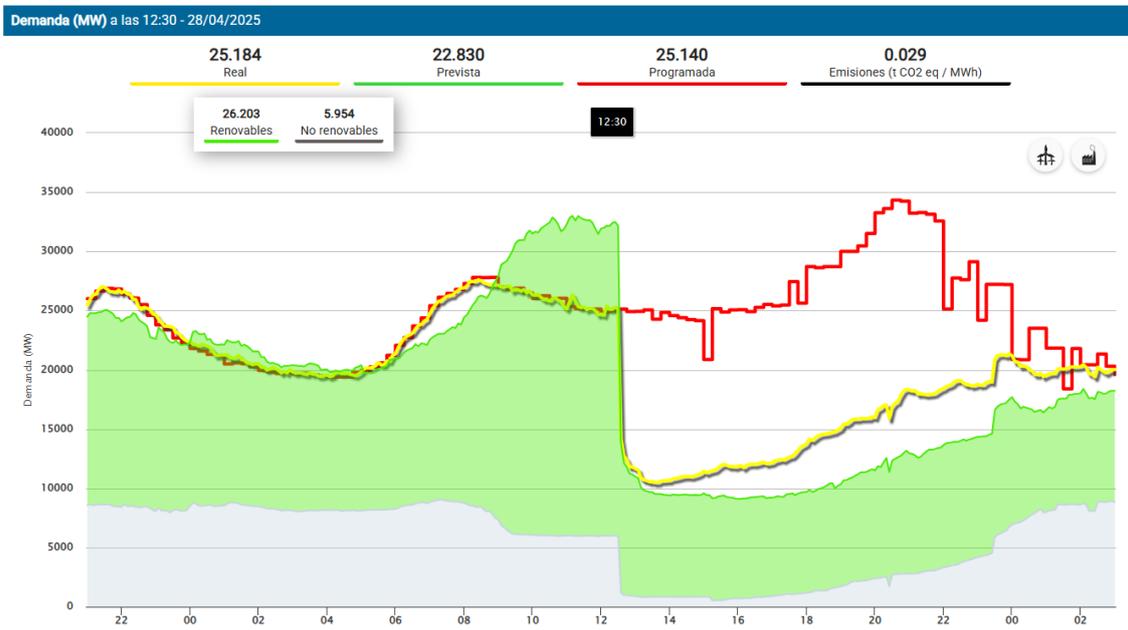


Figura 7. Perfil de la generación del 28 de abril del 2025, donde se aprecia en verde la generación de renovables con 26,203 MW y no renovables en gris con 5,954 MW. Se aprecia la caída drástica de ambas energías alrededor de las 12:30 h. (Fuente: Gráficos tomados del portal de REE.ES).

En la figura 7 se puede apreciar el perfil de la potencia generada proveniente de fuentes de energías renovables y de fuentes no renovables correspondientes al día 28/04/2025. Se

puede leer que, a las 12:30 h, instantes antes del apagón, las energías renovables eran 26,203 MW (81.5%) y las no renovables eran 5,954 MW (18.5%). Sin embargo, lo importante, en este caso, es saber qué porcentaje de fuentes con inercia síncrona estaban en operación y qué porcentaje de las que no cuentan con inercia síncrona. Dentro de las fuentes de energía renovable que tiene inercia síncrona, tenemos a las hidráulicas, solares térmicos y las térmica renovables.

En la Tabla 1, construida con los datos de la REE para el 28 de abril, antes del apagón (12:30 h), se muestra las potencias generadas por fuentes con inercia síncrona y sin ella, Así, se obtiene que el porcentaje de las energías sin inercia era del 65.7% frente al 34.3% de las energías con inercia síncrona. Esto muestra lo inestable que era la red en ese momento.

Tipo de fuente	MW	%	MW Total	% Total
CON inercia síncrona				
Hidráulica	3,172	9.86		
Solar térmica	1,498	4.65		
Térmica renovable	377	1.17		
Nuclear	3,387	10.52	11,029	34.3%
Carbón	229	0.71		
Ciclo combinado	982	3.05		
Cogeneración y residuos	1,356	4.21		
Turbinación bombeo	28	0.09		
SIN inercia síncrona				
Eólica	3,499	10.87	21,156	65.7%
Solar fotovoltaica	17,657	54.86		

Tabla 1. Se muestra las potencias generadas por fuentes con inercia síncrona y sin ella en el día 28 de abril del 2025, 12:30 h (Fuente REE.ES)

Hipótesis del apagón

Hasta el momento no hay un informe oficial accesible que explique las causas que llevaron el sistema eléctrico peninsular al apagón del 28 de abril. Es posible que llevará meses determinar exactamente qué fue lo que falló. Aunque los datos completos no han sido publicados, un análisis preliminar especulativo, dado por especialistas en protección y estabilidad de sistemas de potencia es el siguiente:

“En enero 2025 ya hubo una alerta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) por oscilaciones de tensión que obligaron a desconectar un generador de la central nuclear de Almaraz II (Cáceres).

El 28 de abril de 2025 a las 12:20 el operador de la red detectó oscilaciones interáreas y las atribuyó a un posible problema en la red europea.

El 28 de abril de 2025 a las 12:30 a.m. la red eléctrica española estaba operando en la hora valle con un 65,7% de energías renovables, principalmente en la zona sur-este, región donde empezó el evento y si por alguna razón, se rebajaron los niveles de seguridad.

Definitivamente antes del apagón se estaba operando con una red con baja inercia y pocas posibilidades de regular adecuadamente la frecuencia y tensión en caso de cualquier evento.

A las 12:33:18 se desconectaron 2.2 GW de la red sur-este (la que tenía casi todo el parque solar en operación). No se ha informado la causa, pero pudo ser por alguna sobretensión por las oscilaciones interáreas o por algún defecto en las redes de Media tensión.

La red no fue capaz de regular esta pérdida de potencia, la frecuencia bajó y las contramedidas como deslastre de cargas no fueron suficientes para evitar la desconexión en cascada de los generadores por mínima frecuencia.

Creo que la causa fue que el sistema entró en un punto de frecuencia de oscilación natural de la red y esta colapsó al fallar las contramedidas para evitar esta situación.”

Así como esta explicación hay otras como que se desconectó una línea de transmisión crítica, que hubiera provocado el apagado automático de las centrales nucleares.

Sin embargo, no es una especulación, que se tenía poca inercia síncrona en el momento de la perturbación, 34.3% (ver Tabla 1), que podría haber sido un factor agravante importante ya que, ante la pérdida de un generador importante, la frecuencia cae con mayor rapidez.

CONCLUSIONES

La inercia proporcionada por generadores síncronos es crucial para amortiguar fluctuaciones de frecuencia y evitar apagones en cascada. Su ausencia en fuentes renovables como la solar y eólica debilita la estabilidad de la red.

La reducción de inercia aumenta la velocidad de cambio de frecuencia (RoCoF), disminuye el tiempo de reacción ante perturbaciones y eleva el riesgo de apagones. Esto requiere rediseñar protecciones y algoritmos de control.

Para suplir la falta de inercia síncrona, se proponen soluciones como baterías, compensadores síncronos, inversor

es avanzados y sistemas de gestión de demanda. Sin embargo, estas tecnologías aún enfrentan desafíos técnicos y económicos.

El evento del 28 de abril de 2025 evidenció los riesgos de operar con baja inercia síncrona (34.3%). Aunque no hay un informe oficial, se especula que la desconexión de generadores y la incapacidad de regular la frecuencia contribuyeron al colapso.

Para garantizar la estabilidad en redes con alta penetración renovable, es esencial combinar inercia física, tecnologías de respuesta rápida, respaldo convencional y sistemas de control avanzados.

En resumen, la transición energética hacia fuentes renovables requiere una transformación profunda en el diseño y operación de los sistemas eléctricos para mantener su estabilidad y evitar apagones.

REFERENCIAS:

- [1] Cárdenas, Jorge - Anatomía de un Blackout – J. PAIME, **2025**, 3, 8-11
https://doc.uni75paime.org/AD_179_2025s_Anatomia_de_un_Blackout.pdf
https://www.exponet.es/PAIME/AD_179_2025s_Anatomia_de_un_Blackout.pdf
- [2] Cárdenas, Jorge - Line Protection Analysis on Faults in Networks with high penetration of Inverter-Base Generation. Recommendations For Future Improvements – J. PAIME, **2025**, 3, 1-7
https://doc.uni75paime.org/AD_178_2025_Faults_with_IBR_presence.pdf
https://www.exponet.es/PAIME/AD_178_2025_Faults_with_IBR_presence.pdf
- [3] He, Li et al. “Performance Improving Strategy for Primary Frequency Regulation with energy Storages in High Penetration of RESs Power System”. IEEE Power & Energy Society Section, 25 September 2024. Volume 12, 2024
- [4] Kundur, P. *Power System Stability and Control* - McGraw-Hill, 1994
- [5] Kroposki, Benjamin; Johnson, Brian et. al. “Achieving a 100% Renewable Grid” - IEEE power & energy magazine March/April 2017.
- [6] Rakib, W.; Habib, Ahsan; Farooq, Talha – “Enhancing Grid Stability and Sustainability: Energy-Storage-Based Hybrid Systems for Seamless Renewable Integration” – European Journal of Electrical Engineering and Computer Science. Vol 8/Issue 3/May 2024
- [7] Tang, Yong - *Voltage Stability Analysis of Power System* – Science Press – Springer 2021
- [8] Xu, Yan; Chi Yuan and Yuan Heling - *Stability-Constrained Optimization for Modern Power System Operation and Planning* – IEEE Press – Wiley 2023
- [9] Anderson, John at. al. - *Handbook of Electrical Power System Dynamics*
- [10] IEEE PES CAMS Task Force – “Initial review of methods for cascading failure analysis in electric power transmission system” IEEE Power Engineering Society General Meeting, Pottsburgh, PA USA July 2008
- [11] EPRI Power System Dynamics Tutorial - 2009
- [12] EPRI Interconnected Power Systems Dynamics Tutorial 3ra edición 1998.
- [13] Cómo garantizar la estabilidad de las redes eléctricas con una participación creciente de renovables
<https://www.agenciasinc.es/Opinion/Como-garantizar-la-estabilidad-de-las-redes-electricas-con-una-participacion-creciente-de-renovables>
- [14] Un apagón eléctrico deja sin suministro a millones de personas
<https://sciencemediacentre.es/un-apagon-electrico-masivo-en-la-peninsula-deja-sin-suministro-millones-de-personas>
- [15] Llegará un momento en que sobre energía renovable: ¿qué haremos con el exceso?
<https://theconversation.com/llegara-un-momento-en-que-sobre-energia-renovable-que-haremos-con-el-exceso-201316>
- [16] Red Eléctrica de España
ree.es/es