



RESUMEN EJECUTIVO DEL INFORME SUPLEMENTARIO DEL IEUASD SOBRE EL APAGÓN GENERAL DEL 23 DE FEBRERO DE 2026.

1. Origen del evento y causa del colapso.

El apagón general del 23 de febrero de 2026 tuvo como evento iniciador una falla severa en un interruptor de potencia de 138 kV en la subestación de Hainamosa, asociada a un cortocircuito en fase A de la línea Hainamosa–Villa Duarte. Esta falla derivó en la destrucción del polo correspondiente del interruptor y en una perturbación de elevada magnitud sobre una parte de la red de transmisión. No obstante, la avería del interruptor no explica por sí sola el colapso total del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). El blackout fue el resultado de la interacción de esa falla con una condición operativa previa de alta vulnerabilidad del sistema.

2. Secuencia operativa que condujo al Apagón General.

La secuencia del evento muestra una degradación progresiva de la estabilidad del sistema:

- * Ocurre la falla severa en la subestación de Hainamosa.
- * Se produce salida abrupta de generación y cargas.
- * Se activa el Esquema de Deslastre Automático de Carga (EDAC).
- * Se registran aperturas adicionales de elementos de transmisión.
- * Se desconectan instalaciones fotovoltaicas y otros elementos de la red.
- * La frecuencia oscila primero por baja frecuencia y luego por sobre-frecuencia.
- * Las unidades térmicas intentan estabilizar el sistema mediante control primario, reservas rotantes y Control Automático de Generación (AGC).
- * La respuesta resulta insuficiente y el SENI pierde totalmente la estabilidad.

La frecuencia permaneció fuera de su rango normal durante un período prolongado y, pese a un último intento de recuperación, el sistema terminó colapsando.

3. Condición crítica del sistema: baja inercia operativa.

La causa principal de la pérdida de estabilidad fue la baja inercia del SENI al momento del evento. A medida que aumentó la participación de generación renovable variable, especialmente fotovoltaica, la inercia descendió desde valores operativamente aceptables hasta una zona crítica. En esas condiciones, el sistema quedó sin margen dinámico suficiente para absorber una perturbación severa en la red de transmisión.



Los valores clave identificados son los siguientes:

- * Inercia estimada al momento del evento: ****1.95 segundos****.
- * Umbral mínimo de seguridad identificado: ****2.0 segundos****.
- * Por debajo de ese nivel, el sistema entra en condición crítica de estabilidad.

4. Condición estructural del sistema y penetración de renovables.

La vulnerabilidad observada no fue accidental ni aislada. En los días previos y posteriores al evento, la penetración de generación renovable variable se mantuvo en niveles elevados, reduciendo de manera importante la inercia efectiva del sistema y aumentando su exposición ante contingencias severas.

Las cifras más relevantes son:

- * Generación fotovoltaica cercana a ****900 MW**** a las 10:50 a. m. en los días previos.
- * Participación renovable de alrededor de ****35%**** antes del evento.
- * Participación renovable de ****42.17%**** en la hora de mayor generación fotovoltaica del día siguiente.
- * Participación de ****39.63%**** a las 10:50 a. m. del día posterior al apagón.

Esto confirma que el problema de fondo es estructural: una penetración creciente de renovables no síncronas sin el acompañamiento suficiente de almacenamiento, reservas rotantes adecuadas y servicios complementarios de regulación.

5. Respuesta de las plantas térmicas y limitaciones del AGC.

La respuesta de las plantas térmicas sujetas al AGC fue coherente con sus características tecnológicas, pero insuficiente para contrarrestar una perturbación de esta magnitud bajo las condiciones actuales del sistema.

Los hallazgos principales fueron:

- * Los ciclos combinados respondieron con mayor rapidez.
- * Las unidades a carbón aportaron inercia, pero con respuesta más lenta.
- * Las consignas de regulación aplicadas resultaron limitadas frente al disturbio.
- * Las reservas rotantes y la forma de operar el sistema durante horas de alta producción fotovoltaica deben ser revisadas.



6. Debilidades identificadas en protección y control.

El evento dejó al descubierto deficiencias relevantes en los sistemas de protección y control del SENI. La propagación de la perturbación más allá de la subestación de origen evidencia limitaciones que deben ser atendidas con prioridad.

Las principales debilidades identificadas son:

- * Insuficiente selectividad de las protecciones.
- * Limitaciones en sensibilidad y rapidez de actuación.
- * Propagación de la perturbación más allá del punto de origen.
- * Mayor complejidad de coordinación por la penetración de recursos basados en inversores.
- * Necesidad de modernización integral de la filosofía de protección y control.

7. Líneas de acción prioritarias.

7.1 Investigación forense del interruptor y del evento transitorio.

Se requiere una investigación técnica integral del interruptor de Hainamosa y de la secuencia eléctrica asociada al evento, que incluya:

- * Evaluación de registros oscilográficos.
- * Análisis de condiciones reales de Tensión de Recuperación Transitoria (TRV).
- * Revisión de posible influencia de falla de línea corta.
- * Inspección del estado físico, mecánico y dieléctrico del interruptor.
- * Modelación especializada del evento mediante Programa para Transitorios Electromagnéticos. (EMTP) o Programa para el Diseño de Sistemas de Potencia Asistido por Computadora (PSCAD).

El objetivo es determinar con precisión la causa raíz de la falla y sus mecanismos de propagación.

7.2 Modernización de protecciones y control.

Es indispensable fortalecer la capacidad del sistema para contener localmente las fallas. Para ello se requiere:

- * Incorporar protección diferencial de línea con asistencia de comunicación.
- * Implementar esquemas Disparo por Transferencia de Sobre Alcance Permisivo (POTT) con lógica de entrada débil.



- * Introducir tecnologías de protección de onda viajera o en el dominio del tiempo.
- * Ajustar relés de distancia y sobrecorriente para mejorar sensibilidad.
- * Revisar lógica de detección de falla de interruptor y actuación de respaldo.

Estas medidas buscan evitar que una falla local vuelva a transformarse en un evento sistémico.

7.3 Gestión operativa de la inercia del sistema.

La inercia debe incorporarse como variable operativa explícita del despacho y de la seguridad del sistema. En consecuencia, se requiere:

- * Estimar la inercia del SENI hora por hora.
- * Mantenerla por encima de ****2 segundos****.
- * Aplicar medidas operativas cuando se aproxime al umbral crítico.
- * Limitar la penetración renovable en el rango de ****30% a 35%**** bajo las condiciones actuales del sistema.
- * Ajustar el despacho renovable según la demanda y la inercia disponible.

Para demandas cercanas a ****3200 MW****, el despacho conjunto de fotovoltaica y eólica no debería exceder aproximadamente ****1000 MW****; para demandas cercanas a ****3800 MW****, podría llegar a ****1200 MW**** sin comprometer la estabilidad.

7.4 Incorporación de BESS y recursos de respuesta rápida.

La incorporación de Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB o BESS) constituye la solución estructural más efectiva para compensar la falta de inercia de la generación renovable no síncrona. Esta línea de acción debe incluir:

- * Instalación progresiva de BESS con respuesta rápida.
- * Refuerzo de reservas rotantes suficientes.
- * Desarrollo de servicios complementarios de regulación primaria y secundaria.
- * Implementación de esquemas avanzados de control de frecuencia.

Mientras esa capacidad no esté instalada, será necesario limitar la penetración renovable para evitar la repetición de blackouts.

7.5 Desarrollo de simulación avanzada y gemelo digital del SENI.

Se requiere fortalecer la capacidad analítica del sistema mediante herramientas avanzadas de simulación dinámica. Para ello se recomienda:

- * Desarrollar un modelo integral o gemelo digital del SENI.



- * Simular contingencias severas y escenarios de alta penetración renovable.
- * Evaluar ajustes de protecciones, actuaciones del EDAC y consignas del AGC.
- * Analizar armónicos, potencia reactiva y límites seguros de operación.

Sin esta capacidad analítica, el sistema seguirá operando con márgenes de incertidumbre demasiado altos frente a una matriz cada vez más dominada por recursos variables basados en electrónica de potencia.

7.6 Revisión de reservas rotantes y consignas de regulación.

Debe revisarse la programación operativa de reservas y la forma en que se está despachando la generación térmica durante las horas de alta producción fotovoltaica. En particular, se requiere:

- * Reevaluar la reserva disponible para regulación primaria y secundaria.
- * Revisar las consignas de regulación de frecuencia de las unidades disponibles.
- * Evitar normalizar el despacho de unidades térmicas en mínimo técnico con el único propósito de maximizar el despacho fotovoltaico.

Esta práctica reduce el margen de estabilidad y debilita la respuesta del sistema ante contingencias.

8. Mensajes claves.

- * La falla en Hainamosa fue el detonante, pero no la única causa del blackout.
- * La condición crítica de inercia fue determinante en la pérdida de estabilidad.
- * La alta penetración renovable sin soporte dinámico suficiente incrementó la vulnerabilidad del SENI.
- * Las protecciones y controles actuales requieren modernización.
- * Sin acciones correctivas estructurales, persiste el riesgo de eventos similares.



Universidad Autónoma de Santo Domingo

Primada de América
Fundada el 28 de Octubre de 1538



Facultad de Ingeniería y Arquitectura
“Ing. Amín Abel Hasbún”

Instituto de Energía

“Año de la Reforma y la Implementación del Rediseño Curricular”



9. Conclusiones.

El apagón general del 23 de febrero de 2026 no fue únicamente consecuencia de una falla grave en un interruptor de transmisión, sino de la pérdida progresiva de estabilidad de un sistema que ya operaba con inercia crítica, alta penetración renovable y recursos insuficientes de soporte dinámico. Mientras no se ejecuten de manera decidida las acciones señaladas: modernización de protecciones, gestión operativa de la inercia, incorporación de BESS, fortalecimiento de reservas y desarrollo de simulación avanzada; el SENI seguirá expuesto a la repetición de eventos similares ante fallas severas en la red de transmisión.

Grupo de Investigación sobre Distribución y Transmisión.

26 de marzo de 2026