



INFORME PRELIMINAR APAGÓN GENERAL OCURRIDO EN RD EL 23 DE FEBRERO DE 2026

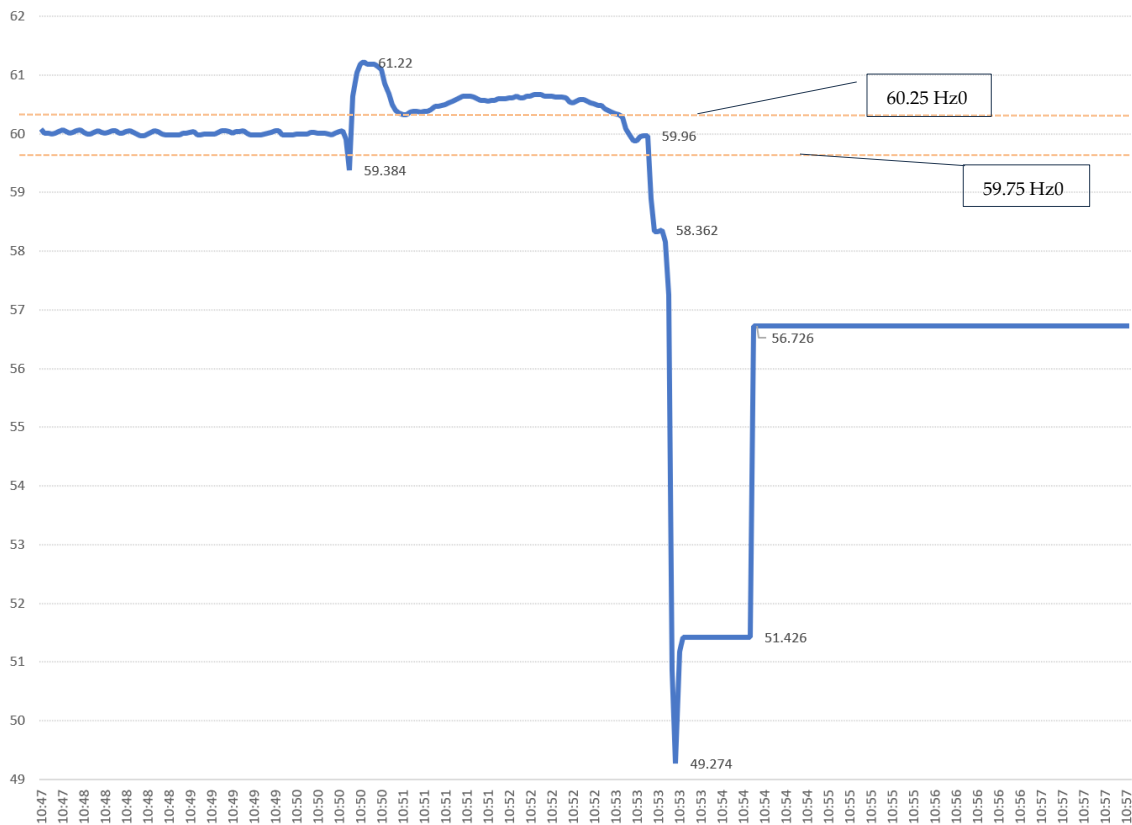
1. Introducción.

El 23 de febrero del 2026, se produjeron dos eventos, un primero en la subestación de Los Mina sin mayores consecuencias y un segundo mayor en la Subestación de Hainamosa el cual generó una falla mayor en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana.

El análisis del evento evidencia que la perturbación inicial que se muestra en la Figura 1 estuvo asociada a una condición de baja frecuencia que activó el Esquema de Deslaste Automático de Carga (EDAC), provocando la desconexión escalonada de circuitos de distribución con el objetivo de restablecer el equilibrio generación–demanda del sistema. La actuación del EDAC generó una variación abrupta al alza en la frecuencia, seguida de un sobreajuste transitorio producto de la reducción súbita de carga por la desconexión de las protecciones de la red de transmisión, lo cual llevó al sistema a una condición de sobre-frecuencia. En respuesta, las unidades térmicas que permanecían sincronizadas intentaron estabilizar el sistema mediante acciones de control primario de frecuencia y ajustes en sus rampas de generación.

Figura 1

Evolución de la Frecuencia del SENI





Posteriormente, se observaron desconexiones adicionales, no atribuibles al EDAC, incluyendo aperturas otras líneas y salidas de circuitos que provocaron pérdidas simultáneas de carga, también, generación asociada a las subestaciones sacadas enteras por el evento. Este fenómeno produjo oscilaciones sucesivas en la frecuencia y una degradación progresiva de la inercia efectiva del sistema. Durante esta fase, el Organismo Coordinador registró la desconexión de múltiples instalaciones fotovoltaicas; sin embargo, la correlación temporal exacta entre sus salidas y la evolución de la frecuencia requiere un proceso de conciliación horaria detallado con los registros operativos disponibles, que aún no tenemos, pero que no alteran las conclusiones. Asimismo, es probable que parte de la generación renovable se haya desconectado de manera indirecta debido a la apertura de elementos de red, y sus protecciones, por el tiempo que permaneció la frecuencia por encima del umbral de tolerancia de esas plantas, eventos que no se encuentran plenamente reflejados en los reportes iniciales, pero que se deducen del comportamiento de la frecuencia de las 10:51 a las 10:53.

A medida que avanzó la perturbación, las unidades térmicas intentaron sostener la regulación mediante reservas rotantes y control automático de generación (AGC), buscando recuperar el margen de estabilidad frecuencia-potencia. Se identifica un último esfuerzo de recuperación asociado a la operación de la unidad Punta Catalina 2 (única central térmica relevante en servicio en esa etapa) llegando la frecuencia a 59.96 Hz previo al deterioro irreversible de las condiciones dinámicas del sistema, al ser superados sus límites operativos admisibles por exceso de carga, con la posterior desconexión de dicha unidad, que provocó una caída abrupta de la frecuencia, conduciendo al colapso del sistema interconectado.

2. Secuencia de Eventos del SENI.

El disturbio sistémico bajo análisis estuvo precedido por dos eventos relevantes ocurridos en el nivel de 138 kV:

- **Primer evento (10:43 a.m.):** Perturbación registrada en la Subestación Los Mina 138 kV, la cual no generó consecuencias operativas significativas ni pérdida de estabilidad sistémica.
- **Segundo evento (10:50 a.m.):** Evento registrado en la Subestación Hainamosa 138 kV, que derivó en una falla de mayor magnitud con impacto estructural en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

Condiciones Previas al Evento Principal.

Previo al colapso sistémico, se registró una condición de baja frecuencia que activó el Esquema de Deslastre Automático de Carga (EDAC), produciendo la desconexión escalonada de circuitos de distribución con el objetivo de restablecer el balance generación–demanda. La actuación del EDAC, combinada con la apertura de elementos de la red de transmisión, provocó una reducción súbita de carga que generó un sobreajuste transitorio en el sistema, manifestado como una desviación abrupta al alza de la frecuencia, alcanzando niveles superiores a los rangos operativos habituales. Este comportamiento es consistente con una sobre-corrección dinámica ante la pérdida repentina de demanda.



En respuesta a la condición de alta frecuencia, las unidades térmicas sincronizadas activaron mecanismos de regulación primaria mediante control por característica de caída (droop) y ajustes de rampa de generación, con el objetivo de amortiguar la desviación y restablecer la estabilidad frecuencia-potencia. No obstante, durante esta fase se produjo la desconexión progresiva de generación fotovoltaica —posiblemente asociada a protecciones por límites de frecuencia y tensión— así como la salida de algunas unidades térmicas, deteriorando el soporte inercial y reduciendo las reservas operativas disponibles, lo que condujo finalmente a la pérdida de estabilidad generalizada (blackout).

Evolución Posterior del Disturbio.

Con posterioridad al evento principal, se observaron desconexiones adicionales no atribuibles directamente al EDAC, incluyendo aperturas de otras líneas de transmisión y salidas de circuitos que ocasionaron pérdidas simultáneas de carga y generación. Este fenómeno generó oscilaciones sucesivas en la frecuencia y una degradación progresiva de la inercia efectiva del sistema, incrementando la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) y reduciendo el margen dinámico de estabilidad.

Durante esta etapa, el Organismo Coordinador (OC) registró la desconexión de múltiples instalaciones fotovoltaicas. Sin embargo, la correlación temporal precisa entre dichas salidas y la evolución de la frecuencia requiere una conciliación detallada de registros, los cuales aún no se encuentran completos para efectos de análisis exhaustivo por parte del Instituto de Energía. Es probable, además, que parte de la generación renovable se haya desconectado indirectamente debido a la apertura de líneas o por la permanencia prolongada de la frecuencia fuera de los umbrales de tolerancia establecidos en sus esquemas de protección, eventos que no están plenamente reflejados en los reportes preliminares.

A medida que avanzó la perturbación, las unidades térmicas remanentes intentaron sostener la regulación mediante el uso de reservas rotantes y la actuación del Control Automático de Generación (AGC), procurando recuperar el equilibrio frecuencia-potencia. Se identifica un último intento de estabilización asociado a la operación de la unidad Punta Catalina 2, única unidad térmica de relevancia que permanecía sincronizada en la fase final del evento. No obstante, al superarse sus límites operativos admisibles por exceso de carga y exigencias dinámicas del sistema, se produjo su desconexión, lo que ocasionó una caída abrupta de la frecuencia y la consecuente pérdida total de estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado. El tiempo transcurrido para esto en ambos blackout fue muy similar.

3. Caracterización de la Falla.

La perturbación bajo análisis se originó en la subestación Hainamosa, asociada a la falla de un interruptor de potencia operado bajo condición de carga, ubicado en la salida de la línea de transmisión a 138 kV que interconecta con la subestación Villa Duarte. De acuerdo con el diagrama unifilar mostrado en el anexo 1, el evento corresponde a una falla monofásica



(monopolar) con elevada corriente de cortocircuito de unos 15 mil amperes, desarrollada en el punto de conexión del interruptor con la línea de transmisión.

El equipo involucrado es un interruptor de alta tensión de tecnología tanque vivo como se muestra en la Figura 2, compuesto por tres polos independientes —uno por fase— con aislamiento interno en gas hexafluoruro de azufre (SF₆). Este tipo de interruptor emplea aisladores huecos de porcelana que contienen la cámara de interrupción, donde el SF₆ actúa como medio dieléctrico y agente extintor del arco eléctrico. El diseño típico de este equipo contempla una tensión máxima de operación de 145 kV, corriente nominal continua entre 1200 A y 2000 A, y capacidad interruptiva del orden de 40 kA, cumpliendo con los estándares IEC/ANSI aplicables en sistemas de transmisión.

La falla observada presenta características compatibles con un evento interno de alta severidad, potencialmente asociado a la incapacidad del interruptor para soportar las condiciones de Tensión de Recuperación Transitoria (TRV) durante el despeje de una falla de gran magnitud. En escenarios de cortocircuito severo, si la tasa de aumento de la tensión de recuperación (Rate of Rise of Recovery Voltage, RRRV) excede la tasa de restablecimiento de la rigidez dieléctrica del medio de interrupción (Rate of Rise of Dielectric Strength, RRDS) del gas SF₆, puede producirse una reignición del arco eléctrico. Este fenómeno genera esfuerzos térmicos y mecánicos extremos que pueden culminar en la fractura del aislador de porcelana por la liberación súbita de energía y explosión del equipo.

Este tipo de evento, aunque poco frecuente, suele estar vinculado a fallas internas de aislamiento, degradación del SF₆, defectos mecánicos o condiciones de coordinación insuficiente entre la capacidad interruptiva del equipo y las exigencias dinámicas del sistema. En consecuencia, se recomienda la realización de un análisis forense integral del interruptor de 138 kV, incluyendo evaluación de registros oscilográficos, revisión de parámetros de protección, inspección física del equipo y verificación de las condiciones de TRV reales durante el evento.

Asimismo, resulta indispensable efectuar un estudio detallado de coordinación de protecciones, con el objetivo de garantizar selectividad, tiempos óptimos de despeje y adecuada limitación de esfuerzos electromecánicos, minimizando así el riesgo de propagación de la falla más allá de la sección afectada y reduciendo la probabilidad de eventos similares en el futuro. Ese estudio debe incluir la detección de una posible falla del interruptor (breaker failure, ANSI 50 BF) y actuación de los interruptores de respaldo.

Una falla catastrófica de un interruptor de tanque vivo de SF₆ de 138 kV suele deberse a:

- Ruptura grave del aislamiento interno.
- A menudo provoca una explosión inducida por un arco eléctrico en la carcasa de porcelana del interruptor.
- Las causas principales suelen ser una combinación de baja rigidez dieléctrica (baja presión de SF₆).

- Fallas mecánicas internas (contactos desalineados).
- Operaciones de conmutación incorrectas.

Acciones preventivas:

- Implementar pruebas rigurosas y periódicas de humedad y descomposición de gas SF₆.
- Actualizar coordinación de los sistemas de protección y control.
- Verificar si el breaker tiene capacidad suficiente en transitorio (Transient Recovery Voltage -TRV)
- Validar la lógica de supervisión del reenganche automático para evitar la conmutación en condiciones incorrectas.
- Utilizar inspecciones periódicas para detectar fisuras en porcelana, contactos estáticos deformados o erosionados.

Mantenimiento de los interruptores de SF₆ de alta tensión:

- Inspecciones visuales rutinarias cada (6 a 12 meses).
- Pruebas de diagnóstico (calidad del gas, humedad, sincronización)- (3 a 5 años) ó 500 y 2000 operaciones.
- Revisiones generales o inspecciones internas (8 a 12 años).
- Seguir las directrices del fabricante y la actividad operativa.

Figura 2

Interruptor SF₆ de Tanque Vivo



Figura 3

Interruptor SF₆ de Tanque Muerto



4. Comportamiento de la Generación en los días anteriores al Evento.

En las gráficas de la 4 a la 6 se muestra la generación del sistema con los aportes de las fotovoltaicas, eólicas y el total generado por el sistema. La potencia de las renovables alcanza picos máximos horarios de hasta un 51%.

Figura 4
Generación de Energía 18 de Febrero 2026

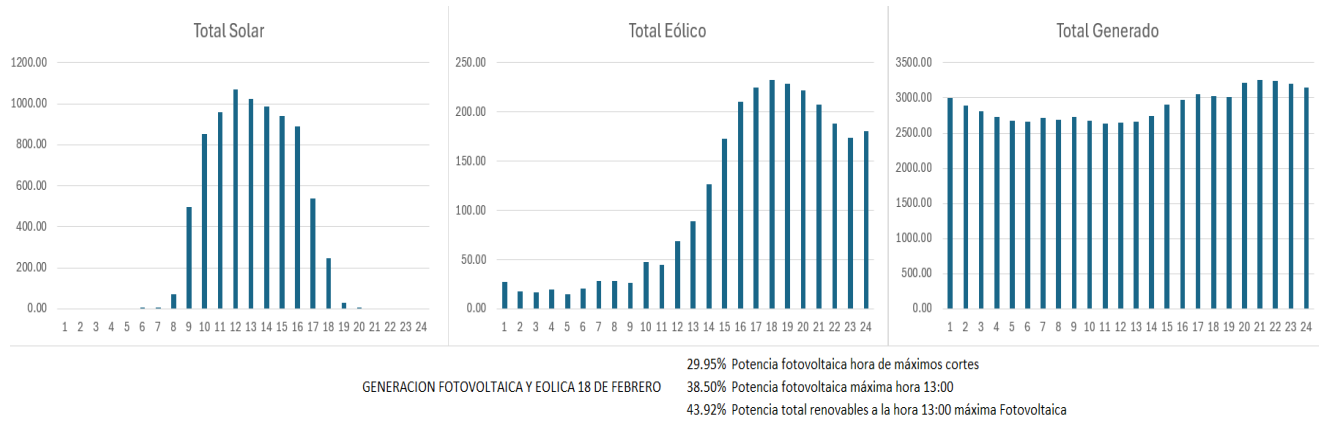


Figura 5
Generación de Energía 19 de Febrero 2026

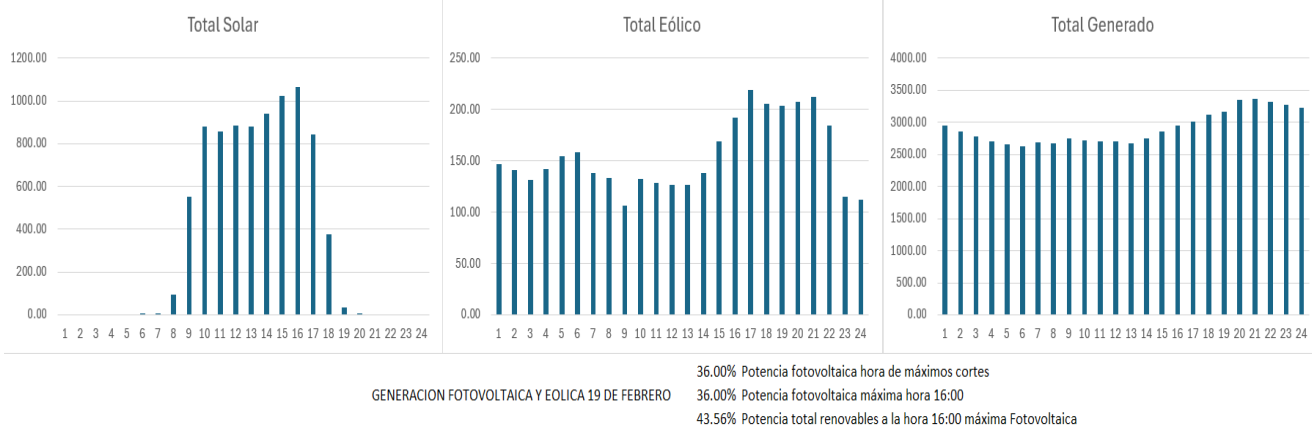
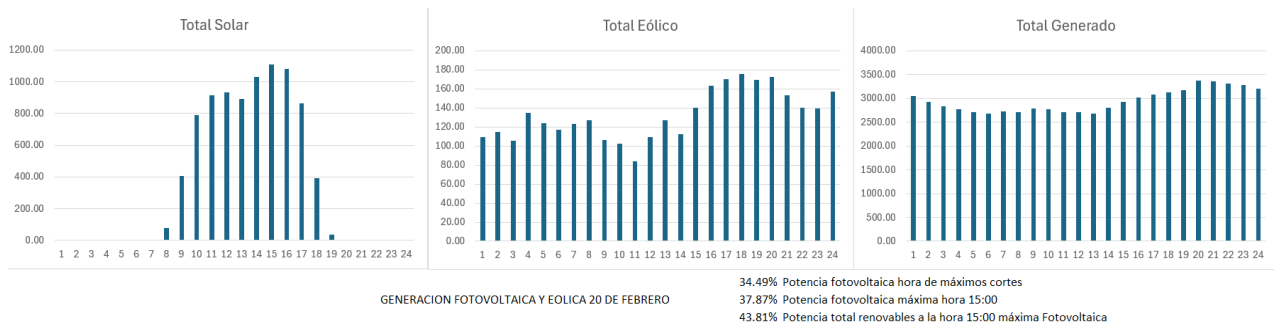


Figura 6
Generación de Energía 20 de Febrero 2026



En todos estos días a las 10:50 a.m, la generación fotovoltaica rondaba en promedio los 900 MW con una participación de un 35% en la generación total.



5. Comportamiento de la Generación Posterior al Evento

En la Figura 7 se presenta el perfil de generación correspondiente a un día típico de operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), el día después del apagón general, lo cual evidencia una participación significativa de fuentes renovables variables, alcanzando un 42.17 % del total de la generación despachada a la hora de mayor generación fotovoltaica, y a las 10:50 a.m. un 39.63% del total de la generación.

El nivel actual de penetración de generación renovable variable evidencia una creciente participación en la matriz energética nacional, particularmente en lo relativo a la generación fotovoltaica y eólica. No obstante, cuando dicha penetración no está acompañada de suficientes reservas rotantes, soporte inercial, servicios complementarios de regulación y tecnologías de almacenamiento o inercia sintética, el sistema incrementa su exposición a eventos de inestabilidad ante disturbios relevantes, como el ocurrido. En una operación normal del SENI en EDAC compensa los desequilibrios con perjuicio al suministro, apagones de corta duración varias veces al día.

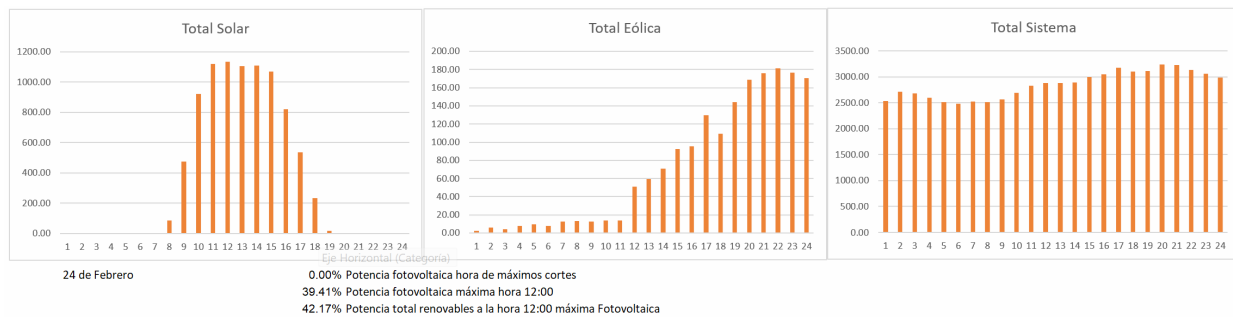
No obstante, la alta participación de recursos renovables no síncronos introduce desafíos técnicos asociados a la variabilidad e incertidumbre inherentes a estas tecnologías. Fluctuaciones rápidas de generación pueden producirse por fenómenos atmosféricos transitorios —como el paso súbito de nubosidad densa— o por contingencias operativas derivadas de desconexiones forzadas, fallas internas o eventos en la red de transmisión, las cuales provocan bajadas de la frecuencia al no poder responder a tiempo los sistemas de regulación de frecuencia de las plantas térmicas, debiéndose recurrir a las actuaciones del Esquema de Deslastre de Carga (EDAC), que va en contra del suministro de los clientes de las Empresas Distribuidoras, disminuyendo sus indicadores del servicio, sin que sea de su responsabilidad, Esto se puede hacer pues el artículo 93 de la Ley General de Electricidad nunca se ha aplicado y no existen consecuencias económicas por tales desconexiones.

Estas variaciones impactan directamente el balance instantáneo generación–demanda, afectando la estabilidad de frecuencia y reduciendo la inercia efectiva del sistema. Acaso se desconoce que esas generadoras no son capaces de regular frecuencia.

En este contexto, para garantizar la seguridad operativa del SENI y mantener los márgenes adecuados de estabilidad frecuencia-potencia, resulta imprescindible incorporar tecnologías y mecanismos de soporte dinámico que permitan mitigar dichas oscilaciones. Entre estas soluciones se incluyen sistemas de almacenamiento de energía (BESS), reservas rotantes suficientes, servicios complementarios de regulación primaria y secundaria, esquemas avanzados de control de frecuencia y mecanismos de respuesta rápida que compensen la menor contribución inercial de las fuentes renovables no síncronas. La instalación de esos BESS debe recaer en los que provocan su necesidad, específicamente los grandes generadores fotovoltaicos.

Figura 7

Generación de Energía 24 de Febrero 2026



De haber ocurrido una avería como la del polo del interruptor del día 23, se hubiese producido otro apagón general el 24 de febrero, con esa penetración de las renovables..

4. Conclusiones y Recomendaciones

Mantenemos las mismas conclusiones y recomendaciones del evento anterior, enfatizando en las siguientes:

- Acelerar los estudios de coordinación de los sistemas de protección del SENI e incluir la modernización del EDAC para implementar recomendaciones en el 2026
- Acelerar la Instalación de al menos 500 MVA de BESS para mitigar las fluctuaciones y control de frecuencia.
- En ausencia de BESS, preparar un programa de curtailment de las renovables para mantener un mínimo aceptable de inercia en el Sistema.
- Implementar un programa de mantenimiento preventivo en los equipos de alta tensión al igual que capacitación y entrenamiento del personal de O&M.
- Acelerar la instalación de nuevas líneas para completar un sistema en anillo de alta tensión para aumentar la confiabilidad y flexibilidad operativa y de mantenimiento del SENI.
- En caso de existir dificultades en realizar los estudios de coordinación por parte de la ETED, contratar una firma especializada que pueda realizar esto en un periodo corto, a fin de descartar esto como causa de otro posible blackout.
- Realizar un análisis técnico forense sobre la explosión del interruptor SF6 señalado.
- Es muy preocupante el mantener la penetración actual de las renovables sin contar con un almacenamiento de energía adecuado para la rápida regulación de la frecuencia del SENI. Es pertinente estimar ahora la inercia mínima a la cual se hace inestable el Sistema, con dicha penetración, algo fácil de evaluar con los datos recogidos en ambos eventos.

Grupo de Investigación sobre Distribución y Transmisión.

24 de febrero 2026

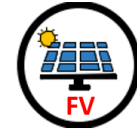
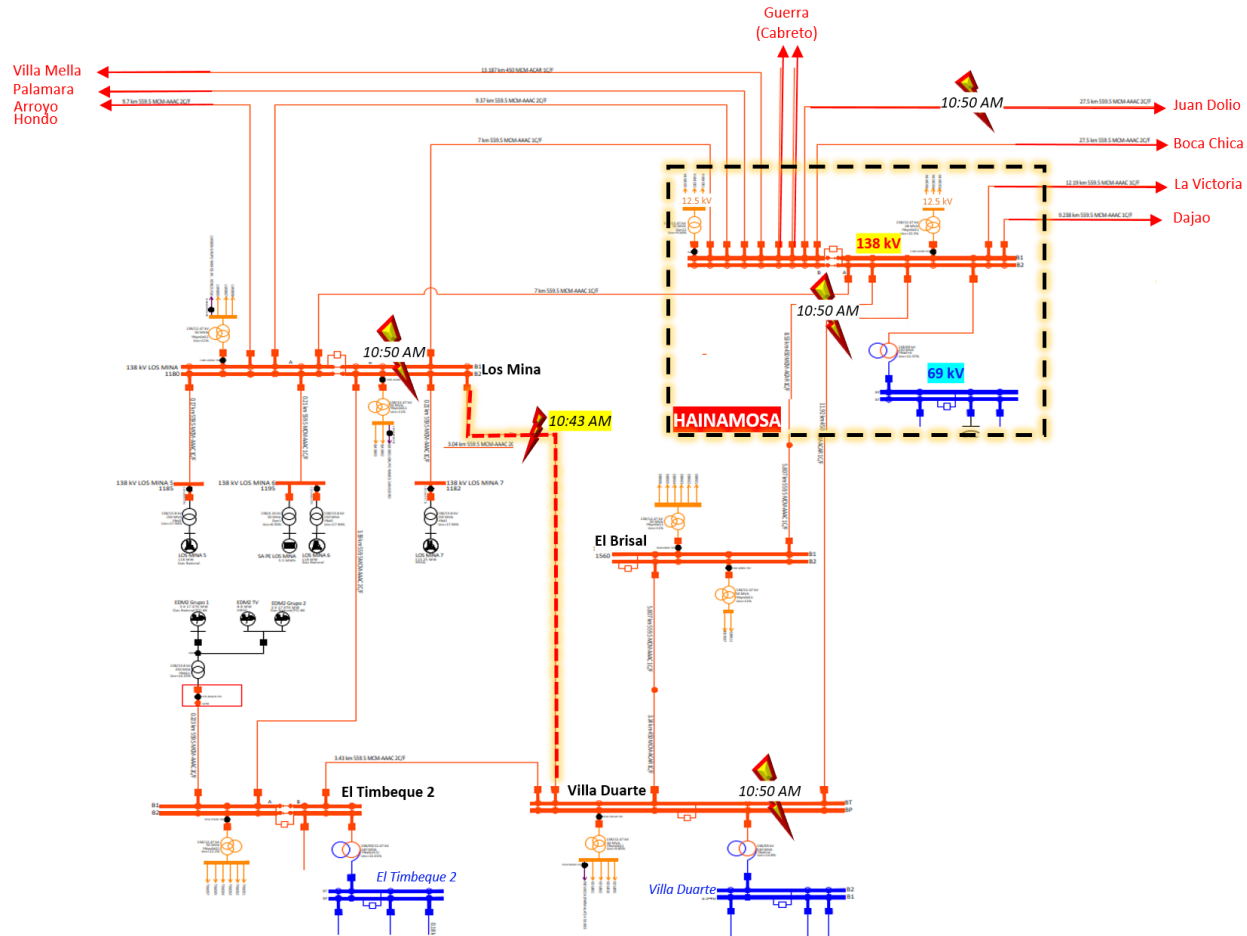
Anexo 1: Diagrama Unifilar Zona Afectada

Anexo2: Vista Aérea de la S/E de Hainamosa



Anexo 1

Diagrama Unifilar Zona Afectada



10:50 AM REPORTA Baja Tension

- Washington Capital 54.5 MW
- Mata de Palma 50 MW
- Maranatha 69 MW
- La Victoria 50 MW

INSTALADO 173.5 MW

EQUIPO DE TRANSMISIÓN	
INTERRUPTOR DE LÍNEA LOS MINA 138 - VILLA DUARTE 138	
138 kV GUERRA - HAINAMOSA L2	
INTERRUPTOR DE LÍNEA TAP EL BRISAL 1 - HAINAMOSA	
LÍNEA HAINAMOSA 138 - BARRA 2 - VILLA DUARTE 138	
138 kV HAINAMOSA - GUERRA L1	
INTERRUPTOR DE LÍNEA HAINAMOSA 138 - BARRA 2 - TAP EL BRISAL 1	
INTERRUPTOR DE LÍNEA HAINAMOSA 138 - BARRA 2 - JUAN DOLIO	
PALAMARA 138	
VILLA DUARTE 138	
TAMARINDO	
INTERRUPTOR DE LÍNEA HAINAMOSA 138 - BARRA 2 - JUAN DOLIO	
INTERRUPTOR 138 KV TAP 3 JUAN DOLIO - SPM 2	
INTERRUPTOR DE LÍNEA HAINAMOSA 138 - BARRA 2 - LOS MINA 138	
INTERRUPTOR DE LÍNEA HAINAMOSA 138 - BARRA 2 - LOS MINA 138	
INTERRUPTOR DE LÍNEA HAINAMOSA 138 - BARRA 2 - LOS MINA 138	
HAINAMOSA 138	



Anexo 2

Vista Area de la S/E de Hainamosa

