



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



CRÉE

COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA



INFORME DE FISCALIZACIÓN DEL SISTEMA AISLADO DE GUANAJA



Dirección de
Fiscalización

Junio 2026



GENTE TRABAJADORA



ARRECIFES



CONTENIDO

1	RESUMEN EJECUTIVO.....	3
2	INTRODUCCIÓN.....	4
3	ANTECEDENTES.....	4
4	ANÁLISIS REGULATORIO	16
5	ACTIVIDAD DE GENERACIÓN.....	24
6	ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN	58
7	ACTIVIDAD COMERCIAL.....	75
8	CONCLUSIONES	101
9	RECOMENDACIONES.....	105
10	MATRIZ DE SEGUIMIENTO	109

1 RESUMEN EJECUTIVO

La isla de Guanaja cuenta con un sistema eléctrico aislado cuya operación histórica ha estado a cargo de un concesionario privado bajo el marco regulatorio de la Ley General de la Industria Eléctrica. No obstante, derivado de incumplimientos graves en materia técnica, comercial y regulatoria, la Secretaría de Energía procedió con la intervención del sistema eléctrico, instruyendo a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica asumir temporalmente la operación del servicio con el propósito de garantizar la continuidad y estabilidad del suministro eléctrico a los usuarios de la isla.

El presente informe tiene como objetivo analizar integralmente la situación actual del sistema intervenido, evaluando los principales aspectos asociados a las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como identificar los desafíos operativos, regulatorios y financieros que enfrenta el sistema aislado de Guanaja ante la proximidad del vencimiento del período de intervención.

- En materia de generación, el informe aborda las condiciones operativas de las unidades de generación existentes, la suficiencia de capacidad instalada para atender la demanda, los costos de producción de energía y los riesgos asociados a la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico en un sistema no interconectado.
- Respecto a la actividad de distribución, se analizan las condiciones técnicas de la red eléctrica, el estado actual de la infraestructura, los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas, la calidad del servicio brindado a los usuarios y las necesidades prioritarias de inversión y mantenimiento para asegurar una operación segura y eficiente del sistema.
- En relación con la actividad comercial, el informe evalúa la gestión de usuarios, facturación, cobranza, control de pérdidas, actualización de información comercial y sostenibilidad financiera del sistema intervenido, considerando las limitaciones operativas y administrativas existentes durante el período de administración temporal por parte de la ENEE.

Finalmente, el documento presenta consideraciones regulatorias y recomendaciones orientadas a definir una ruta de acción que permita garantizar la continuidad del servicio eléctrico en Guanaja, asegurando el cumplimiento del marco normativo vigente, la sostenibilidad operativa del sistema y la protección de los usuarios del servicio público de electricidad.

2 INTRODUCCIÓN

El presente informe tiene como objeto mostrar los resultados de la fiscalización integral realizada por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) al sistema aislado de la isla de Guanaja operado por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

La actividad de fiscalización comprende el análisis de las actividades de generación, distribución y comercialización desarrolladas por la ENEE para la prestación del servicio eléctrico en atención de lo establecido en el Acuerdo Ministerial SEN-001-2024, mediante el cual la Secretaría de Energía (SEN) designa como operador técnico a la ENEE durante el proceso de intervención a la empresa denominada BELCO que inició en mayo de 2024.

Con base en el análisis del marco normativo aplicable y de los datos obtenidos mediante procesos de inspección, reuniones y requerimientos de información a la ENEE, se presentan conclusiones y recomendaciones con el fin de garantizar el cumplimiento de la Ley y su reglamentación en el sistema aislado en cuestión.

3 ANTECEDENTES

El sistema eléctrico aislado del municipio de Guanaja, departamento de Islas de la Bahía, fue objeto de un proceso de fiscalización iniciado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) a partir de 2022, ante los constantes reportes sobre el deterioro del servicio prestado por la sociedad mercantil Bonacco Electric Company S. A. de C. V. (BELCO). Como resultado de dicho proceso, la Secretaría de Energía ordenó, mediante el Acuerdo SEN-41-2024, la intervención integral del sistema, delegando en la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), a través de la Unidad Técnica de Control de Distribución (UTCD), la administración, operación y mantenimiento de las actividades de generación, distribución y comercialización.

Desde el inicio de la intervención, en mayo de 2024, la CREE dio seguimiento continuo a la gestión desarrollada por la ENEE mediante la revisión de los informes bimensuales remitidos en cumplimiento del citado Acuerdo, así como a través de inspecciones de campo realizadas en los años 2025 y 2026. El presente informe recoge los resultados de dicho seguimiento y presenta, de manera unificada, el diagnóstico de las actividades de generación, distribución y comercialización al cierre del proceso de intervención, en mayo

de 2026, conforme a lo establecido en el artículo 8, literal B, de la Ley General de la Industria Eléctrica.

3.1 INSPECCIÓN INTEGRAL AL SISTEMA AISLADO DE LA ISLA DE GUANAJA, SEPTIEMBRE DE 2022

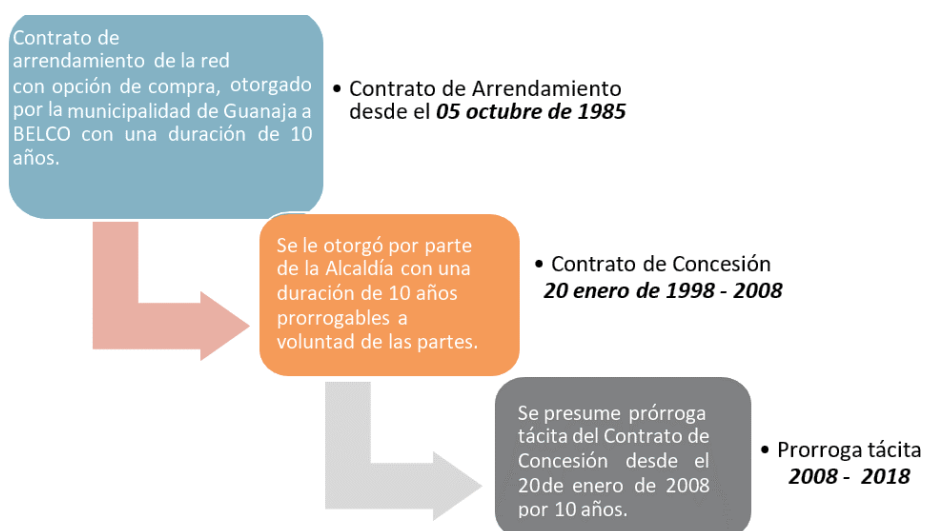
La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) realizó una inspección al sistema eléctrico del municipio de Guanaja entre el 21 y 25 de septiembre de 2022, en atención a las consultas formuladas por la Secretaría de Energía relacionadas con el deterioro de la calidad del suministro eléctrico, el estado actual de la concesión y la pertenencia de la red de distribución.

El procedimiento de inspección incluyó el análisis de 4 ejes principales de la prestación del servicio eléctrico en el sistema aislado del municipio de Guanaja: (i) aspectos legales, (ii) equipos de generación, (iii) red de distribución y (iv) procesos comerciales.

3.1.1 Aspectos legales

Como resultado del análisis legal se constató que a la fecha de la inspección Bonacco Electric Company S. A. de C. V. (BELCO) no contaba con una concesión o licencia de operación para la prestación del servicio eléctrico en Guanaja, no obstante, realizaba la actividad de distribución de hecho.

La siguiente imagen describe la relación cronológica de los hechos acontecidos respecto a la operación de BELCO en el municipio, según la información obtenida:



Con respecto a la naturaleza de la red de distribución se concluyó que, conforme a lo establecido en el marco legal aplicable al subsector eléctrico hondureño, los bienes concedidos deben retornar al Estado de Honduras ya que por su naturaleza y el uso al que son destinados constituyen Bienes Nacionales o Bienes Públicos, los cuales son inalienables e imprescriptibles. Por consiguiente, la red de distribución operada de hecho por BELCO está sujeta a los mecanismos de operación que el Estado otorga y administra.

3.1.2 Equipos de generación

Durante la inspección se observó la central eléctrica de BELCO disponía de dos unidades de generación. No obstante, se verificó que la empresa aún no había implementado los mecanismos necesarios para la operación en paralelo de dichas unidades. Como consecuencia, cuando la demanda excedía la capacidad de generación de la unidad en servicio, la empresa recurría a un esquema de liberación de carga, consistente en interrupciones programadas del suministro eléctrico de aproximadamente dos horas de duración, hasta que la demanda disminuyera. Estas interrupciones se realizaban, por lo general, durante el período nocturno, cuando se registraban los mayores niveles de demanda.

A la fecha de inspección, el generador que operaba tenía una capacidad nominal de 1,250 kVA, el cual contaba con aproximadamente 22 años de operación. Con base en los datos de producción de energía y consumo de combustible diésel obtenidos durante la inspección, se determinó un rendimiento diario de 13.34 kWh/gal.

Asimismo, se identificaron oportunidades de mejora relacionados con la documentación y el registro de los procesos de operación y mantenimiento de la planta, la implementación de la operación en paralelo de las unidades generadoras y el fortalecimiento de los procedimientos para la gestión y control del combustible.

3.1.3 Red de distribución

Durante la inspección se verificó aproximadamente el 90 % de la red de distribución de Guanaja. Quedaron excluidas principalmente las líneas submarinas y subterráneas, así como aquellos segmentos de líneas aéreas a los que no fue posible acceder.

Se levantaron 414 postes con sus respectivas estructuras, líneas, transformadores y demás equipos asociados, tomando como referencia el Manual de Procedimientos para La Extensión de Líneas de Distribución en Forma Privada de la Empresa Nacional de Energía



Eléctrica (ENEE). Asimismo, se levantaron datos de 243 equipos de medición, incluyendo las longitudes de sus respectivas acometidas.

3.1.4 Procesos comerciales

Se levantaron 338 encuestas con el fin de conocer la percepción del servicio eléctrico. Los resultados indicaron que el 87% de los usuarios estaban insatisfechos o muy insatisfechos con el servicio eléctrico que recibían, principalmente, debido a la cantidad elevada de interrupciones del servicio, altos costos del servicio eléctrico, falta de claridad en la información presentada en la factura y falta de atención de reclamos.

Como producto de la revisión de los procesos comerciales y la información de facturación obtenida durante la inspección se identificó:

1. Que las tarifas aplicadas por BELCO no contaban con una revisión ni aprobación por parte de la CREE, lo que representaba un riesgo de que los usuarios fueran objeto de cobros indebidos y, a su vez, un riesgo para la empresa de no recuperar, mediante la tarifa, los costos reales para la prestación del servicio en el sistema aislado.
2. La inexistencia de procesos comerciales que cumplieran con lo establecido en el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución, en particular, que:
 - a. La gestión comercial se desarrollaba sin sistemas estructurados de registro ni procedimientos formalmente definidos.
 - b. La facturación se realizaba de forma mensual para 2,045 clientes, con inconsistencias en los conceptos cobrados, ausencia de historial de lecturas y sin identificación documentada de casos estimados o promediados. No se contaba con registros de gestiones de atención al usuario, reclamos atendidos ni tiempos de resolución.
 - c. Las órdenes de servicio se registraban únicamente en formato físico sin digitalización, y los reclamos técnicos se atendían sin clasificación formal de prioridades.
 - d. La recuperación de mora se basaba principalmente en la suspensión del servicio, con acuerdos de pago verbales y sin respaldo documental.
 - e. El control de pérdidas no técnicas se limitaba a observaciones durante la lectura, utilizando un valor fijo estimado del 15% sin cálculos reales ni registros de energía recuperada.



3. La aplicación de impuesto sobre venta en algunos usuarios, medida que no se encuentra vigente desde el 2019.
4. Que el 63 % de los usuarios se encontraba dentro de un rango de consumo de 0 a 150 kWh, equivalente al criterio general para la focalización de subsidios en el sistema interconectado nacional. Este porcentaje correspondía al 13 % del consumo total facturado por la empresa (56,952 kWh) y a un monto de L845,727.20 para agosto de 2022.
5. Que existían 33 instituciones del Estado que adeudaban un 20 % del total de la mora al cierre del mes de agosto 2022, lo que corresponde a un valor de L4,776,015.03.

3.2 INICIO DE INTERVENCIÓN DEL SISTEMA AISLADO DEL MUNICIPIO DE GUANAJA, MAYO DE 2024

La Secretaría de Energía (SEN) emitió el Acuerdo SEN-41-2024 el 2 de mayo de 2024, ordenando la intervención integral del sistema operado de hecho por la sociedad mercantil Bonacco Electric Company S.A. de C.V. (BELCO), delegando a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), a través de la Unidad Técnica de Control de Distribución (UTCD), como el ente técnico especializado responsable de asumir la administración, operación y mantenimiento de los sistemas de generación, distribución y comercialización.

La decisión fue motivada por los hallazgos presentados mediante informes de inspección técnicos y legales elaborados por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), los cuales evidenciaron una mala calidad del servicio, constantes fallas en la red, falta de mantenimiento preventivo, aplicación de tarifas excesivamente altas y una operación sin contar con una concesión o licencia operación para la prestación del servicio eléctrico.

La intervención física y toma de control operativo inició el 16 de mayo de 2024, con un plazo máximo de dos años para la normalización integral del servicio, incluyendo la aplicación de una estructura tarifaria aprobada por el regulador. Cabe mencionar que este proceso incluyó un despliegue logístico con acompañamiento de la Policía Nacional y las Fuerzas Armadas para resguardar las instalaciones estratégicas.

Durante los primeros días, el equipo interventor enfrentó desafíos operativos críticos, como el desbalance de la red, la precaria infraestructura de medición y la falta de colaboración por parte de BELCO, lo que requirió la activación inmediata de la planta de generación del Proyecto PERLA para estabilizar el suministro.

3.2.1 Equipos de generación

El equipo interventor informó que enfrentó una fuerte resistencia inicial por parte del personal de BELCO, quienes bajo órdenes superiores procedieron a apagar las máquinas, dejando a la isla sin suministro eléctrico en el inicio del proceso de intervención.

Ante la inoperatividad de la central de generación de BELCO, la ENEE dispuso la energización de la isla mediante el Proyecto PERLA. Sin embargo, la central sufrió desconexiones recurrentes debido a los graves desbalances de carga en las fases de la red de distribución y a la excesiva sensibilidad de sus protecciones, en un contexto de deterioro general de la infraestructura eléctrica.

Según informes de la ENEE, el 24 de mayo de 2024 se logró la puesta en operación de la central de BELCO para suministrar el sistema aislado. Sin embargo, la capacidad instalada resultó insuficiente para cubrir la demanda nocturna total, lo que obligó a realizar interrupciones del servicio por alivio de carga en horas de la noche.

3.2.2 Red de distribución

Con respecto al sistema de distribución, el equipo interventor informó que se identificó una red desbalanceada con un alto grado de corrosión por salinidad ambiental y una ausencia total de mantenimiento preventivo por parte de BELCO.

Asimismo, la red carecía de equipos de protección telegestionados, lo que impedía maniobras rápidas ante fallas y obligaba a desplazamientos físicos de cuadrillas en un territorio disperso y de difícil acceso.

Durante los primeros días de la intervención, las cuadrillas de ENEE procedieron a retirar portafusibles y aislar tramos de red, con el objetivo de mitigar los desbalances y permitir una operación más segura del proyecto PERLA. Paralelamente, la empresa realizó trabajos de emergencia para reemplazar transformadores en mal estado y estructuras dañadas en sectores críticos como Savannah Bight, a fin de evitar el colapso del sistema durante las horas de mayor demanda.

3.2.3 Procesos comerciales

Durante el inicio del proceso de intervención se identificó un estado deplorable y precario de la infraestructura de medición instalada por BELCO. Se encontró que la mayoría de los medidores no cumplían con estándares técnicos, las bases tipo socket estaban en mal estado

y existían conexiones deficientes que representaban riesgos de seguridad y falta de precisión en los registros.

Con respecto a las lecturas, entre el 22 y el 26 de mayo de 2024, ENEE realizó la toma de lecturas iniciales para 2,117 clientes, capturando además coordenadas geográficas y evidencia fotográfica de cada predio para crear la nueva base de datos. No obstante, a pesar de contar con las lecturas, la facturación no se ejecutó de inmediato debido a la falta de una tarifa aprobada por la CREE para el sistema aislado de Guanaja.

Asimismo, se procedió con la apertura de la sede de Atención al Cliente ubicada en El Cayo, Guanaja, dado que BELCO había cerrado sus instalaciones con candado impidiendo el acceso al equipo interventor. Durante el período del 20 al 29 de mayo se atendieron 343 clientes para actualización de datos.

3.3 DESARROLLO DEL PROCESO DE INTERVENCIÓN, MAYO DE 2024 A MAYO DE 2026

A continuación, se presentan las principales acciones operativas desarrolladas durante el proceso de intervención, mismas que han sido descritas en los informes bimensuales de gestión de la intervención elaborados por la ENEE y remitidos a esta Comisión.

3.3.1 Equipos de generación

1. **Plan de contingencia térmica:** Debido al deterioro de los equipos de generación de BELCO, que obligaba a realizar cortes por alivio de carga, la ENEE arrendó dos unidades térmicas a la empresa LAEISZ de 1 MW cada una, las que llegaron a la isla el 10 de septiembre de 2024.
2. **Expansión del Proyecto PERLA (Fase II):** Entre febrero y abril de 2025, el sistema alcanzó su consolidación tecnológica con la puesta en marcha de la Fase II, elevando la capacidad fotovoltaica a 2.92 MWp y el almacenamiento en baterías a 6.88 MWh. Asimismo, se integraron dos nuevos grupos electrógenos modernos de 750 kW cada uno, operando en paralelo para suplir la demanda pico y sustituir definitivamente la generación precaria del BELCO y las plantas arrendadas.
3. **Traspaso de activos:** Se ha establecido un cronograma técnico-legal donde la medición definitiva y el traspaso total de los activos de generación de la Etapa No. 2 a la ENEE se completará en septiembre de 2027.



3.3.2 Red de distribución

1. **Valoración de activos:** La ENEE completó el levantamiento y la valoración de la infraestructura de red (32.81 km de media tensión, postes y transformadores), estableciendo un valor ajustado por deterioro de aproximadamente 1.45 millones de dólares.
2. **Repotenciación de ramales:** En agosto de 2025, se ejecutaron obras críticas que incluyeron la instalación de 45 postes nuevos y el armado de 44 estructuras primarias para la reconversión de tramos de la red de monofásico a trifásico con el objetivo de balancear la carga del circuito de distribución.
3. **Implementación de telegestión:** Se instalaron dos restauradores en la salida de la central, lo que permitió un mayor control y el aislamiento de fallas en la red de distribución, sin interrupción total de la central de generación.

3.3.3 Procesos comerciales

1. **Inicio de facturación oficial:** La ENEE incorporó 2,119 clientes a su sistema comercial InCMS, designando cuatro diales de lectura y ejecutó lecturas mensuales de los equipos de medición. Las lecturas permanecieron embalsadas durante 2024 ante la ausencia de una tarifa aprobada por la CREE. La ENEE realizó el cálculo tarifario correspondiente y solicitó la aprobación de esta tarifa de electricidad, misma que fue aprobada de manera transitoria por la CREE y entró en vigencia a partir del 1 de febrero de 2025. La facturación acumulada de febrero 2025 a enero 2026 ascendió a 25.51 millones de lempiras.
2. **Normalización de medidores:** Se ejecutó un plan de estandarización que logró normalizar a 993 usuarios con medidores bajo normativa ANSI.
3. **Medición remota (Semidirecta):** Se instalaron 20 equipos de medida especial para grandes consumidores, lo que permite la lectura remota y ha generado un incremento de hasta el 64 % en la energía registrada para este segmento tras su intervención.
4. **Gestión de recaudo:** Se habilitó una red de agentes recaudadores autorizados y una oficina de atención al cliente local para facilitar los pagos y la gestión de reclamos (PQR), logrando tasas de resolución superiores al 96 % en algunos periodos.
5. **Atención al usuario:** La ENEE estableció una sede de Atención al Cliente en El Cayo desde el inicio de la intervención, habilitó canales digitales complementarios y

gestionó más de 4,200 PQR con tasas de resolución superiores al 90 % en la mayoría de los períodos. Identificó y clasificó suministros en cuatro segmentos de mercados especiales, llegando a 75 suministros agrupados al cierre del décimo período.

6. **Cobro y recaudo:** La ENEE habilitó una cuenta de recaudo en el BCH en diciembre de 2024 e incorporó una red de agentes recaudadores autorizados a nivel nacional. A su vez, implementó una campaña de telecobranza con agentes bilingües y realizó visitas casa a casa para actualizar la base de datos de los usuarios. La efectividad del recaudo creció del 63.35 % en marzo de 2025 al 105.86 % en octubre de 2025, con un recaudo acumulado de 16.67 millones de lempiras al cierre del período. A partir del segundo semestre de 2025 inició el proceso de suspensión del servicio por mora.

3.4 INSPECCIÓN DE FISCALIZACIÓN EN NOVIEMBRE DE 2025

En seguimiento a la función atribuida a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para el ejercicio del control de las actividades de generación, distribución y comercialización en el sistema aislado del municipio de Guanaja, incluyendo la administración, operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica, se realizan las siguientes consideraciones.

En el marco de dicho proceso de supervisión, y conforme al artículo 9 del Reglamento de la LGIE, la CREE llevó a cabo una inspección integral del sistema aislado del municipio de Guanaja bajo la orden CREE-078-2025, durante el mes de noviembre de 2025, verificando los principales componentes relacionados a la prestación del servicio eléctrico en el sistema aislado en cuestión.

Los resultados de la inspección se desglosan por cada actividad a continuación:

3.4.1 Actividad de generación

1. La central híbrida del proyecto PERLA finalizó su implementación en abril de 2025, con la entrada en operación de la Fase II y la incorporación de dos grupos electrógenos en la Fase I. La capacidad instalada comprende 600 kWp fotovoltaicos en Fase I (1,094 paneles y 5 inversores INGETEAM) y 2,300 kWp en Fase II (4,106 paneles y 2 inversores INGETEAM), con almacenamiento de 600 kWh y 6 MWh, respectivamente. Además, dispone de cinco generadores diésel: 2 de 750 kW y 3 de 440 kW.
2. Al momento de la inspección, el generador #5 (750 kW) estaba fuera de servicio desde el 21 de octubre de 2025 por daños en el sistema de lubricación, en gestión de



garantía con el fabricante. El generador #2 (440 kW) presentaba falla en el sensor de presión, y el generador #4 (750 kW) se desconectaba por desbalance ante incrementos de carga. En agosto de 2025, la demanda máxima fue de 1,447.95 kW, cubierta en más del 60 % con generación térmica y 39 % con generación renovable.

3. La inspección termográfica con dron identificó *hotspots* en módulos de Fase I, asociados a posibles fallas internas o contaminación. También se reportaron daños por roedores en el cableado de puesta a tierra, generando fallas a tierra en varios *strings*. En ambas fases se observaron problemas de humedad y acumulación de agua en transformadores, y el sistema SCADA permanecía parcialmente configurado, con inconsistencias entre sus mediciones de combustible y los sensores de tanques.

3.4.2 Actividad de distribución

1. Se realizó el levantamiento georreferenciado de 86 puntos de red en Savannah Bight, Brisas del Mitch, Mangrove Bight mediante el cual se identificó:
 - 59 postes nuevos instalados por la UTCD, diferenciados por tipo de material según la zona: fibra de vidrio en zonas de la isla y madera.
 - 24 postes reutilizados pertenecientes a la red anterior operada por BELCO.
 - 19 transformadores de distribución, los cuales fueron verificados mediante el uso del dron institucional, constatándose que todos presentaban condiciones operativas aceptables, sin evidencia de daños estructurales ni de fugas de aceite.
 - Que los puntos levantados forman parte del proyecto de repotenciación mediante la conversión de circuitos monofásicos a trifásicos.
2. Se realizó el levantamiento georreferenciado de 12 puntos de red en el Cayo Principal mediante el cual se identificó:
 - 12 postes nuevos instalados por la UTCD, en la zona denominada “Zona cero” y otras partes del Cayo como parte del proyecto de mantenimientos en la red.
3. Se levantaron 110 puntos de alumbrado público identificando que:
 - El 59.09 % se encontró en buen estado operativo.
 - Mangrove Bight presentó las mayores deficiencias, con solo el 24.13 % de luminarias operativas, incluidas unidades nuevas fuera de servicio debido a fallas en la red.



- Cayo Principal mostró el mejor desempeño en alumbrado público, con 80.64 % de luminarias en buen estado, seguido de Savannah Bight con 66 %.
- 4. A la fecha de la inspección, no se habían realizado mantenimientos preventivos desde abril de 2024 debido a limitaciones logísticas en el transporte de materiales desde La Ceiba.
- 5. Con respecto a la calidad del servicio, se observó que los indicadores de calidad del producto, tales como la regulación de la tensión, el factor de potencia, la distorsión armónica y el desbalance de tensión, se mantuvieron dentro de los límites establecidos en la Norma Técnica de Calidad de Distribución. No obstante, se registraron entre 2 y 13 interrupciones mayores de 3 minutos en los diferentes puntos de medición analizados, así como subtensiones e interrupciones momentáneas, concentradas principalmente el 24 de noviembre de 2025, lo que indica un bajo nivel de confiabilidad del sistema de distribución.

3.4.3 Gestión Comercial

El sistema de Guanaja cuenta con 2,103 usuarios registrados. El ciclo formal de lectura y facturación inició en febrero de 2025, con cobertura de entre 600 y 700 clientes diarios en rutas realizadas los días 14 al 17 de cada mes. La facturación con lectura real representó aproximadamente el 90 % del total; no obstante, la facturación por promedio ha mostrado incrementos en ciertos períodos, alcanzando indicadores cercanos al 19 % del total facturado, situación asociada principalmente a medidores no encontrados y a la falta de normalización completa de los usuarios.

Se identificaron en la base de datos remitida que 2,958 gestiones sin resolución en el sistema comercial, con un promedio de atención de 385 días. Las categorías con mayor concentración son errores de lectura (1,365 gestiones), campañas de gestión interna (869 gestiones), revisión o cambio de medidor (193 gestiones) y solicitudes de nuevo servicio (126 gestiones). La estructura de mora reflejaba en ese momento que el 36 % de los usuarios presenta atrasos, concentrándose el 55 % del monto adeudado en cuentas con mora mayor a 120 días (473 clientes).

Se constató la existencia de saldos en estado reclamado acumulados entre mayo de 2024 y febrero de 2025, período en que los consumos fueron registrados sin facturación por ausencia de tarifa aprobada. A la fecha de inspección, estos saldos permanecían sin

tratamiento regulatorio definido, sin que se haya aplicado el mecanismo de subsidio anunciado en agosto de 2024. La información presentada por la ENEE sobre dichos saldos no coincidió con lo requerido en la Orden de Inspección CREE-078-2025, por lo que se requirió la remisión de una base de datos completa y depurada por usuario.

En el marco del proceso de intervención del sistema eléctrico aislado del municipio de Guanaja, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) asumió la operación del servicio de distribución a partir del 20 de mayo de 2024, conforme al Acuerdo SEN-41-2024. Dicho acuerdo estableció, entre otras disposiciones, la obligación de la ENEE de remitir informes bimensuales de gestión a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), como mecanismo de seguimiento y fiscalización de la operación transitoria del sistema.

La CREE mantuvo un seguimiento continuo de la gestión de la ENEE en Guanaja, tanto a través de la revisión de los informes bimensuales remitidos en cumplimiento del Acuerdo, así como mediante la inspección en campo realizada bajo la orden CREE-078-2025. Adicionalmente, mediante oficio CREE-032-2026, la CREE solicitó a la ENEE la remisión de la base de datos actualizada de gestión comercial, incluyendo información de usuarios, facturación, mora, recaudo, gestiones de reclamos, nuevos suministros y cobertura de medición, información que fue oportunamente atendida por la empresa y que constituye una de las fuentes principales del presente informe.

La situación encontrada por la ENEE al momento de asumir la operación presentó importantes retos desde el punto de vista comercial: la empresa predecesora no había respondido a la solicitud de información del ciclo comercial, por lo que el registro de clientes, los registros de consumo, el estado de la mora y los procesos de atención al usuario debieron ser reconstruidos prácticamente desde cero. A lo anterior se sumó el estado deficiente del parque de medición heredado, con infraestructura sin estandarización y equipos deteriorados que impedían garantizar la precisión en el registro del consumo de los usuarios.

3.5 INSPECCIÓN DE FISCALIZACIÓN EN MAYO DE 2026

La CREE realizó en mayo de 2026 la inspección CREE-01-2026, visita enmarcada en la fase de cierre del proceso de intervención del sistema eléctrico del municipio de Guanaja y que tuvo como objetivo verificar el estado actual de los componentes de generación y de distribución. Lo anterior, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 8, literal B, de la

Ley General de la Industria Eléctrica, que dispone que la intervención no podrá exceder un máximo de 2 años.

Los resultados de la inspección se desglosan por cada actividad a continuación:

3.5.1 Actividad de generación

1. No se cuenta con personal capacitado para la correcta operación del proyecto PERLA en Guanaja por lo que dependen del soporte del ingeniero Paul Fagot que se encuentra en Tegucigalpa, asimismo, a la fecha de la visita solo se contaba con 3 operadores que hacen turnos de 12 horas.
2. Al momento de la inspección, el generador #5 (750 kW) continua fuera de servicio desde el 21 de octubre de 2025 por daños en el sistema de lubricación (sin poder ejecutar garantía debido a las horas de operación) y el generador #2 (440 kW) también se encuentra fuera de servicio por problemas en la bomba de combustible.

3.5.2 Actividad de distribución

1. Se realizó el levantamiento georreferenciado de 39 puntos de red en La Ensenada, Planta PERLA, Sandy Bay, Armadores, Pelicano y Cayo Principal mediante el cual se identificó:
 - 23 postes nuevos instalados por la UTCD, diferenciados por tipo de material según la zona: fibra de vidrio en zonas de la isla y madera en otras.
 - 16 puntos en los que solo cambiaron partes de las estructuras del punto, pero el poste sigue siendo el mismo.

4 ANÁLISIS REGULATORIO

A continuación, se presenta el marco legal que contempla las principales disposiciones legales y jurídicas, reglamentarias y normativas relacionadas con la prestación del servicio eléctrico, la actividad de generación y distribución así como a los aspectos comerciales vinculados a la calidad del servicio, gestión comercial, atención al usuario, remisión de información, supervisión regulatoria y demás obligaciones de las empresas que operan los sistemas aislados, en el marco de las facultades de regulación, supervisión, intervención y fiscalización.



4.1 MARCO LEGAL DEL PROCESO DE INTERVENCIÓN

Con base en los artículos 1), 59) y 64) de la Constitución de la República, el Estado tiene el deber de proporcionar el acceso a la energía eléctrica en igualdad de condiciones y equidad a toda la población, asegurando el bienestar económico y social; por ser la electricidad un bien básico y elemental para reducir la pobreza y facilitar el desarrollo en cualquier parte del territorio nacional, combatir el desempleo y rescatar la dignidad de las personas. Asimismo, el artículo 104 constitucional establece que el derecho de propiedad no perjudica el dominio eminente del Estado, y en tal sentido el Código Civil en su artículo 617 define que los bienes nacionales son aquellos cuyo dominio pertenece a la nación toda, y que cuando su uso pertenece a todos los habitantes de la nación a estos se les llama bienes nacionales de uso público; en tal sentido, las redes de distribución de energía eléctrica que por su naturaleza y uso están destinadas para fines de un servicio público de garantizar el servicio de energía eléctrica como derecho humano y bien público de seguridad nacional constituyen por consiguiente bienes nacionales de uso público, cuyo dominio por el Estado es inalienable e imprescriptible.

La Secretaría de Estado en el Despacho de Energía, de conformidad con lo dispuesto en el Decreto Ejecutivo No. PCM-048-2017, es la Institución Rectora del Sector Energético Nacional a cargo de la formulación, planificación, coordinación, ejecución, seguimiento y evaluación de las estrategias y políticas del sector energético, que comprende pero no se limita a los aspectos de los sistemas de transformación, producción, transmisión, distribución y abastecimiento de energía eléctrica para la prestación del servicio público y demás acciones necesarias para incrementar y garantizar el acceso del servicio de energía a toda la población como un habilitador del desarrollo socioeconómico; siendo la Secretaría de Energía para todos los efectos, atribuciones y funciones derivados de la aplicación de la Ley General de la Industria Eléctrica, la Autoridad Superior del Subsector Eléctrico.

La Ley General de la Industria Eléctrica comprendida en el Decreto 404-2013 y su reforma mediante Decreto 46-2022 establece entre sus objetivos regular las actividades de generación, transmisión, distribución en el territorio de la República de Honduras; y entre sus objetivos específicos, el de establecer las condiciones para suplir la demanda eléctrica del país al mínimo costo económico, proteger los derechos de los usuarios, incluyendo la aplicación de criterios de igualdad y equidad de los consumidores, con tratamiento preferencial a los pequeños consumidores residenciales, entre otros. Conforme a su artículo



8, se establece que el servicio de energía eléctrica es un servicio público cuyo acceso y continuidad es de carácter esencial; asimismo, en el literal B del numeral 8 se establece con precisión cuándo y cómo procede la intervención de una empresa que presta el servicio de energía eléctrica, pudiendo la Secretaría acordar la intervención de cualquier empresa de generación, transmisión o distribución cuya situación o desempeño amenace afectar la continuidad o seguridad del servicio, cuando se constituya la causa de **"la gestión irregular de la actividad, cuando le sea imputable y pueda dar lugar a su paralización, con interrupción del suministro a los usuarios"**.

Mediante la Ley Especial para Garantizar el Servicio de la Energía Eléctrica, comprendida en el Decreto Legislativo No. 46-2022, aprobado por el Soberano Congreso Nacional el 12 de mayo de 2022 y publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 16 de mayo de 2022, se declara el servicio de energía eléctrica como un bien público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social. En sus artículos 1 y 3, esta Ley establece el contenido del bien público de seguridad nacional y derecho humano de naturaleza económica y social, marco bajo el cual el Estado de Honduras está en la obligación de garantizar su prestación a toda la población de manera eficiente y sostenible.

En el marco de sus competencias como ente regulador y fiscalizador de las actividades de la industria eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), mediante **Oficio No. CREE-228-2022** de fecha 21 de noviembre de 2022, remitió a la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía los informes técnicos y legal con recomendaciones y los resultados de la inspección del sistema aislado del municipio de Guanaja, correspondientes a: I) Informe de Procesos Comerciales, por Dirección de Fiscalización, CREE, octubre 2022; II) Informe de aspectos legales, por Dirección de Asesoría Jurídica, CREE, octubre 2022; III) Informe de generación, por Dirección de Fiscalización, CREE, octubre 2022; IV) Informe de red de distribución, por Dirección de Fiscalización, CREE, octubre 2022; y V) Informe Ejecutivo, por CREE, noviembre 2022. Dichos informes evidenciaron la deficiente prestación del servicio eléctrico por parte de la sociedad mercantil Bonacco Electric Company S. A. de C. V. (BELCO) en aspectos que abarcan desde los sistemas de generación, distribución, gestión comercial hasta la atención a los usuarios finales.

La Dirección General de Electricidad y Mercados, mediante **Opinión Técnica DGEM-UAME-04-2024** de fecha tres de abril de dos mil veinticuatro, concluyó lo siguiente: **A)** Existe suficientes evidencias constatadas en la realidad por parte de la fiscalización técnica



y legal realizada por la CREE acerca del deficiente prestación del servicio eléctrico por parte de la empresa Bonacco Electric Company S. A. de C. V. (BELCO) en el Municipio de Guanaja, Departamento de Islas de la Bahía; **B)** De acuerdo con los informes técnicos y legales de la CREE, BELCO **no cuenta con una concesión o licencia de operación** para la prestación del servicio eléctrico en la Isla de Guanaja, aún con los diferentes cambios regulatorios, no obstante, la empresa continúa prestando un servicio eléctrico deficiente mediante la actividad de distribución, pero fuera del marco legal vigente; y **C)** Es evidente que la prestación deficiente y de altos costos del servicio eléctrico por parte de BELCO ha comprometido por mucho tiempo el desarrollo económico de la Isla de Guanaja y sobre todo la calidad de vida de la población. En razón de lo anterior, la Dirección General de Electricidad y Mercados fue del parecer técnico de que **es procedente** una intervención integral del sistema eléctrico de distribución administrado y operado por BELCO.

Mediante **Dictamen Legal No. DSL-159-2024** emitido por la Dirección de Servicios Legales el tres de abril de dos mil veinticuatro, se dictaminó que la Ley General de la Industria Eléctrica es clara al establecer en su artículo 8 numeral B cuándo y cómo procede la intervención de una empresa, concluyendo que **es procedente** la intervención del sistema eléctrico de distribución administrado y operado por la empresa Bonacco Electric Company S. A. de C. V. (BELCO), dado que se cuenta con elementos técnicos, legales, reales y suficientes para categorizar una mala calidad del servicio eléctrico y de altos costos ofrecido a la población de la Isla de Guanaja en el Departamento de Islas de la Bahía.

En consecuencia, mediante **Acuerdo SEN-41-2024**, en su artículo 2 se delega a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), como ente técnico especializado y como empresa pública responsable de la generación, transmisión, distribución y comercialización, para asumir y ejercer el control de las responsabilidades inherentes al suministro de energía en la Isla de Guanaja, la administración, operación y mantenimiento del sistema eléctrico operado hasta la fecha por la sociedad mercantil Bonacco Electric Company S. A. de C. V. (BELCO), y todas las acciones necesarias de coordinación con dicha empresa y autoridades del sector, administrativas y regulatorias para garantizar los servicios de energía eléctrica a la población de manera eficiente y sostenible, de conformidad con el artículo 1 de la reforma energética contenida en el Decreto Legislativo No. 46-2022.



4.2 ACTIVIDAD REGULADA DE DISTRIBUCIÓN EN UN SISTEMA AISLADO

La actividad regulada de distribución de energía eléctrica en sistemas aislados se encuentra sujeta a un conjunto de disposiciones regulatorias que establecen las obligaciones que deben cumplir las empresas distribuidoras. El presente apartado tiene como finalidad describir las principales disposiciones normativas aplicables, incluyendo aspectos como la supervisión del Estado, las tarifas, la facturación, atención de reclamos, planificación de actividades, suministro del servicio e información obligatoria.

4.2.1 Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE)

Art.	Tema	Resumen	Plazos / tiempos	Medios verificables
Art. 1	Objeto de la Ley, definiciones y normas supletorias	Regula generación, transmisión, distribución, importación/exportación de energía y operación del sistema eléctrico nacional; define conceptos principales y objetivos específicos de la Ley.		Reglamentos y normas técnicas derivadas.
Art. 2	Políticas públicas	Asigna a la Secretaría la responsabilidad de proponer políticas públicas del subsector eléctrico y dar seguimiento a las políticas adoptadas.		Políticas públicas aprobadas; planes sectoriales; actos de seguimiento de la Secretaría.
Art. 7	Licencias de operación y permisos de estudios	Regula contenido, renovación, terminación anticipada y licitación de licencias; también permisos de estudios para obras de generación con recursos renovables.	Licencia: mínimo 30 años. Renovación/prórroga: solicitar al menos 1 año antes del vencimiento. Subsanación por mantenimiento inadecuado: plazo señalado por CREE, máximo 6 meses. Permisos de estudios: máximo 2 años, prorrogables una sola vez por igual término. Revocación: si en 6 meses no se inician estudios ni se presentan informes.	Licencia; solicitud de renovación; dictamen técnico y legal; notificación personal; pliegos de licitación; permisos de estudio; informes requeridos por CREE.
Art. 8	Supervisión del Estado e intervención	Establece la supervisión por CREE, obligación de entregar información, inspecciones para confirmar veracidad e intervención temporal de empresas cuando peligro continuidad o seguridad del servicio.	Intervención: medida temporal, no podrá exceder 2 años.	Requerimientos de información; actas de inspección; documentación confidencial identificada; opinión CREE; acuerdo de intervención; expediente sancionatorio.
Art. 14	Empresas distribuidoras	Regula restricciones de propiedad de generación por distribuidoras, exclusividad en zona de operación y obligación de atender solicitudes de nuevo servicio, ampliación y servicio fuera de zona cuando el solicitante llegue al límite.	No fija plazo en este artículo para nuevo servicio; los requisitos y modalidades se remiten a reglamentos.	Solicitudes de nuevo servicio y ampliación; zona de operación; expedientes de atención; certificación CREE en casos excepcionales de generación propia; contabilidades separadas.



Art.	Tema	Resumen	Plazos / tiempos	Medios verificables
Art. 15	Operación de distribuidoras	Regula compras de capacidad y energía, licitaciones, instalaciones, medición bidireccional, contribuciones, nuevos proyectos, contratos de suministro, garantía, pago estatal, suspensión e indemnización por calidad deficiente.	Cobertura contractual: demanda máxima más margen hasta final del siguiente año calendario como mínimo. Factura mensual para créditos de medición bidireccional. Medidores accesibles 24 horas. Suspensión inmediata sin preaviso en causales previstas. Otros plazos: remisión reglamentaria.	Contratos de compra; bases y adjudicaciones de licitación; facturas; contratos de suministro; registros de medidores; depósitos/garantías; reportes de suspensión/reconexión; reclamos; registros de indemnización; aprobación de tarifa bidireccional.
Art. 16	Alumbrado público	Regula suministro, tasa, cobro por distribuidoras, estimación de consumo no medido, autorización CREE y facturación de energía para alumbrado público.	Autorización de kWh estimados: anual cuando no sea posible medir todo el consumo.	Solicitudes a CREE; aprobación de tasa; autorización anual de kWh estimados; facturas de alumbrado público; registros de consumo medido/no medido; transferencias a empresas proveedoras.
Art. 18	Tarifas	Establece principios tarifarios: reflejo de costos aprobados por CREE, eficiencia, no traslado de ineficiencias, consumo real por contador y restricción al cobro promediado salvo casos autorizados.	Promediación: sólo en casos permitidos y autorizada por CREE. Otros plazos de estudios: remisión reglamentaria.	Pliego tarifario; resoluciones CREE; lecturas de medidor; autorizaciones de promediación; registros de medidores dañados/no existentes; facturación real vs. promediada.
Art. 19	Tasa de actualización	Define la tasa real anual de costo de capital para cálculo tarifario mediante estudios contratados por CREE y límites aplicables.	Límites: mínimo 7% real anual y máximo 13% real anual.	Estudios de costo de capital; contratación de firma consultora; resolución CREE; expediente tarifario.
Art. 20	Requerimiento y entrega de información a la CREE	Obliga a empresas del subsector a entregar a CREE toda información usada en estudios tarifarios, incluidos modelos matemáticos y financieros, por medios y plazos señalados por CREE.	Plazos y medios: los que específicamente señale CREE en cada requerimiento.	Oficios/requerimientos CREE; acuses de entrega; modelos matemáticos y financieros; expedientes tarifarios; medios digitales establecidos.
Art. 21	Cálculo de costos	Regula cálculo de costos base de generación, transmisión, operación del sistema, distribución y VAD para tarifas finales.	Costos base de generación: anuales. Ajuste de costos base de generación: trimestral. Costos de transmisión y operación: cada 3 años. Actualización de costos de transmisión: anual. Costos de distribución/VAD: estudio cada 5 años.	Propuestas del ODS/distribuidoras/transmisora; estudios tarifarios; resoluciones CREE; contratos de compra; proyecciones de mercado; estudios VAD; datos de pérdidas e indemnizaciones.
Art. 22	Cálculo y ajuste periódico de tarifas	Regula contratación de estudios tarifarios cada cinco años, términos de referencia CREE, revisión, observaciones, audiencias públicas, publicación, aplicación y discrepancias mediante comisión pericial.	Estudio VAD y tarifas: cada 5 años. Respuesta de distribuidora a observaciones: plazo reglamentario. Aplicación de tarifas: sólo después de publicarse en La Gaceta y en al menos un diario de mayor circulación.	Términos de referencia; contrato con consultor precalificado; estudio tarifario; observaciones escritas; actas de audiencias; informes públicos; publicaciones en La Gaceta y diario; comisión pericial.



Art.	Tema	Resumen	Plazos / tiempos	Medios verificables
Art. 23	Régimen fiscal e impositivo	Sujeta empresas del subsector al régimen fiscal general, prohíbe medidas discriminatorias y exonera ventas de energía y potencia del impuesto sobre ventas, salvo ventas a consumidores finales.	No establece plazo específico.	Declaraciones fiscales; facturación; registros tributarios; criterios de exención; normativa fiscal aplicable.
Art. 24	Fondo Social de Desarrollo Eléctrico	Crea FOSODE administrado por ENEE para financiar estudios y obras de electrificación de interés social; se financia con aporte de distribuidoras y partida presupuestaria estatal.	Aporte distribuidoras: 1% de ventas a usuarios finales, trasladado en factura mensual. Partida anual del Gobierno Central: L.15,000,000 en presupuesto de cada año fiscal.	Facturas mensuales; registros de ventas; aportes al FOSODE; presupuesto anual; proyectos financiados; informes ENEE.
Art. 25	Servidumbres	Remite a la Ley Constitutiva de ENEE, Código Civil y demás leyes para servidumbres; aclara referencias institucionales y trámite legal aplicable.	No establece plazo específico.	Expedientes de servidumbre; actos administrativos; escrituras; trámites legales; resoluciones de autoridad competente.
Art. 29	Separación técnica, administrativa y financiera de ENEE	Ordena separación por unidades/centros de costos de generación, transmisión, CND y distribución; señala que estructura del CND se definirá reglamentariamente y que comercialización en el SIN es exclusiva de ENEE.	No establece plazo específico.	Estructura organizativa; centros de costos; estados financieros separados; reglamento del CND; registros de comercialización.

4.2.2 *Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución (RSED)*

Norma	Artículo	Tema	Obligación verificable	Plazo / periodicidad
RSED	Art. 4	Atención de solicitudes	La Empresa Distribuidora deberá responder solicitudes relacionadas con la prestación del servicio eléctrico.	15 días
RSED	Art. 20	Entrega de factura	La Empresa Distribuidora deberá entregar factura al usuario.	Mensual
RSED	Art. 21	Contenido de la factura	La factura deberá contener la información mínima regulada.	En cada facturación
RSED	Art. 54	Reclamos y solicitudes	La Empresa Distribuidora deberá recibir y gestionar reclamos, solicitudes e incidencias de los usuarios.	30 días
RSED	Art. 57	Resolución de reclamos	La Empresa Distribuidora deberá resolver los reclamos conforme al procedimiento establecido.	30 días calendario
RSED	Art. 60	Facturación	Regula condiciones aplicables a la facturación.	Conforme al ciclo de facturación
RSED	Art. 64	Información de factura	Define información mínima obligatoria en factura.	En cada facturación



Norma	Artículo	Tema	Obligación verificable	Plazo / periodicidad
RSED	Art. 68	Corrección de errores de facturación	La Empresa Distribuidora deberá realizar ajustes de facturación cuando corresponda.	Conforme al procedimiento establecido
RSED	Art. 72	Interrupciones programadas	La Empresa Distribuidora deberá informar interrupciones programadas.	24 horas de anticipación
RSED	Art. 106	Solicitudes pendientes	Informar a la CREE el estado de solicitudes pendientes.	30 días
RSED	Art. 106	Planificación de atención	Presentar planificación de atención de solicitudes pendientes.	3 meses
RSED	Art. 107	Normalización de sellos	Presentar planificación de normalización de sellos.	3 meses
RSED	Art. 108	Garantías de suministro	Actualizar base de datos de depósitos en garantía.	6 meses
RSED	Art. 109	Obras de electrificación	Presentar planificación de cesión y traspaso de obras.	6 meses

4.2.3 Reglamento de Alumbrado Público

Norma	Artículo	Tema	Obligación verificable	Plazo / periodicidad
Reglamento de Alumbrado Público	Art. 43	Remisión de información	Remitir información e inventarios de alumbrado público.	Mensual
Reglamento de Alumbrado Público	Art. 44	Supervisión y fiscalización	Mantener registros para supervisión y control del servicio de alumbrado público.	Permanente

4.3 NORMATIVA REFERENCIAL

A continuación, se enlistan las normas aplicables y las obligaciones derivadas de cada una, incluyendo los requerimientos de entrega de información e informes, su periodicidad de cumplimiento y los medios de verificación establecidos para evidenciar su ejecución.

Norma	Artículo	Tema	Obligación verificable	Plazo / periodicidad	Medio verificable
NT-FBP	Artículos de atención de reclamos	Reclamos por facturación con base en promedios	La Empresa Distribuidora deberá atender y resolver reclamos relacionados con facturación con base en promedios.	Conforme a los plazos del RSED para atención de reclamos	Expedientes, sistema comercial y resoluciones emitidas.



Norma	Artículo	Tema	Obligación verificable	Plazo / periodicidad	Medio verificable
NT-FBP	Disposición Transitoria	Entrega de información a la CREE	Remitir reportes y bases de datos relacionadas con facturación con base en promedios.	Mensual	Bases de datos, reportes e indicadores remitidos.
NT-FBP	Art. 10	Información y reportes	Remitir información relacionada con facturación con base en promedios a la CREE.	Mensual	Informes, bases de datos y registros estadísticos.
Norma Técnica de Alumbrado Público	Disposición Transitoria	Adecuación de información	Actualizar inventarios y bases de datos de luminarias.	Conforme al plazo establecido en la norma	Inventarios georreferenciados y registros operativos.
Norma Técnica de Alumbrado Público	Artículos de reportes	Remisión de información a la CREE	Remitir información técnica, operativa y comercial relacionada con alumbrado público.	Mensual	Informes, bases de datos y registros de operación.

5 ACTIVIDAD DE GENERACIÓN

5.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar el estado actual de la actividad de generación en el sistema aislado del municipio de Guanaja, departamento de Islas de la Bahía, el cual es operado por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

5.1.1 Objetivos específicos

1. Identificar el estado actual de central de generación híbrida implementada mediante el proyecto PERLA.
2. Levantar los procesos de operación y mantenimiento de generación realizados por la ENEE para el suministro de la demanda eléctrica de la comunidad.
3. Verificar el manejo y condiciones de compra de los combustibles.

5.2 DIAGNÓSTICO AL FINAL DE LA INTERVENCIÓN

En este apartado se presenta el diagnóstico técnico y operativo del sistema de generación de la isla de Guanaja al cierre de la intervención, información que fue recabada en la Inspección CREE-001-2026 y mediante solicitudes de información a la ENEE.

5.2.1 Activos de generación

5.2.1.1 Activos ENEE

Como se observa en la **Tabla 5-1** el sistema de generación híbrido del proyecto PERLA de Guanaja está compuesto por dos fases, las cuales integran generación solar fotovoltaica, almacenamiento en baterías (BESS) y generación térmica diésel. Asimismo, la tabla también evidencia que parte de la generación térmica presenta indisponibilidad, lo que limita la capacidad de respaldo del sistema.

Fase	Activo	Tipo	Capacidad	Estado	Horas de operación
I	Parque Solar Fotovoltaico	Solar fotovoltaica	600.6 kW	Operativo	
I	BESS	Almacenamiento	576 kWh	Operativo	
I	Generador #1 HIMOINSA	Térmica	Stand by: 440 kW Prime: 398 kW	Operativo	4,634.9
I	Generador #2 HIMOINSA	Térmica	Stand by: 440 kW Prime: 398 kW	Fuera de servicio	2,858.3
I	Generador #3 HIMOINSA	Térmica	Stand by: 440 kW Prime: 398 kW	Operativo	4,542.4
I	Generador #4 DAGARTECH	Térmica	Stand by: 818 kW Prime: 739 kW	Operativo	6,738.7
I	Generador #5 DAGARTECH	Térmica	Stand by: 818 kW Prime: 739 kW	Fuera de servicio	3,301.1
II	Parque Solar Fotovoltaico	Solar fotovoltaica	2.3 MW	Operativo	
II	BESS	Almacenamiento	6.88 MWh	Operativo	

Tabla 5-1 Activos ENEE al final de la intervención

A continuación, en la **Imagen 5-1** se presenta el diagrama unifilar de la central de generación.

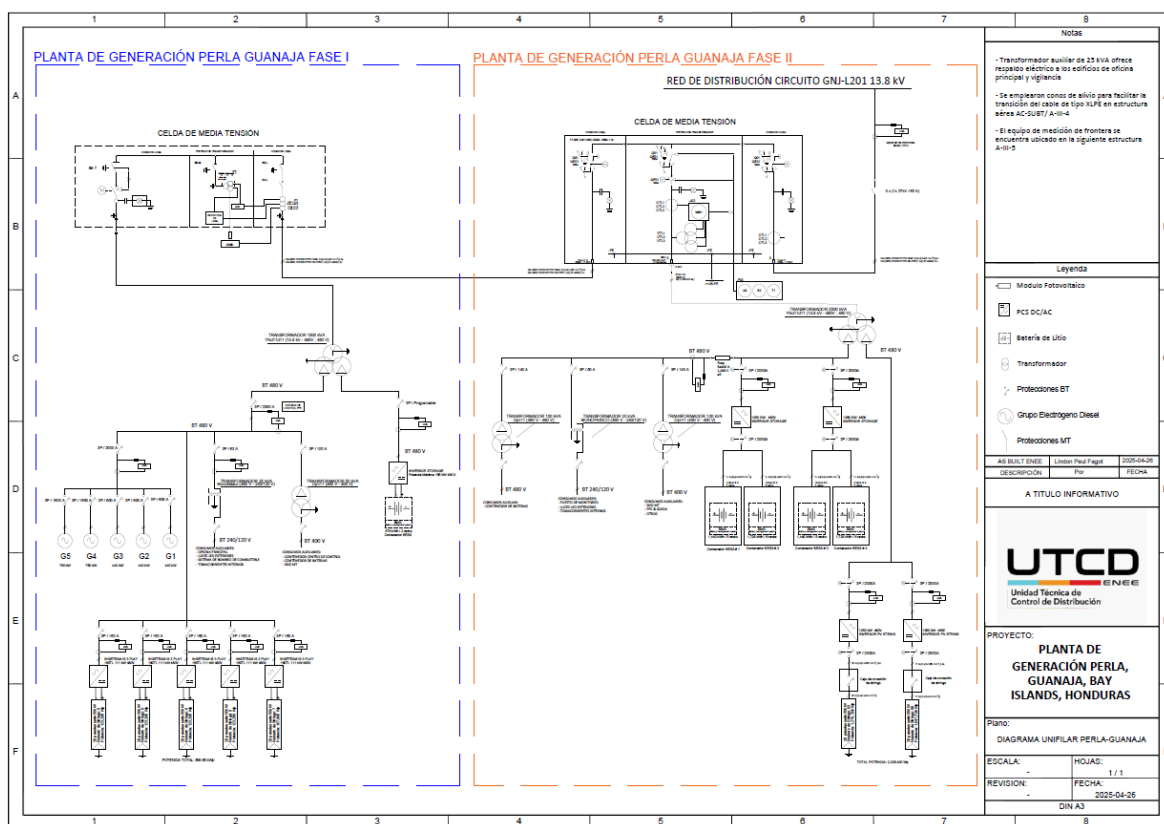


Imagen 5-1 Diagrama unifilar proyecto PERLA – Sistema aislado de Guanaja

Con el fin de facilitar la interpretación del diagrama unifilar presentado anteriormente y proporcionar una mejor comprensión de la distribución física de los principales componentes del sistema híbrido de generación, se incluye un diagrama general de planta basado en una fotografía aérea de las instalaciones (ver **Imagen 5-2**). En la **Imagen 5-3** y la **Imagen 5-4** se identifican los elementos principales asociados al unifilar, tales como los grupos electrógenos, los paneles solares correspondientes a las Fases I y II, transformadores, inversores, sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS), centro de control, oficinas y áreas de almacenamiento.



Imagen 5-2 Proyecto PERLA en Guanaja

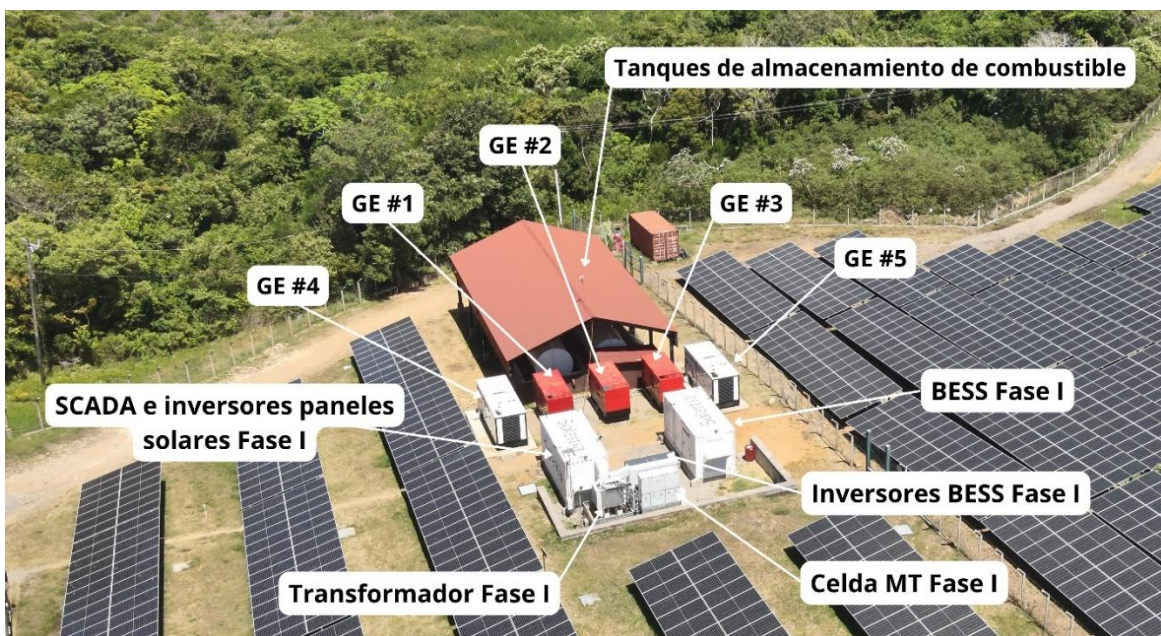


Imagen 5-3 Descripción Fase I

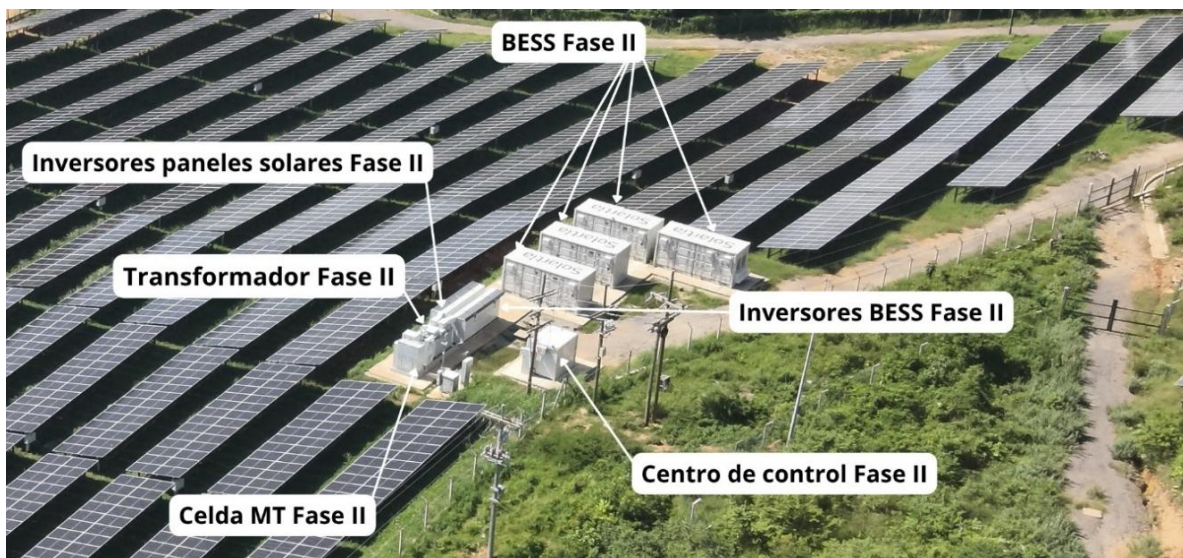


Imagen 5-4 Descripción Fase II

5.2.1.1.1 Justificación de topología de interconexión y configuración eléctrica de la central térmica

Mediante el informe titulado “Informe Técnico de Justificación de la Topología de Interconexión y Configuración Eléctrica de la Central Termoeléctrica”, la ENEE justifica la configuración adoptada para la Planta Híbrida Perla Guanaja, consistente en la centralización y acoplamiento de cinco grupos electrógenos en una barra común correspondiente a la Fase 1. Esta disposición se fundamenta en lo siguiente:

1. Robustez del sistema y resiliencia operativa ante contingencias de control
La topología unificada de los cinco grupos electrógenos en un mismo nodo de barras prioriza la continuidad del suministro frente a contingencias críticas en los sistemas de automatización, supervisión y control distribuido (SCADA/EMS). En caso de una pérdida total de los lazos de control automatizado o del sistema de gestión de energía, el acoplamiento físico en una barra común permite al personal de operación en sitio ejecutar protocolos de sincronización manual de manera segura y expedita. Esta centralización simplifica la lógica de conmutación y reparto de carga, una maniobra que resultaría inviable o de un perfil de riesgo inaceptable si las unidades termoeléctricas estuvieran segregadas en barras separadas o nodos topológicamente distantes.
2. Dinámica de energización autónoma (Black Start)
La energización de una microrred aislada desde una condición de cero tensión o barra muerta (Black Start) representa uno de los transitorios más exigentes del sistema debido al



fenómeno de magnetización simultánea de los transformadores de distribución y el arranque de cargas inductivas. Este proceso genera severas corrientes de inserción (inrush currents) que pueden provocar la saturación de los transformadores y distorsiones armónicas transitorias. Al consolidar la capacidad de los cinco generadores en un solo bloque rígido de potencia en la Fase 1, se maximiza la corriente de cortocircuito disponible y la inercia electromecánica del sistema, permitiendo absorber estos transitorios de corriente y fluctuaciones de tensión sin activar las protecciones por sobre corriente o baja tensión, garantizando así un restablecimiento seguro del sistema.

3. Optimización de la capacidad firme y despacho energético

La concentración de las cinco unidades en la Fase 1 asegura la disponibilidad centralizada de la capacidad firme termoelectrica para atender la demanda máxima del sistema y proporcionar la reserva rodante necesaria. Mantener las unidades unificadas optimiza el control de frecuencia y tensión mediante el lazo de regulación de velocidad, previniendo la fragmentación de la potencia activa y reactiva. Esto dota a la microrred de la flexibilidad requerida para mitigar la intermitencia inherente de los recursos renovables integrados.

4. Restricciones de Gobernanza y Cooperación Internacional

El diseño topológico de la central está condicionado por un marco institucional y jurídico estricto derivado de los acuerdos de financiamiento externo. La Fase 2 del proyecto se ejecuta bajo un programa de cooperación internacional y donación por parte de la República de Corea. Las directrices y lineamientos de este convenio internacional estipulan que toda la infraestructura financiada en la Fase 2 debe ser estrictamente de origen 100% renovable. Por consiguiente, para salvaguardar el cumplimiento contractual, evitar la contaminación regulatoria de activos y mantener una auditoría contable y técnica transparente ante los cooperantes, la generación de base fósil (Fase 1) debe mantenerse completamente segregada e interconectada de forma independiente a la infraestructura de la Fase 2, impidiendo la dispersión o mezcla física de tecnologías de generación.

5.2.1.2 Activos BELCO

En la inspección realizada por la CREE en el año 2022 se evidenció que los generadores de la planta de generación propiedad de BELCO se encontraban operativos, aunque con condiciones de desgaste y deficiencias de mantenimiento que representaban riesgo para la continuidad del servicio eléctrico en Guanaja. En el proceso de intervención del sistema

aislado, los generadores de BELCO fueron utilizados para operar en paralelo con el proyecto PERLA hasta septiembre de 2024.

Sin embargo, posteriormente los generadores únicamente fueron puestos en funcionamiento de manera esporádica, con el propósito de conservar sus condiciones operativas y evitar afectaciones derivadas de permanecer fuera de servicio por períodos prolongados. No obstante, a la fecha, estos se encuentran fuera de servicio (ver **Tabla 5-2**), y la ENEE indicó que ya no dispone de personal capacitado para realizar su arranque.

Activo	Tipo	Capacidad	Estado
Generador Principal Caterpillar 3516 SR4	Térmica	1,250 kW	Fuera de servicio
Generador Respaldo Caterpillar 3512 STD	Térmica	1,100 kW	Fuera de servicio

Tabla 5-2 Activos BELCO al final de la intervención

5.2.2 Operación del proyecto PERLA

Durante la inspección CREE-01-2026 el personal de la ENEE indicó que actualmente en el tema de operación de la central solamente existen 3 operadores, que realizan turnos de 12 horas. Para el despacho el operador de planta puede habilitar o deshabilitar manualmente la entrada de los generadores térmicos dentro del despacho, realizando diariamente arranques en negro (black start), alternando entre arranque renovable y térmico según el nivel de carga de las baterías y la disponibilidad solar, maniobra que es realizada en el SCADA según la experiencia y criterio del operador. En este punto cabe mencionar que la implementación total del SCADA aún no ha sido finalizada por SOLARTIA, situación que debería ser atendida en la brevedad posible.

Asimismo, el personal de la ENEE también indicó que, en la operación del proyecto PERLA en Guanaja, se pretende priorizar el uso de energía renovable y el almacenamiento antes de utilizar los generadores térmicos. En horas nocturnas o cuando disminuye la radiación solar, el sistema utiliza las baterías y posteriormente los grupos electrógenos diésel para mantener el suministro eléctrico. No obstante, la operación nocturna recae principalmente sobre los grupos electrógenos con el objetivo de evitar descargas profundas en las baterías y preservar un nivel de carga suficiente que permita su entrada en operación desde primeras horas del día siguiente. Asimismo, en determinadas condiciones operativas, las baterías son recargadas mediante los generadores diésel para garantizar disponibilidad del sistema de almacenamiento para el día siguiente.



A partir de la evaluación del perfil de carga de agosto 2025, se evidenció lo siguiente: la demanda máxima registrada en la red de distribución fue de 1,447.95 kW, alcanzada el 20 de agosto a las 8:00 p.m. Asimismo, se determinó que más del 60% de la energía demandada durante el mes fue suministrada por los grupos electrógenos, mientras que aproximadamente el 39 % fue cubierto mediante la generación renovable de las Fases I y II. Adicionalmente, el análisis del comportamiento del sistema de almacenamiento de energía, tomando como referencia una semana representativa de agosto de 2025, evidenció que el estado de carga de las baterías descendió hasta aproximadamente un 14 % en determinados períodos de operación.

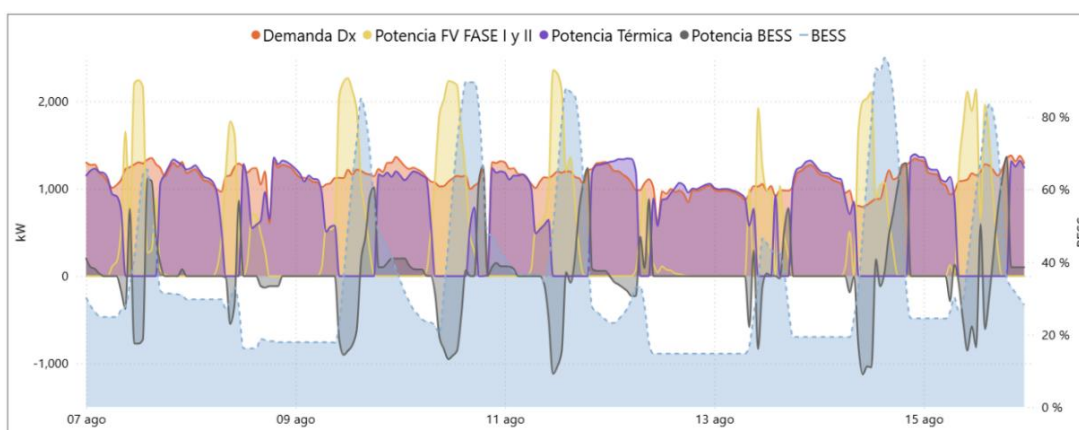


Gráfico 5-1 Análisis de demanda y generación de la central, agosto 2025 (Fuente: propia)

En el **Gráfico 5-1** y el **Gráfico 5-2** se describen los puntos mencionados anteriormente. Con el propósito de apreciar de mejor manera el comportamiento de todos los equipos de generación y de la demanda, se seleccionaron periodos de tiempo comprendidos entre el 07 y el 16 de agosto de 2025 y entre el 23 y el 30 de abril de 2026 para mostrar los datos.

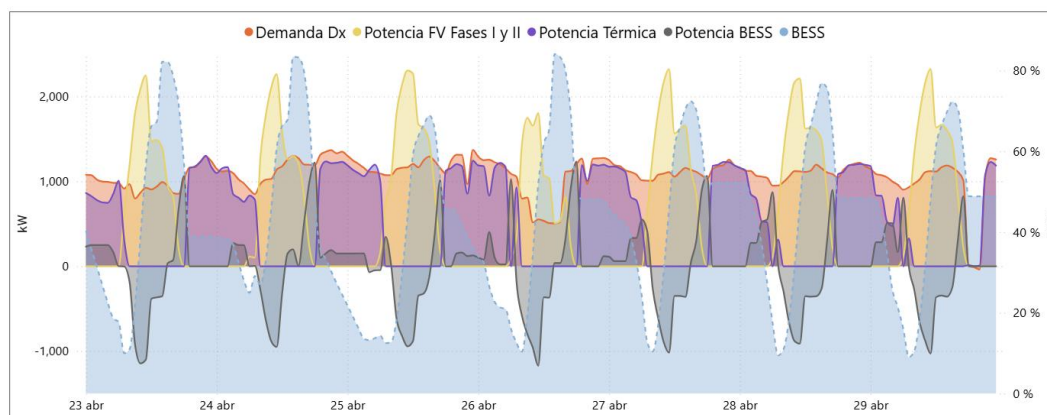


Gráfico 5-2 Análisis de demanda y generación de la central, abril 2026 (Fuente: propia)

En la semana analizada de agosto de 2025 (**Gráfico 5-1**) se observa un comportamiento más variable de la generación fotovoltaica, con fluctuaciones marcadas que incrementan la participación de la generación térmica y generan un uso más frecuente del sistema de almacenamiento (BESS). En contraste, la semana de abril de 2026 (**Gráfico 5-2**) muestra una generación solar más continua y un mejor acoplamiento general entre oferta y demanda. No obstante, se identifican momentos puntuales en los que el BESS alcanza niveles de carga más bajos, incluso por debajo del 10 %, reflejando descargas más profundas en ciertos periodos específicos. En conjunto, mientras agosto presenta una variabilidad más constante a lo largo de la semana, en abril de 2026 se evidencia una operación más estable en términos generales.

Por otro lado, durante las inspecciones CREE-078-2025 y CREE-001-2026 se evidenció que el personal operativo de la central no cuenta con la formación técnica especializada ni con las competencias necesarias para la operación integral de un sistema híbrido de generación como el implementado en el proyecto PERLA. Asimismo, se observaron limitaciones en el manejo del sistema SCADA y en la comprensión de las tecnologías asociadas a generación, lo que representa un riesgo para la operación eficiente y confiable de la central.

Asimismo, se evidenció una alta dependencia del soporte remoto por parte de personal que se encuentra en Tegucigalpa para la atención de fallas y eventos operativos del sistema. El personal manifestó que, ante situaciones anormales o alarmas del sistema, consultan frecuentemente al Ingeniero de Operaciones Paul Fagot para recibir indicaciones sobre cómo proceder o para que este realice revisiones remotas del estado operativo de la planta y del sistema SCADA. Adicionalmente, se observó que varias alarmas y eventos reportados por el SCADA no son completamente comprendidos por los operadores locales, lo que evidencia limitaciones técnicas en la interpretación y gestión operativa de una central híbrida de este tipo.

5.2.2.1 Informe de Gestión Bimensual de Guanaja

En fecha 17 de marzo de 2026 se recibió el Informe de Gestión Bimensual correspondiente al período comprendido del 01 de diciembre de 2025 al 31 de enero de 2026 remitido por la ENEE, en el marco del seguimiento al proceso de intervención en Guanaja. ENEE indica que han implementado una nueva lógica de despacho que optimiza el uso de los grupos electrógenos durante periodos de alta demanda, utilizando los criterios siguientes:



- **Acumulación Estratégica:** Cuando la demanda del sistema amerita el arranque de una unidad térmica adicional, se aprovecha el excedente de potencia de dicha máquina (operando en su punto de mayor eficiencia) para cargar el sistema de almacenamiento por baterías (BESS).
- **Desplazamiento de Carga (Load Shifting):** La energía acumulada es posteriormente inyectada a la red durante las horas de la madrugada, permitiendo el retiro anticipado de unidades térmicas.

Según la ENEE, esta maniobra reduce el consumo de combustible en horas de baja demanda y disminuye el costo marginal de la energía, optimizando el despacho económico del sistema aislado. Sin embargo, no se han presentado los cálculos, sustentos o metodologías que respalden dicha estrategia y gestión de excedentes.

Otro aspecto relevante mencionado en el informe corresponde a la optimización en el procesamiento de datos y el monitoreo del sistema. Anteriormente, los balances energéticos se calculaban con intervalos de 60 minutos, sin embargo, han migrado a implementar una resolución en el intervalo de muestreo de 5 minutos.

ENEE indica que esta mejora incrementa significativamente la precisión en el análisis de la generación y la demanda, permitiendo captar variaciones rápidas en la producción solar y obtener perfiles de carga más representativos del comportamiento real del sistema.

5.2.2.2 Informe técnico operación y despacho de la central híbrida Perla Guanaja

En el “informe técnico operación y despacho de la central híbrida Perla Guanaja” remitido a esta Comisión por la ENEE esta describe el esquema de operación y despacho de la Central Híbrida Perla Guanaja, la cual abastece el sistema eléctrico aislado de la isla mediante una combinación de generación térmica diésel, generación solar fotovoltaica y almacenamiento en baterías (BESS). Ambas fases del proyecto PERLA operan conectados al mismo bus de distribución de 13.8 kV, permitiendo complementar la generación térmica con energía solar y almacenamiento, así como aliviar la carga del transformador de la Fase I mediante el despacho de la Fase II.

Según dicho informe, la estrategia de despacho se basa en priorizar la generación solar siempre que las condiciones climáticas lo permitan, utilizando el BESS para almacenar excedentes durante el día y descargarlos en horas nocturnas o de mayor demanda. Sin

embargo, también se reconoce que la operación del sistema depende fuertemente de la variabilidad climática de Guanaja, particularmente de los altos niveles de nubosidad presentes durante ciertos períodos del año.

En escenarios de alta irradiación, el sistema puede operar con alta penetración renovable, manteniendo los generadores térmicos únicamente como respaldo o en carga mínima. No obstante, el propio informe evidencia que existen muchos días en los cuales la nubosidad limita significativamente la producción solar, obligando a operar predominantemente con generación térmica. Como ejemplo, durante la semana analizada de enero de 2026 se reportaron varios días con nubosidad superior al 90%, donde la producción fotovoltaica fue reducida y los grupos electrógenos de Fase I tuvieron que mantener la función de Grid Forming.

Asimismo, el documento deja claro que la operación no es totalmente automatizada. Aunque existe un Controlador de Planta (PPC) y sistemas SCADA que ejecutan funciones de control en tiempo real, la decisión sobre qué tecnología operará como “Grid Forming” depende directamente del operador de turno. Para ello, el operador utiliza información meteorológica, pronósticos climáticos y su experiencia sobre el comportamiento histórico del sistema y las condiciones locales de la isla.

Sin embargo, el sistema mantiene restricciones operativas importantes, como una carga mínima térmica de al menos 30% nominal, un estado de carga mínimo absoluto del BESS de 20%, una reserva nocturna de 30–40% y una reserva rodante mínima para garantizar la seguridad del sistema aislado.

Otro aspecto relevante son los problemas de sobrecarga en el transformador de Fase I durante períodos de alta demanda y generación térmica simultánea. Para mitigar esta condición, el PPC redistribuye carga hacia la Fase II y utiliza compensación reactiva mediante los inversores de Fase II.

5.2.2.3 Informes de generación mensual

La CREE mediante el acuerdo CREE-42-2025, aprobó la metodología de ajuste a los costos de generación que permite al operador de la isla de Guanaja actualizar dichos costos. La metodología para el ajuste establece en su numeral 3 que, para calcular los costos reales de generación, el operador del municipio de Guanaja enviará a la CREE, antes del 20 de cada

mes, los documentos relacionados con las ventas de energía y los costos de generación (tanto de energía como de potencia) correspondientes al mes anterior.

La información presentada en la **Tabla 5-3** refleja el comportamiento real de la demanda y la generación eléctrica del sistema híbrido en el período de septiembre de 2025 a marzo de 2026, así como el balance energético mensual.

Fecha	Demanda [kWh]	Generación total [kWh]	Autoconsumo [kWh]	Diferencia generación vrs demanda [kWh]	Diferencia [%]
sep-25	842,674.96	887,438.67	20,699.78	24,063.93	2.71%
oct-25	754,721.36	784,052.77	18,087.40	11,244.01	1.43%
nov-25	627,421.87	660,602.93	14,564.71	18,616.35	2.82%
dic-25	675,809.80	703,426.28	17,624.51	9,991.97	1.42%
ene-26	558,296.42	596,755.58	16,283.46	22,175.70	3.72%
feb-26	513,767.14	545,439.03	15,378.87	16,293.02	2.99%
mar-26	656,672.95	694,057.76	17,540.49	19,844.32	2.86%

Tabla 5-3 Demanda y generación de energía Guanaja

En cuanto a la demanda eléctrica, se observa una reducción gradual desde septiembre de 2025 hasta febrero de 2026, bajando de 842.67 MWh a 513.77 MWh. Posteriormente, en marzo de 2026 se registra un aumento hasta 656.67 MWh. Este comportamiento podría estar ligado a variaciones estacionales en el consumo, posiblemente asociadas a factores climáticos, cambios en la actividad económica o en los patrones de uso de la energía por parte de los usuarios.

Por otro lado, se observan diferencias de hasta 2.99 % entre la energía generada y la demanda del sistema. Dicha diferencia que ha sido atribuida por la ENEE a pérdidas técnicas en la distribución de la energía, sin embargo, no se han presentado los cálculos o soportes correspondientes que validen esta situación, por lo cual, es necesario que la ENEE presente dichos soportes o esclarezca el motivo de dicha diferencia. En cuanto al autoconsumo, este se mantiene relativamente estable, con valores entre 14.56 MWh y 20.70 MWh mensuales. Aunque su peso dentro del total es bajo, representa el consumo propio de los equipos y procesos internos del sistema.

Respecto a la matriz de generación (ver **Gráfico 5-3**), la tecnología térmica se mantiene como la principal fuente durante todo el período analizado. Sin embargo, la generación solar fotovoltaica tiene una participación relevante dentro del sistema. En septiembre de 2025

alcanzó un 40.83 % de la generación total, pero en octubre y noviembre disminuyó a 23.74 % y 25.98 %, respectivamente, aumentando la dependencia de la generación térmica.

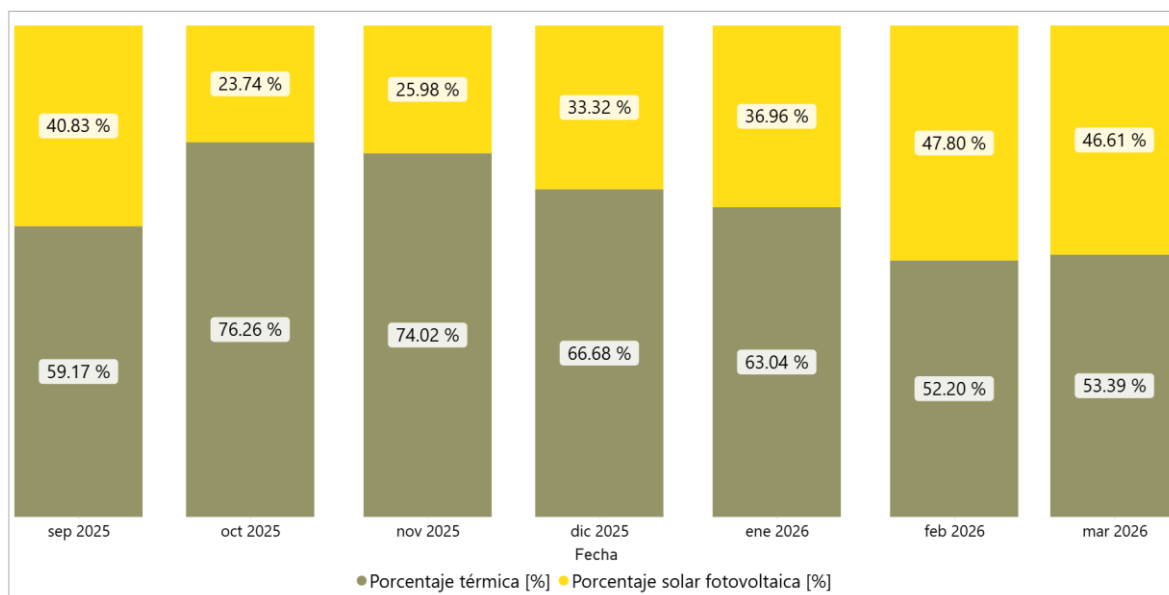


Gráfico 5-3 Porcentaje mensual de generación por tecnología

A partir de diciembre de 2025 se observa una mayor participación solar, alcanzando 47.80 % en febrero de 2026 y 46.61 % en marzo de 2026. En estos meses, la generación fotovoltaica prácticamente iguala a la térmica, lo que reduce de forma importante el uso de combustibles.

5.2.3 Mantenimiento del proyecto PERLA

5.2.3.1 Mantenimientos realizados por SOLARTIA

El informe de mantenimiento de la planta híbrida de Guanaja elaborado por SOLARTIA detalla actividades preventivas y correctivas realizadas entre febrero de 2023 y abril de 2025, incluyendo inspecciones, limpiezas, cambios de componentes y reparaciones en los distintos activos de generación.

Módulos solares

Se realizaron labores de limpieza, inspección visual, termografía y revisión de conexiones. En la limpieza inicial únicamente se observó presencia de polvo sobre los módulos. Posteriormente, después de eventos de fuertes vientos, se identificó una acumulación considerable de polvo, por lo que se efectuó una nueva limpieza. Asimismo, se realizó una revisión aleatoria de la temperatura de los paneles, verificándose que todos mantenían una temperatura uniforme en su superficie.

Durante las labores de limpieza de vegetación se detectó un módulo fotovoltaico dañado, el cual fue sustituido.

Estructura de soporte

Se efectuaron inspecciones visuales para verificar la ausencia de oxidación, daños superficiales y deformaciones en la estructura. En una de las inspecciones se encontró tornillería por debajo del par de apriete, por lo que se realizó el reapriete de toda la tornillería. En las revisiones posteriores no se reportaron anomalías.

Cableado y conductores eléctricos

Se realizaron inspecciones periódicas del cableado de corriente continua, incluyendo la revisión del sellado de las canalizaciones, la posible presencia de roedores, el estado de las arquetas de registro, los bornes, los empalmes y las conexiones. En las inspecciones efectuadas no se reportaron anomalías.

Durante una revisión se realizó la limpieza de la bornera del inversor de baterías, sin identificarse otras incidencias. Los conductores eléctricos generales también fueron inspeccionados, reportándose sin anomalías.

Inversores y electrónica de potencia

Se realizaron revisiones mensuales de las alarmas de los inversores, registrándose estado “OK” en todos los controles efectuados durante el periodo evaluado.

Se registró una entrada de agua en el inversor de baterías, la cual fue solucionada mediante el sellado del tornillo de la visera. Asimismo, ante la presencia de una placa quemada en un SAI, se sustituyó el SAI completo por uno nuevo.

Posteriormente, se registró una tarjeta UPS quemada, por lo que se instaló un inversor solar con batería de litio y un inversor a 230 V en sustitución de la UPS, con el propósito de proporcionar mayor fiabilidad al sistema.

También se sustituyó un fusible F101 del gabinete del contenedor de distribución y se atendió una alarma del medidor de aislamiento Bender. Tras la revisión correspondiente, se determinó que no existía un fallo de aislamiento y se desconectó el cable neutro del alternador de los grupos, debido a que presentaba continuidad a tierra.



Baterías y sistema de refrigeración

Se realizaron controles preventivos de temperatura, sellado, ventilación, filtros y pares de apriete, registrándose estado “OK” en las inspecciones realizadas.

Se presentaron distintas incidencias relacionadas con el sistema de aire acondicionado y refrigeración del contenedor de baterías. Entre ellas se registraron una pequeña fuga de refrigerante, que fue reparada y rellenada con refrigerante R410a; presencia de agua y condensación en la parte inferior del aire acondicionado; entrada de agua de lluvia al contenedor; y un fallo del aire acondicionado asociado al condensador del ventilador.

Como medidas correctivas, se instalaron equipos de deshumidificación y una visera metálica para reducir la condensación y evitar la entrada de agua de lluvia. También se sustituyó el condensador del ventilador.

Se registró un evento de 0 % de estado de carga (SOC) en un rack de baterías. Para restablecer su funcionamiento se realizó una carga manual de los módulos hasta alcanzar un SOC superior al 2 %, permitiendo posteriormente su carga automática.

Finalmente, se efectuó la reparación del equipo de refrigeración del sistema de baterías debido a problemas de condensación.

Generadores diésel

Se realizaron mantenimientos periódicos que incluyeron cambios de aceite, filtros de aire, filtros de combustible, refrigerante coolant y revisiones generales de los grupos electrógenos.

Durante el periodo se registraron las siguientes incidencias:

- Fallos de presión de combustible asociados a suciedad en los filtros.
- Suciedad en los depósitos de combustible.
- Rotura del regulador automático de voltaje AVR del grupo 2.
- Rotura de la bobina de excitación del grupo 2.
- Fallo del sensor de temperatura del coolant del grupo 2.
- Enclavamiento del breaker del grupo 3, solucionado mediante rearme manual.
- Daños en la goma de unión flexible de la chimenea.
- Rotura del radiador del grupo 3.
- Menor potencia del grupo 2 debido a una tapa de entrada del intercooler suelta.
- Rotura de la tapa superior de salida de humos del grupo 2.
- Abombamiento y daños en mangueras del sistema de refrigeración.



- Alarma de bajo voltaje en el grupo 3, asociada a un mal contacto en las conexiones de la tarjeta AVR.
- Derrame de diésel en las mangueras de alimentación.
- Daño de la polea y la banda del motor del grupo 2.
- Fuga en una manguera de combustible del grupo 3.
- Nivel bajo de aceite en un grupo Dagartech.

Las incidencias fueron atendidas mediante limpieza, reparación, reapriete o sustitución de los componentes afectados. La mayoría fueron registradas como solucionadas. En los eventos asociados con suciedad en los filtros, el informe consignó como resultado la sustitución prematura de los filtros de combustible de los tres grupos. Aunque el periodo evaluado indicado en el informe finaliza el 30 de abril de 2025, el documento también incorpora una actuación correctiva del 5 de mayo de 2025, correspondiente a una fuga de coolant en el grupo Dagartech 5, que fue solucionada mediante la instalación de una nueva manguera de refrigeración.

Combustible

Se detectó presencia recurrente de suciedad e impurezas en los depósitos y filtros de combustible. Esta situación produjo fallos de presión de entrada de combustible, cambios prematuros de filtros y la necesidad de realizar limpiezas completas de los tanques.

También se registraron derrames y fugas en las mangueras de alimentación de combustible. Como medidas correctivas se sustituyeron las mangueras afectadas, las tres mangueras de alimentación de los grupos y el filtro principal de la línea de diésel.

Transformador

Se realizaron verificaciones del aislamiento, las conexiones, el ruido y el nivel de aceite del transformador durante los años 2024 y 2025. En ambas inspecciones se reportó que no existían incidencias.

Sistema de puesta a tierra y protecciones

Se realizaron comprobaciones de continuidad eléctrica y se verificó que la resistencia de puesta a tierra se mantuviera por debajo de $20\ \Omega$.

Durante las inspecciones se efectuó la limpieza del contacto entre la red de tierra y la estructura de los paneles. También se realizó el reapriete de algunos terminales de tierra que se encontraron flojos.

Los interruptores magnetotérmicos y los cuadros de mando y protección del sistema fotovoltaico fueron revisados, registrándose estado “OK”.

Condiciones ambientales y contenedores

Se registraron incidencias relacionadas con humedad, condensación, lluvias intensas, salinidad y entrada de agua en contenedores y equipos.

Para mejorar la protección de la instalación se colocaron equipos de deshumidificación, viseras metálicas y sellados adicionales. Estas medidas fueron orientadas a mejorar la estanqueidad de los contenedores de baterías y distribución, así como a reducir los efectos de la humedad y la condensación sobre los equipos eléctricos y electrónicos.

Estado general y conclusiones

De acuerdo con SOLARTIA, la instalación presentó un funcionamiento correcto y se mantuvo dentro de parámetros operativos adecuados durante el periodo evaluado.

Las labores de mantenimiento preventivo se realizaron con regularidad y contribuyeron a conservar el rendimiento de los equipos. Las principales intervenciones correctivas estuvieron relacionadas con la adaptación de la instalación a las condiciones ambientales de Guanaja, principalmente las lluvias, la humedad y la salinidad.

La calidad del combustible constituyó un factor crítico, debido a que provocó cambios prematuros de filtros, limpieza recurrente de tanques y mantenimiento adicional en componentes de los grupos electrógenos.

El funcionamiento aislado de la planta, junto con la antigüedad de la red de distribución, requirió vigilancia constante y la realización de ajustes técnicos para mantener la estabilidad del sistema.

El sistema fotovoltaico y el banco de baterías mostraron un comportamiento sólido. No obstante, fue necesario reparar el sistema de refrigeración de las baterías. En términos generales, SOLARTIA concluyó que el estado de la instalación y su funcionamiento eran correctos.

5.2.3.1.1 Recomendaciones

Las recomendaciones técnicas formuladas por SOLARTIA para asegurar el funcionamiento continuo de la planta híbrida de Guanaja fueron las siguientes:

Protección de módulos fotovoltaicos

Extremar las precauciones durante las labores de desbroce y evitar cortar la vegetación a ras de suelo, con el propósito de prevenir la proyección de piedras u otros objetos que puedan impactar y dañar los módulos fotovoltaicos.

Condensación en equipos inactivos

Mantener una vigilancia periódica de la condensación en los equipos que permanezcan inactivos, verificando especialmente el estado de las resistencias de caldeo de los generadores y gabinetes eléctricos.

Estanqueidad frente a lluvias intensas

Revisar los puntos críticos por los que pueda ingresar agua, incluidos los pasamuros, registros y uniones de las envolventes, especialmente antes de las temporadas con mayor riesgo de lluvias y vientos fuertes.

Control de calidad del combustible

Establecer un protocolo riguroso para controlar la calidad del combustible, debido a que se detectaron impurezas en el gasoil que provocaron el cambio prematuro de filtros en los grupos electrógenos.

El protocolo deberá considerar análisis del combustible antes de su descarga y el seguimiento periódico del estado de los filtros.

Monitoreo de bacterias y sedimentos en depósitos de combustible

Realizar inspecciones periódicas de los depósitos para prevenir y controlar la presencia de bacterias, lodos o sedimentos en el combustible almacenado.

Seguimiento de equipos mecánicos

Intensificar la supervisión de los grupos electrógenos, debido a que estos equipos requieren un mantenimiento más frecuente y exhaustivo que los sistemas solares y de baterías.

Gestión de repuestos críticos

Mantener repuestos críticos disponibles en el sitio para reducir los tiempos de inactividad ante fallos recurrentes. Entre estos repuestos se incluyen filtros, tarjetas electrónicas, sensores, mangueras y fusibles.

Seguimiento posterior a la garantía

Establecer un sistema de trazabilidad para los repuestos y los tiempos de respuesta del servicio posventa, especialmente en aquellos componentes cuyas reparaciones hayan sido asumidas por los fabricantes durante el periodo de garantía.

Este seguimiento permitirá contribuir a la sostenibilidad de la operación de la planta a mediano plazo.

5.2.3.2 Mantenimientos realizados por ENEE

Desde abril de 2025 la ENEE es la encargada de realizar los mantenimientos a los equipos del proyecto PERLA, sin embargo, no han realizado mantenimientos mayores.

Los mantenimientos realizados por la ENEE a los grupos electrógenos hasta diciembre de 2025 se muestran en la **Tabla 5-4**, los cuales fueron extraídos de las bitácoras de mantenimiento presentadas por la ENEE. No obstante, en dichos documentos no hay evidencias de mantenimientos realizados a inversores, paneles solares, racks de baterías o de revisión de alarmas.

Generador	Fecha	Mantenimiento	Horas de operación
Generador #1	14/4/2025	Se cambió el aceite	3,550
		Se cambió filtro de aceite	
		Se cambió filtro primario	
		Se cambió filtro secundario	
		Se cambió filtro de aire	
Generador #1	2/6/2025	Se cambió filtro de aceite	1,393
		Se cambió filtro primario	
		Se cambió filtro secundario	
Generador #1	7/10/2025	Se cambió el aceite	2,012
		Se cambió filtro de aceite	
		Se cambió filtro primario	
		Se cambió filtro secundario	
Generador #1	5/11/2025	Se cambió el aceite	2,512
		Se cambió filtro de aceite	
		Se cambió filtro primario	
Generador #2	14/4/2025	Se cambió el aceite	3,561



Generador	Fecha	Mantenimiento	Horas de operación
		Se cambió filtro de aceite	
		Se cambió filtro primario	
		Se cambió filtro secundario	
		Se lavó el radiador	
		Se lavó el motor	
Generador #2	2/6/2025	Se cambió el aceite	1,433
		Se cambió filtro de aceite	
		Se cambió filtro primario	
		Se cambió filtro secundario	
Generador #2	11/8/2025	Se cambió el aceite	2,034
		Se cambió filtro de diésel	
		Se cambió filtro primario	
		Se cambió filtro secundario	
		Se engrasó la balinera	
Generador #2	30/10/2025	Se cambió el aceite	2,534
		Se cambió filtro de aceite	
		Se cambió filtro primario	
		Se cambió filtro secundario	
Generador #3	10/4/2025	Se cambió el aceite	3428
		Se cambió filtro de aceite	
		Se cambió filtro primario	
		Se cambió filtro secundario	
		Se lavó el radiador	
Generador #3	26/5/2025	Se cambió el aceite	1,359
		Se cambió filtro de aceite	
		Se cambió filtro de diésel	
		Se cambió la banda del abanico	
Generador #3	11/8/2025	Se cambió el aceite	1,809
		Se cambió filtro de aceite	
		Se cambió filtro primario	
		Se cambió filtro secundario	
		Se cambió la banda del abanico	
Generador #3	18/8/2025	Se cambió el aceite	2,278
		Se cambió filtro de aceite	
		Se cambió filtro de diésel	
		Se engrasó la balinera	
Generador #3	28/11/2025	Se agregó aceite al generador la cantidad de 4 galones	2,506.7
Generador #3	6/12/2025	Se agregó aceite al generador la cantidad de 2 galones	2,627.2
Generador #4	25/2/2025	Se cambió el aceite	264
		Se cambió filtro de aceite	
		Se cambió filtro de diésel	
		Se revisó el turbo cargador	
		Se cambió el filtro del coolant	
		Se lavó el radiador	
		Se lavó el generador	
Generador #4	17/3/2025	Se cambió filtro de diésel	519
		Se limpió el motor	



Generador	Fecha	Mantenimiento	Horas de operación
		Se revisó el turbo cargador	
Generador #4	4/4/2025	Se cambió el aceite	758
		Se cambió filtro de aceite	
		Se cambió filtro de diésel	
		Se lavó el radiador	
		Se lavó el generador	
		Se lavó el motor	
		Se cambió filtro de aire	
Generador #4	17/4/2025	Se cambió filtro de diésel	1,030
		Se revisó el turbo cargador	
		Se revisó las abrazaderas del sistema de admisión	
Generador #4	4/7/2025	Se cambió el aceite	1,870
		Se cambió filtro de aceite	
		Se cambió filtro de diésel	
		Se cambió el filtro del coolant	
		Se cambió filtro de aire	
		Se lavó el radiador	
		Se lavó el generador	
Generador #4	23/7/2025	Se lavó el generador	2,130
		Se engrasó la balinera	
		Se revisó el turbo cargador	
		Se lavó el motor	
		Se barnizó el excitador	
Generador #4	11/8/2025	Se cambió el aceite	2,453
		Se cambió filtro de aceite	
Generador #4	29/8/2025	Se lavó el generador	2,708
		Se lavó el motor	
		Se lavó el radiador	
		Se barnizó el excitador	
Generador #4	16/9/2025	Se cambió el aceite	2,980
		Se cambió filtro de aceite	
		Se cambió filtro de aire	
		Se lavó el generador	
		Se lavó el radiador	
Generador #4	10/10/2025	Se cambió el filtro del coolant	3,252
		Se cambió filtro de diésel	
		Se revisó el turbo cargador	
		Se lavó el radiador	
		Se lavó el generador	
		Se lavó el motor	
Generador #4	15/11/2025	Se cambió filtro de aire	4,100
		Se cambió filtro de diésel	
		Se cambió filtro de aceite	
		Se cambió el coolant	
		Se lavó caseta de generador	
		Se lavó el generador	
		Se barnizó el excitador	
Generador #5	25/2/2025	Se cambió el aceite	264



Generador	Fecha	Mantenimiento	Horas de operación
		Se cambió filtro de aceite	
		Se cambió filtro de diésel	
		Se cambió el filtro del coolant	
		Se revisó el turbo cargador	
		Se lavó el radiador	
		Se lavó el generador	
Generador #5	17/3/2025	Se cambió filtro de diésel	511
		Se lavó el motor	
		Se revisó el turbo cargador	
Generador #5	4/4/2025	Se cambió el aceite	761
		Se cambió filtro de aceite	
		Se cambió filtro de diésel	
		Se lavó el generador	
		Se lavó el radiador	
		Se cambió el filtro del coolant	
Generador #5	17/4/2025	Se cambió filtro de diésel	1,021
		Se revisó el turbo cargador	
		Se revisó las abrazaderas del sistema de admisión	
		Se lavó el radiador	
Generador #5	2/5/2025	Se cambió el aceite	1,285
		Se cambió filtro de aceite	
		Se cambió filtro de diésel	
		Se cambió filtro de aire	
Generador #5	26/5/2025	Se lavó el radiador	1,535
		Se lavó el generador	
		Se lavó el motor	
		Se revisó el turbo cargador	
Generador #5	4/7/2025	Se cambió el aceite	1870
		Se cambió filtro de aceite	
		Se cambió filtro de diésel	
		Se cambió el filtro del coolant	
		Se cambió filtro de aire	
		Se lavó el radiador	
Generador #5	23/7/2025	Se lavó el generador	2,130
		Se engrasó la balinera	
		Se revisó el turbo cargador	
		Se lavó el motor	
		Se barnizó el excitador	
Generador #5	11/8/2025	Se cambió el aceite	2,453
		Se cambió filtro de aceite	
Generador #5	29/8/2025	Se lavó el radiador	2,708
		Se lavó el generador	
		Se lavó el motor	
		Se barnizó el excitador	
Generador #5	16/9/2025	Se cambió el aceite	2,990
		Se cambió filtro de aceite	
		Se cambió filtro de aire	



Generador	Fecha	Mantenimiento	Horas de operación
		Se lavó el radiador	
		Se lavó el generador	
Generador #5	10/10/2025	Se cambió el filtro del coolant	3,252
		Se cambió filtro de diésel	
		Se revisó el turbo cargador	
		Se lavó el radiador	
		Se lavó el generador	
		Se lavó el motor	
Generador #5	23/10/2025	Se cambió el aceite	3,301
		Se cambió filtro de aceite	
		Se cambió filtro de diésel	
		Se revisó el turbo cargador	

Tabla 5-4 Mantenimientos realizados por ENEE a los grupos electrógenos

Las bitácoras de mantenimiento contienen muchos errores de ortografía que hacen difícil la comprensión exacta de las mismas, lo anterior se puede observar en la **Imagen 5-5**. Asimismo, no se desglosan de manera correcta las actividades realizadas, ver **Imagen 5-6**.

Viernes 2 de mayo de 2025

se cambio el aceites G.O.5

se cambiaron los Fil tros de aceite

se cambiaron los Fil tros de diesel

se cambio el Filtro de engras

esto seiso a las 1,285 H.R.A

Imagen 5-5 Extracto de bitácora de mantenimiento generador #5



Jueves 17 de abril de 2025
se cambiaron los Filtros de Diesel al #4
se Revisó el turbo cargador
se Revisaron la abrasa de las
del sistema de admisión
esto seiso alas 2030 H.R.S.

Imagen 5-6 Extracto de bitácora de mantenimiento generador #4

Por otro lado, se revisó el Manual de Uso y Mantenimiento de los generadores HIMOINSA que fue entregado por la ENEE (en este punto es importante indicar que solo se entregó el manual de dichos generadores), en dicho manual se establecen los intervalos de control (ver **Imagen 5-7**) y los mantenimientos periódicos y extraordinarios (ver **Imagen 5-8**).

INTERVALOS

Controles (durante los periodos de uso)	Intervalos
Control del nivel de aceite lubricante del motor	Diario
Control del nivel de refrigerante	Diario
Control de la limpieza de los intercambiadores de calor	Diario
Control de la limpieza del filtro de aire	Diario
Drenaje del agua del prefiltro del carburante	150 horas ⁽¹⁾
Control y restablecimiento del nivel de electrolito de las baterías y limpieza de los bornes	Cada seis meses

Los intervalos indicados tienen en cuenta los factores de uso típicos de distintas aplicaciones del motor. El personal encargado del mantenimiento ha de indicar los intervalos de intervención para cada aplicación en función del uso y de las condiciones de trabajo del motor.

Imagen 5-7 Intervalos de control HIMOINSA

 Mantenimiento periódico	Intervalos
Control de las condiciones y de la tensión de la correa	300 horas ⁽²⁾
Revisión del filtro de vapores del aceite (es posible que se encienda el indicador)	300 horas ⁽³⁾
Cambio de aceite lubricante	600 horas ^{(3) (4)}
Cambio del o los filtros de aceite	600 horas ^{(3) (4) (5)}
Cambio del o los filtros de carburante	600 horas ^{(3) (1) (5)}
Cambio del pre-filtro de carburante	600 horas ^{(3) (1)}
Control del o los conductos de escape	Cada seis meses
Drenaje/succión de las impurezas del depósito de combustible	Cada seis meses ⁽¹⁾
Sustitución de la correa de los órganos auxiliares	1200 horas
Cambio del filtro de aire	1200 horas ⁽⁶⁾
Cambio del líquido de refrigeración	1200 horas o a los 2 años
Cambio del filtro de vapores del aceite	2 años ⁽⁴⁾

 Mantenimiento extraordinario	Intervalos
Limpieza del turbocompresor	1200 horas ⁽⁷⁾
Verificar la eficiencia del sistema pre-post calentamiento (si lo hay)	1200 horas
Regulación del juego entre las válvulas y los balancines y los elementos de bombeo y los balancines	1200 horas

1) Periodo máximo previsto si se utiliza carburante de buena calidad (norma EN 590); se reduce según la contaminación del carburante y las señales de alarma por obstrucción y agua en el prefiltro. Si se activa la señal de alarma por filtro obstruido, será necesario cambiarlo. Si la señal de agua en el prefiltro no se apaga al drenarlo, habrá que cambiarlo.

2) Válido para los motores con tensores tradicionales y automáticos.

3) Se ha de llevar a cabo una vez al año aunque no se alcancen las horas de funcionamiento previstas.

4) Intervalos válidos para lubricantes según la tabla de APROVISIONAMIENTOS.

5) Utilizar filtros con las siguientes características:

- grado de filtrado $< 12 \mu\text{m}$
- eficiencia filtrante $\beta > 200$.

6) Los intervalos dependen de las condiciones ambientales y de la eficiencia y el desgaste del producto.

7) Necesario para la circulación de los vapores de aceite.

Imagen 5-8 Mantenimientos periódicos y extraordinarios

A partir de la **Tabla 5-4** que detalla los mantenimientos realizados por la ENEE a los generadores y su comparación con los intervalos recomendados por el fabricante, se identifican varios hallazgos relevantes que permiten evaluar el nivel de cumplimiento técnico.

En primer lugar, en relación con los cambios de aceite lubricante y filtros (aceite y combustible), se observa que estas actividades sí se realizan de forma recurrente en los distintos generadores analizados. No obstante, al comparar los registros con la recomendación del fabricante de efectuar estas intervenciones cada 600 horas de operación, se evidencia que el cumplimiento es irregular. En algunos casos, los intervalos se aproximan a lo establecido (entre 500 y 700 horas), lo cual puede considerarse aceptable; sin embargo, también se identifican casos donde los cambios se realizan con intervalos superiores, incluso superando las 800 o 1000 horas, lo que constituye un incumplimiento de las directrices técnicas y podría afectar la vida útil de los equipos.

Adicionalmente, se detecta un problema en el control de las horas de operación registradas. En varios casos, las lecturas no siguen una secuencia lógica ascendente, presentando discontinuidades o reducciones entre un registro y otro. Esta situación limita

significativamente la capacidad de verificar con precisión si los mantenimientos se están ejecutando dentro de los intervalos recomendados, ya que no se garantiza la trazabilidad confiable del uso real de cada generador. Por tanto, este aspecto constituye una debilidad importante en la gestión del mantenimiento.

En lo que respecta al cambio de filtros de aire, el fabricante establece un intervalo de 1,200 horas; sin embargo, los registros muestran que estas actividades se realizan de manera inconsistente. En algunos generadores, los cambios se efectúan antes del intervalo recomendado, mientras que en otros casos se sobrepasa dicho límite. Esto evidencia la ausencia de una planificación basada en horas de operación, ejecutándose más bien de forma reactiva o sin un criterio técnico uniforme.

En cuanto a los mantenimientos de mayor nivel, como la revisión del turbocompresor, ajuste de válvulas o inspección de correas, los registros reflejan un cumplimiento parcial. Si bien se documentan diversas revisiones del turbocompresor y algunos cambios de componentes asociados, no se observa una ejecución sistemática basada en intervalos definidos. Asimismo, no se identifica evidencia clara de una programación estructurada para la regulación de válvulas ni para el control periódico de correas de transmisión, lo cual indica debilidades en la planificación de estos mantenimientos especializados.

En términos generales, se concluye que el mantenimiento de los generadores presenta un cumplimiento parcial de las recomendaciones del fabricante. Aunque existe evidencia de ejecución de actividades clave, la falta de control preciso de las horas de operación, la inexistencia de intervalos estandarizados y la irregularidad en mantenimientos específicos limitan el cumplimiento técnico. Esta situación puede comprometer la confiabilidad operativa de los equipos y aumentar el riesgo de fallas a mediano y largo plazo.

5.2.3.3 Reporte de Estatus Técnico Guanaja

En el informe denominado “REPORTE DE ESTATUS TÉCNICO GUANAJA_3” presentado por el Grupo LAEISZ, se expone que, durante la evaluación técnica realizada en la planta híbrida de Guanaja, se identificó la indisponibilidad de tres de las cinco unidades de generación térmica instaladas. En consecuencia, al momento de la inspección únicamente se encontraban operativos 2 generadores térmicos, con una capacidad conjunta de aproximadamente 900 kW, nivel inferior a la demanda nocturna de la isla, la cual puede alcanzar entre 1.4 y 1.5 MW en horas pico.



En relación con el Generador #5 fuera de servicio, se constató que este se encontraba desmontado, con sus principales componentes desensamblados y expuestos, presentando indicios de corrosión. El diagnóstico posterior identificó una rotura de válvula, con daños en culata y pistón, así como contaminación del aceite con refrigerante. Para su rehabilitación, se estima una inversión superior a L 2 millones.

Asimismo, el informe señala que los mantenimientos realizados en las unidades térmicas se han limitado a intervenciones básicas, como cambios de aceite y filtros, sin evidencia de ejecución de mantenimientos mayores conforme a las recomendaciones de los fabricantes. Esta situación ha generado un desgaste mecánico acelerado y se refleja en fallas registradas en componentes como ventiladoras, bandas, tensores y otros elementos mecánicos.

Como parte de las acciones ejecutadas por Grupo LAEISZ durante la visita, se procedió a la reparación del Generador #1 mediante la utilización de componentes provenientes de otra unidad fuera de servicio (Generador #2). Esta intervención permitió poner en operación 2 grupos HIMOINSA junto con un DAGARTECH, alcanzando una capacidad de generación aproximada de 1.2 MW.

De acuerdo con las conclusiones del informe, la planta opera bajo una capacidad limitada y sin respaldo suficiente, con las unidades en servicio trabajando al límite para cubrir la demanda nocturna. Bajo estas condiciones, existe un incremento en el riesgo de fallas, disparos de planta y posibles racionamientos, particularmente en horas de mayor demanda. Adicionalmente, se señala la incertidumbre en la disponibilidad de repuestos para los generadores fuera de servicio, lo que podría afectar los tiempos de recuperación y la sostenibilidad operativa del sistema.

5.2.3.4 Justificación del estado actual de calibración y verificación

Mediante el documento titulado “Informe Técnico de Justificación del Estado de Aseguramiento Metrológico de Equipos Críticos”, la ENEE presenta la justificación técnica formal respecto al estado actual de calibración, verificación y aseguramiento metrológico de los componentes críticos (inversores de potencia, medidores de energía de grado de facturación y sensores del sistema de control descentralizado) del proyecto PERLA en Guanaja.

Mediante dicho documento ENEE informa lo siguiente:

a) Certificación inicial y ensayos de puesta en servicio

Durante la fase de construcción, interconexión y puesta en servicio (commissioning) de la infraestructura híbrida, la totalidad de los activos críticos de medición y control fueron sometidos a rigurosos protocolos de calibración, pruebas de lazo y verificación de curvas de respuesta. Estas actividades fueron ejecutadas y certificadas en su momento por los fabricantes tecnológicos correspondientes y los integradores autorizados en el sitio, garantizando que el ingreso a la operación del sistema se realizara bajo los estándares nominales de precisión, linealidad, eficiencia e inmunidad electromagnética exigidos por las normas internacionales (IEC/IEEE) y el código de red aplicable.

b) Restricciones de logística metrológica en sistemas aislados – Guanaja

Posterior a la entrada en operación comercial, la periodicidad de los ciclos de recalibración en campo ha enfrentado restricciones operativas insalvables debido a la naturaleza geográfica y logística de la planta. Actualmente, el sitio no cuenta con patrones de referencia metrológica de clase de precisión superior (instrumental secundario de calibración), laboratorios móviles ni herramientas de inyección de señales especializadas para la recertificación in situ de inversores y medidores de alta tecnología. La ausencia de estos elementos de calibración en el mercado local y la complejidad de traslado hacia un entorno insular han impedido la ejecución de ensayos de verificación subsecuentes sin comprometer la continuidad del suministro de la microrred.

c) Plan de aseguramiento metrológico y mitigación de riesgos

Con el fin de mitigar cualquier desviación acumulada por deriva temporal en los sensores y garantizar el cumplimiento estricto de los criterios de prudencia regulatoria, la UTCD ha estructurado el siguiente plan de acción:

1. Gestión de Adquisición de Equipos Patrón

Se encuentra formalmente en proceso de evaluación y gestión presupuestaria la adquisición de un banco de pruebas y equipos patrones de medición calibrados. Este equipamiento permitirá realizar auditorías metrológicas internas de manera autónoma.

2. Programa de Verificación y Cronograma de Ensayos en Campo

Una vez completado el proceso de recepción técnica y capacitación especializada del personal de ingeniería en sitio, la UTCD implementará un Programa Trimestral de Aseguramiento Metrológico. Este plan contemplará ventanas de mantenimiento

programado para la desconexión, verificación de calibración y ajuste de inversores, medidores de energía y transductores de control, remitiendo oportunamente los reportes a esta Comisión para su archivo y validación.

5.2.4 Manejo del combustible y rendimiento

Respecto al manejo y compras de combustible, las instalaciones del proyecto PERLA cuentan con una capacidad total de almacenamiento de combustible de 32,000 galones, que se distribuyen en 4 tanques que tienen una capacidad de almacenamiento de 8,000 galones cada uno. El combustible es solicitado por el personal del proyecto considerando una operación constante de los grupos electrógenos y las compras son realizadas a través de FOSODE.

Al momento de recibir el combustible, el personal de la central tarda entre una hora y una hora y treinta minutos para descargar 4,000 galones, volumen máximo que puede transportar desde el muelle de recepción hasta los tanques de almacenamiento. Durante descarga, se extrae de cada pipa una muestra de entre 30 y 35 galones para realizar pruebas de calidad del combustible, las que consisten en inspección visual para buscar contaminantes sólidos o la presencia de agua. Una vez concluida la inspección, el combustible inspeccionado es ingresado a los tanques de almacenamiento, pasando siempre por el medidor de combustible.

5.2.4.1 Precios de compra de combustible

El análisis de los precios de combustible utilizados para la generación eléctrica en el sistema aislado de Guanaja evidencia una evolución importante en el proceso de adquisición implementado por la ENEE. En una etapa inicial, correspondiente al periodo de junio a noviembre de 2024, se identificó que los costos de compra incluían el impuesto ACPV y que presentaban valores elevados en los componentes de flete, acarreo y logística, alcanzando hasta L 25.50 por galón únicamente en transporte.

Este análisis permitió evidenciar que los costos logísticos inicialmente considerados por la ENEE se encontraban significativamente por encima de valores de mercado. Sin embargo, desde marzo de 2025 las facturas de la ENEE reflejan condiciones económicas para utilizar dichos precios para su traslado a la tarifa de los usuarios finales en Guanaja.

Para el período de enero a marzo de 2026 las compras se han realizado con las empresas Bay Island Petroleum S.A. e Inversiones del Caribe. Las facturas remitidas por la ENEE reflejan

precios exentos del ACPV y alineados con los valores de referencia determinados por la CREE, con promedios de L 69.18 por galón en enero, L 70.47 por galón en febrero y L 90.81 por galón en marzo de 2026.

En resumen, el comportamiento observado (ver **Tabla 5-5**) refleja una transición desde un esquema inicial con costos elevados y aplicación inconsistente de exoneraciones, hacia un proceso de adquisición más eficiente y mejor alineado con condiciones reales de mercado y con los criterios regulatorios de eficiencia.

No. de factura	Semana de referencia - Lunes	Galones	Precio unitario (HNL/gal)	Costo de combustible (HNL)
000-001-01-00 000480	03 de junio de 2024	20,000.00	121.11	2,422,200.00
000-001-01-00 000521	17 de junio de 2024	32,000.00	120.52	3,856,640.00
000-001-01-00 000576	15 de julio de 2024	22,000.00	113.01	2,486,220.00
000-001-01-00 000615	29 de julio de 2024	24,000.00	113.42	2,722,080.00
000-001-01-00 000638	02 de septiembre de 2024	64,000.00	107.58	6,885,120.00
000-001-01-00 000665	16 de septiembre de 2024	10,000.00	105.79	1,057,900.00
000-001-01-00 000690	30 de septiembre de 2024	16,000.00	103.91	1,662,560.00
000-001-01-00 000710	28 de octubre de 2024	32,000.00	105.79	3,385,280.00
000-001-01-00 000730	11 de noviembre de 2024	27,000.00	105.79	2,856,330.00
000-001-01-00000710	25 de noviembre de 2024	38,000.00	105.83	4,021,540.00
000-001-01-00000730	02 de diciembre de 2024	38,400.00	106.33	4,083,072.00
000-001-01-00000831	20 de enero de 2025	30,000.00	109.20	3,276,000.00
000-002-01-00011330	10 de marzo de 2025	32,000.00	77.71	2,486,720.00
000-002-01-00011397	24 de marzo de 2025	32,000.00	74.37	2,379,840.00
000-002-01-00011489	14 de abril de 2025	32,000.00	73.19	2,342,080.00
000-002-01-00011571	05 de mayo de 2025	32,000.00	70.94	2,270,080.00
000-002-01-00011656	26 de mayo de 2025	32,000.00	70.18	2,245,760.00



No. de factura	Semana de referencia - Lunes	Galones	Precio unitario (HNL/gal)	Costo de combustible (HNL)
000-002-01-00011823	21 de junio de 2025	32,000.00	71.05	2,273,600.00
000-002-01-00011949	14 de julio de 2025	32,000.00	78.33	2,506,560.00
000-002-01-00012036	11 de agosto de 2025	32,000.00	79.00	2,528,000.00
000-002-01-00012131	01 de septiembre de 2025	24,000.00	77.00	1,848,000.00
000-002-01-00012228	22 de septiembre de 2025	32,000.00	72.41	2,317,120.00
000-002-01-00012302	13 de octubre de 2025	11,000.00	72.69	799,590.00
000-002-01-00012331	20 de octubre de 2025	32,000.00	72.07	2,306,240.00
003-002-01-00038733	17 de noviembre de 2025	30,400.00	72.72	2,210,688.00
003-002-01-00039224	08 de diciembre de 2025	30,516.00	75.00	2,288,700.00
003-002-01-00039658	05 de enero 2026	14,084.00	69.30	976,021.20
000-002-01-00012604	05 de enero 2026	12,119.00	69.05	836,816.95
000-002-01-00012707	02 de febrero 2026	15,881.00	68.86	1,093,565.66
000-002-01-00012792	16 de febrero 2026	29,000.00	71.35	2,069,150.00
000-002-01-00012940	23 de marzo 2026	14,900.00	90.81	1,353,069.00

Tabla 5-5 Histórico de precios de combustible ENEE - Guanaja

5.2.4.2 Rendimiento y consumo de combustible

En el **Gráfico 5-3** se presenta un análisis basado en la información remitida mensualmente por la ENEE al Departamento de Tarifas de la CREE, a través de los Informes de Generación relacionados con las ventas de energía y los costos de generación, tanto de energía como de potencia. A partir de estos reportes, se examinó la evolución del consumo de combustible y su relación con la generación de energía durante el período evaluado.

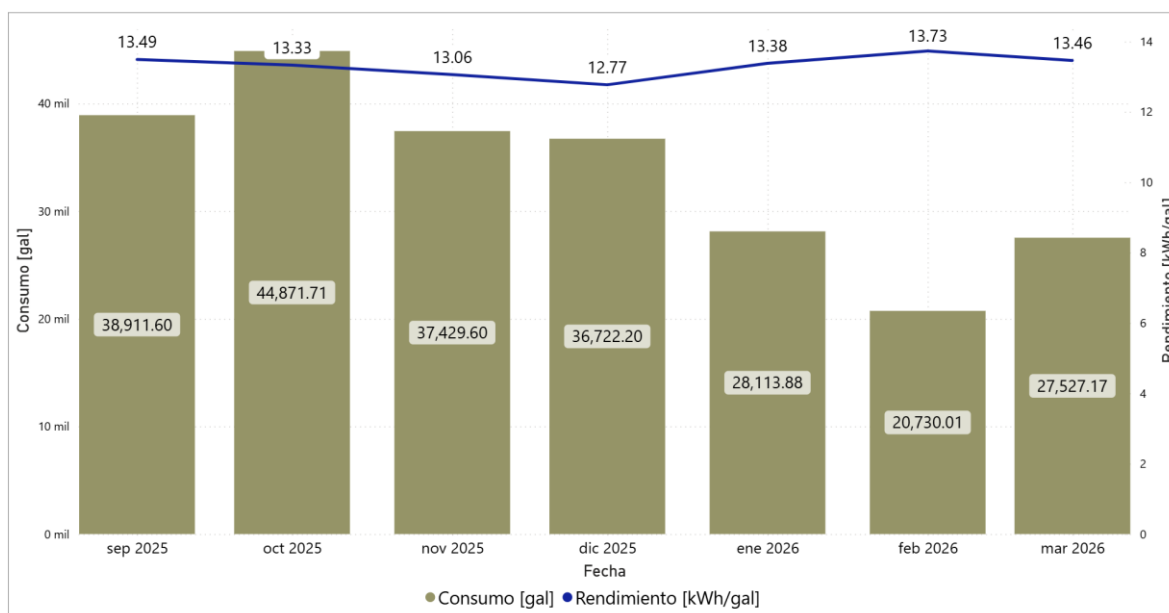


Gráfico 5-4 Rendimiento y consumo de combustible proyecto PERLA, Guanaja

En cuanto al consumo de combustible, se identifica una tendencia general a la baja entre septiembre de 2025 y febrero de 2026. En septiembre y octubre de 2025 se registraron los niveles más altos, con 38,911.60 y 44,871.71 galones, respectivamente, siendo octubre el punto máximo del período. A partir de entonces, el consumo disminuye de forma sostenida hasta alcanzar su nivel más bajo en febrero de 2026, con 20,730.01 galones, lo que representa una reducción cercana al 54 % respecto al valor máximo observado.

Esta reducción del consumo se da en paralelo con la disminución de la energía generada. No obstante, a pesar de estas variaciones en los volúmenes, el rendimiento energético no presenta cambios relevantes, manteniéndose en torno a 13 kWh por galón. Este comportamiento sugiere que no hubo variaciones significativas en las condiciones de operación ni en la eficiencia de conversión del combustible durante el período analizado.

Para marzo de 2026, se observa un alza en el consumo de combustible, que alcanza 27,527.17 galones; dicho cambio sugiere un mayor requerimiento de generación térmica.

5.2.4.3 Bitácoras de combustible

Con el propósito de evaluar la consistencia de la información operativa de la central híbrida Perla Guanaja, se revisaron las bitácoras diarias de combustible correspondientes a algunos meses de 2025. El análisis incluyó la verificación de registros relacionados con el consumo

de combustible, la producción energética, las horas acumuladas de operación de los generadores y el rendimiento en kWh/galón.

A partir de esta revisión se identificaron inconsistencias en el llenado de formatos, diferencias entre mediciones manuales y registros de SCADA, así como información incompleta, lo que afecta la trazabilidad y la validación de los datos utilizados para el control y seguimiento de la operación de la planta.

5.2.4.3.1 Abril 2025

Inconsistencias observadas:

- Existen varios días donde las horas acumuladas de los generadores aparecen vacías, pero sí se reporta producción de energía.
- Hay diferencias visibles entre el combustible medido por SCADA y la calibración manual de tanques.
- Algunos formatos tienen campos llenados parcialmente o ilegibles.

Análisis del mes:

Durante abril se observa una operación relativamente continua de la planta. Los registros reflejan una dependencia alta del control manual y poca consistencia en el llenado de información operativa. También se evidencia que el control de combustible no mantiene uniformidad entre mediciones SCADA y mediciones en base a calibración del tanque.

5.2.4.3.2 Agosto 2025

Inconsistencias observadas:

- Muchos formatos diarios están incompletos.
- Hay días en los que únicamente se registra el consumo de combustible y no la producción energética.
- Existen páginas casi vacías.

Análisis del mes:

Agosto es uno de los meses con más registros incompletos. Esto dificulta verificar desempeño de generadores, eficiencia de combustible y comportamiento operativo real de la planta durante dicho mes.

5.2.4.3.3 Diciembre 2025

Inconsistencias observadas:

- Se utilizan diferentes formatos de registro en el mismo mes.
- En algunos días, el consumo aparece registrado en litros y en otros, en galones.
- Hay diferencias entre el consumo calculado y el rendimiento final reportado.
- Persisten campos vacíos y diferencias entre SCADA y el medidor de tanque.

Análisis del mes:

El cambio de formatos y de unidades de medición refleja una falta de estandarización documental. Las inconsistencias en el combustible y en el rendimiento persisten, lo que limita la confiabilidad del control operativo.

5.3 COMPARATIVO SITUACIÓN GUANAJA

En la **Tabla 5-6** se presenta el comparativo de la infraestructura eléctrica de generación en Guanaja en tres momentos de referencia: la condición registrada por BELCO en 2022, el estado al inicio de la intervención por parte de ENEE en 2024 y la condición final referente a la intervención en 2026.

El análisis considera la capacidad instalada en MW, la capacidad operativa en MW y la capacidad de almacenamiento de combustible.

Aspecto evaluado	Antes de Intervención BELCO 2022	Inicio de Intervención ENEE 2024	Final de Intervención ENEE 2026
Capacidad Instalada [MW]	2.35	1.92	5.75
Capacidad Operativa [MW]	1.00 (Principal) 0.80 (Respaldo)	1.84	4.47
Capacidad de almacenamiento de combustible [galones]	Neto: 32,510 Secundario: 1,800	32,000	32,000

Tabla 5-6 Análisis comparativo de la situación en Guanaja

6 ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

6.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar el estado actual de la red de distribución del sistema aislado del municipio de Guanaja, departamento de Islas de la Bahía, operado por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

6.1.1 *Objetivos específicos*

1. Identificar el estado actual de la red de distribución operada por la ENEE desde mayo de 2024 hasta la fecha;
2. Levantar los puntos de red que han tenido mantenimiento por parte de la ENEE;
3. Verificar los proyectos realizados durante la gestión de la ENEE en la red de distribución del sistema aislado.

6.2 DIAGNÓSTICO AL FINAL DE LA INTERVENCIÓN

6.2.1 *Análisis de activos de distribución*

El presente apartado analiza la evolución de los activos de distribución del sistema aislado de Guanaja durante el período comprendido entre el inicio y la finalización de la intervención. Para ello, se evalúa la valorización de la red de distribución al inicio de la intervención, los proyectos ejecutados y las modificaciones incorporadas a la infraestructura eléctrica, con el propósito de identificar los cambios producidos en los activos, verificar su respaldo técnico y financiero, y determinar su incidencia en el valor de la red de distribución al cierre del proceso.

6.2.1.1 *Proyectos de mejora*

El sistema eléctrico del municipio de Guanaja experimentó cambios significativos en su infraestructura de distribución durante el período en que fue administrado por la ENEE en el marco del proceso de intervención. Al inicio de la intervención, la ENEE planificó la ejecución de tres etapas de normalización de la red durante el periodo de la intervención, que comprende de mayo de 2024 a mayo de 2026. Estas etapas definían los proyectos siguientes:

- I. **Etapa I:** Completar las tres fases en toda la red de distribución para lograr un balance de carga y que la subestación PERLA opere de manera óptima y eficiente, con una inversión total de **\$77,614.64**.
- II. **Etapa II:** Mantenimiento preventivo para corregir transformadores con sobrecarga, postes podridos, transformadores sin aterrizaje, fusibles mal dimensionados, etc., con un valor estimado de inversión de **\$98,729**.
- III. **Etapa III:** Automatización de la red mediante la instalación de reconectadores que operan de forma remota, lo que ahorra tiempo y recursos ante incidencias en la red, con una inversión total de **\$151,955.08**.

El monto total previsto para las inversiones fue de **\$328,298.72**. Según el personal de la ENEE y tras la verificación por parte de la CREE de la ejecución de estos proyectos, se constató lo siguiente:

- a) En la **Etapa I** se completó la repotenciación de 6.02 km de red de media tensión con conductor 3/o ACSR en los ramales que alimentan las comunidades de Mangrove Bight y Savannah Bight, con el fin de completar la configuración de tres fases más neutro (3F+N: 3x3/o + 1x1/o). Asimismo, se instalaron dos restauradores para la telegestión de la red. No obstante, si bien el balanceo de cargas estaba contemplado en esta etapa, al momento de la elaboración del presente informe dicha actividad aún no había iniciado.



Imagen 6-1. Zonas donde se realizó la repotenciación. (Fuente: UTCD)



Imagen 6-2. Verificación de la CREE en la que se realizó la repotenciación. (Fuente: CREE)

Las imágenes 6-1 y 6-2 documentan la ejecución del proyecto por parte de UTCD y el levantamiento realizado por la CREE durante la inspección CREE-078-2025, efectuada en noviembre de 2025, con el propósito de validar la ejecución del proyecto de repotenciación de la red de distribución. Dicho levantamiento permitió constatar en campo las condiciones de la infraestructura intervenida y verificar la correspondencia entre las obras ejecutadas y la información reportada para efectos regulatorios. Los puntos marcados en azul indican que se trata de un activo reemplazado por completo, mientras que los marcados en morado indican que el activo tipo poste se encontraba en buen estado y no requería reemplazo.

Durante el levantamiento se identificaron un total de 86 puntos, como se detalla en la **Tabla 6-1**. De estos, 27 corresponden a intervenciones parciales en las que no se reemplazó el poste existente. Los 71 puntos restantes fueron intervenidos de forma integral, con el reemplazo total del poste.

Zona	Puntos	Nuevos	BELCO
Mangrove Bight / Brisas del Mitch	50	27	23
Savannah Bight	36	32	4
TOTAL	86	59	27

Tabla 6-1. Levantamiento de los puntos de la repotenciación

Respecto al balanceo de la red, la empresa ENEE/UTCD presentó un informe titulado “*Informe técnico de balanceo de carga GNJ-201 Guanaja*”. En dicho



informe se señaló la identificación de un desbalance significativo de carga entre fases, acompañado de un error de faseo en el restaurador Marble Hill. Ambas condiciones afectan la confiabilidad de las mediciones, la coordinación de las protecciones y la operación segura de la red de distribución y de la planta de generación.

En el restaurador Marble Hill se determinó que la fase física C estaría conectada o identificada en la entrada correspondiente a la fase A, o viceversa. Esta condición provoca que la telemetría asigne incorrectamente las corrientes a las fases, lo que dificulta identificar el ramal realmente cargado y genera una percepción errónea del comportamiento eléctrico del sector. Las lecturas disponibles en Marble Hill muestran corrientes aproximadas de 9 A, 16 A y 40 A en las fases A, B y C, respectivamente, con una corriente de neutro de 27 A. En Bonacca se registran aproximadamente 10 A, 16 A y 38 A en las fases A, B y C, respectivamente, con una corriente de neutro de 26 A. Aun considerando el error de identificación de fases en Marble Hill, estas magnitudes evidencian una condición de carga asimétrica que debe confirmarse mediante mediciones de campo.

La **Tabla 6-2** de transformadores instalados refleja una distribución nominal relativamente cercana: 32.8 % de la capacidad instalada en la fase A, 36.8 % en la fase B y 30.4 % en la fase C. Sin embargo, esta distribución no coincide necesariamente con la demanda real de cada fase. La carga efectiva depende de los patrones de consumo, la simultaneidad de la demanda, el tipo de usuarios conectados y de la operación de instalaciones especiales, como hoteles, cargas exclusivas o servicios comerciales. Por esta razón, la capacidad nominal en kVA no constituye un criterio suficiente para definir movimientos de ramales o de transformadores; cualquier reubicación basada únicamente en dichos valores podría trasladar el desbalance a otro punto de la red o profundizarlo.

Fase	Bonacca (kVA)	Marble Hill (kVA)	Carga total (kVA)	% Del Sistema
A	715.0	582.5	1,297.5	32.8 %
B	665.0	792.5	1,457.5	36.8 %
C	915.0	287.5	1,202.5	30.4 %
TOTALES	2,295.0	1,662.5	3,957.5	100.0 %

Tabla 6-2. Capacidad instalada en kVA del sistema. (Fuente: UTCD)



El informe señala que, mientras ambos sectores permanecen energizados, la planta de generación no percibe plenamente el desbalance debido a una compensación cruzada entre las cargas de Marble Hill y Bonacca. Esta condición no representa un balance real del sistema, sino una compensación temporal que puede desaparecer ante la salida de un ramal, una contingencia o un mantenimiento programado. En ese escenario, el desbalance del sector restante se trasladaría directamente a la planta, exponiendo a los grupos generadores a corrientes de secuencia negativa, al calentamiento, a vibraciones y a posibles afectaciones en el rotor y otros componentes electromecánicos.

Un aspecto de especial criticidad es el bloqueo de la función de protección 51N, correspondiente a la sobrecorriente de neutro. La indisponibilidad de esta protección reduce la capacidad del sistema para detectar y aislar fallas a tierra con la selectividad requerida. En consecuencia, una falla podría permanecer energizada por más tiempo, extender su afectación a otros tramos de la red o provocar disparos no selectivos. La corrección del desbalance no debe considerarse únicamente una mejora de la calidad del servicio, sino también una condición necesaria para restablecer un esquema de protección confiable y preservar la integridad de los activos de generación y distribución.

La intervención propuesta debe ejecutarse de forma simultánea y coordinada en ambos restauradores. Como primera etapa, deberá validarse la secuencia y la correspondencia física de las fases, corrigiendo el error de faseo en Marble Hill y verificando la identificación de los puentes y ramales asociados. Posteriormente, se deberán efectuar mediciones de corriente en media tensión en todos los ramales relevantes de ambos sectores. Con base en estas mediciones, deberán reubicarse cargas, ramales y transformadores de manera que cada sector alcance un balance propio, sin depender de la compensación producida en la planta. Finalmente, deberán realizarse pruebas de operación, coordinación y sensibilidad de la protección 51N antes de su habilitación definitiva.

La corrección del desbalance es, por tanto, necesaria y prioritaria. La condición actual combina información de fase potencialmente errónea, asimetría de carga efectiva, elevada corriente de neutro y una protección de falla a tierra bloqueada.

Mantener esta configuración incrementa la exposición a fallas, limita la selectividad de la red y compromete la continuidad del servicio en Guanaja. El resultado esperado de la intervención debe ser una operación balanceada e independiente de los sectores Marble Hill y Bonacca, con mediciones verificadas, protecciones habilitadas y un registro técnico que permita comprobar la mejora obtenida.

- b) En la **Etap II**, la ENEE realizó trabajos de mantenimiento correctivo y preventivo en toda la red, concentrando la mayor parte de sus intervenciones en la red troncal del sistema. Entre los problemas abordados se encuentran estructuras afectadas por salitre y componentes dañados o deteriorados, como postes podridos, platinas, espigas de crucetas y aisladores. En la línea primaria, la ENEE ha ejecutado mejoras en el 70 % al 80 % de la red, cumpliendo con las normas establecidas en el manual de la ENEE.

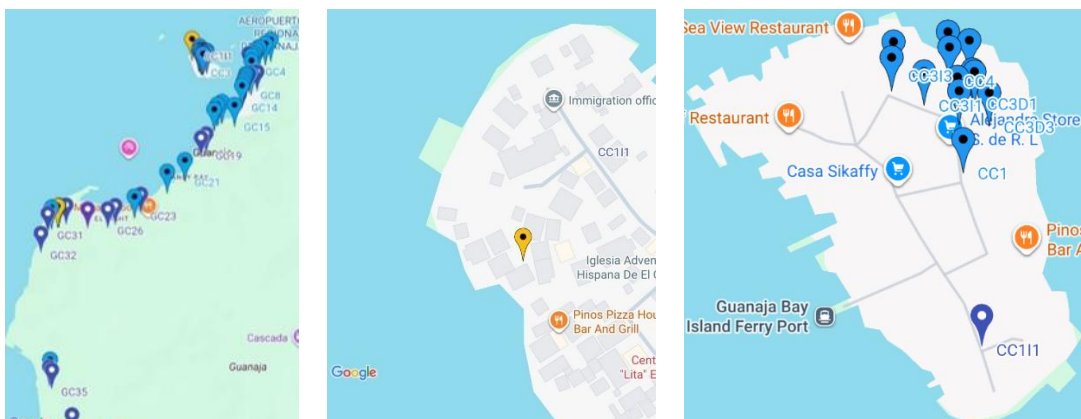


Imagen 6-3. Verificación de los mantenimientos realizados. (Fuente: CREE)

Las imágenes 6-3 documentan el levantamiento realizado por la CREE de los mantenimientos ejecutados por la UTCD durante el período de intervención. En las inspecciones efectuadas en noviembre de 2025 y mayo de 2026 en los proyectos asociados a la Etapa II de mantenimiento de la red, se verificó un total de 51 puntos, cuyo detalle se presenta en la **Tabla 6-3**. De estos, 16 corresponden a intervenciones parciales, en las que se mantuvo el poste existente, mientras que los 35 restantes fueron objeto de intervenciones integrales que incluyeron el reemplazo total del poste.

Zona	Puntos	Cambio Completo	Intervención parcial
La Ensenada	4	1	3
Planta PERLA	8	2	6
Sandy Bay	9	6	3
Armadores	4	4	0
Pelicano	13	10	3
Cayo Principal	13	12	1
TOTAL	51	35	16

Tabla 6-3. Levantamiento de los puntos de mantenimiento

- c) En la **Etapa III**, la ENEE instaló dos reconectadores: el reconectador de Bonacca (**ver imagen 6-4**) y el reconectador de Marble Hill (**ver imagen 6-5**), conectados en la salida de la planta PERLA, con el propósito de mejorar la protección y la confiabilidad de la red eléctrica, permitiendo aislar automáticamente las fallas y reducir los tiempos de interrupción del servicio ante incidencias en el sistema.



Imagen 6-4. Reconectador de Bonacca



Imagen 6-5. Reconectador de Marble Hill

6.2.1.2 Análisis comparativo de la red de distribución

Con base en la información recopilada de los informes bimensuales remitidos por la UTCD a esta Comisión, se realizó una comparación de la infraestructura eléctrica de Guanaja en dos momentos de referencia: el estado inicial de la red, correspondiente al inicio de la intervención 2024, según información compartida por UTCD en el informe denominado “*informe de 15 días*”, y el estado final, correspondiente a la condición de la infraestructura el cierre del período de intervención, conforme a los últimos informes bimensuales remitidos por la UTCD.

El análisis comprende los principales activos que conforman el sistema de distribución, incluyendo la longitud de las redes aéreas y submarinas de media tensión, los ramales secundarios de media tensión, las redes de baja tensión, así como la cantidad de postes, transformadores, luminarias, reconectores y demás equipos de protección instalados en la red.

En términos generales, la comparación evidencia un fortalecimiento de la infraestructura eléctrica como resultado de las acciones ejecutadas durante la intervención. Entre los principales cambios se observan el incremento de la capacidad instalada, la ampliación y reposición de postes, el aumento de la cantidad de transformadores y luminarias, así como la incorporación de reconectores y otros equipos de protección destinados a mejorar la confiabilidad y la operación del sistema de distribución.

La **Tabla 6-4** presenta la comparación cuantitativa de los activos eléctricos registrados al inicio y al final del período de intervención, según los informes bimensuales remitidos a esta Comisión por la ENEE. La columna Activo identifica la categoría de infraestructura analizada, que incluye redes de media tensión (MT), ramales secundarios de media tensión (RS MT), redes de baja tensión (BT), luminarias, postes, transformadores y dispositivos de protección. La columna Inicio consigna la longitud o cantidad de activos reportada al comienzo del periodo, según corresponda, expresada en kilómetros para redes y en unidades para equipos.

La columna Final refleja la longitud o cantidad de activos verificada al cierre del periodo de análisis. La columna Variación muestra la diferencia absoluta entre los valores inicial y final, lo que permite determinar si cada categoría de activo presenta un incremento, una disminución o permanencia. Por su parte, la columna % expresa dicha variación en términos porcentuales respecto del valor inicial.

Activo	Inicio	Final	Variación	%
MT	32.48 km	32.90 km	+0.42 km	1.3%
RS MT	8.13 km	8.13 km	0.00 km	0.0%
BT	17.27 km	17.83 km	+0.56 km	3.2%
Luminarias	307 unid.	467 unid.	+160 unid.	52.1%
Postes	628 unid.	702 unid.	+74 unid.	11.8%
Transformadores	108 unid.	113 unid.	+5 unid.	4.6%
Cuchillas Cortocircuitos	145 unid.	150 unid.	+5 unid.	3.4%
Reconectores	0 unid.	2 unid.	+2 unid.	-

Tabla 6-4. Comparación de la red de distribución

6.2.1.3 Identificación y valorización estimada de activos

Durante el proceso de intervención, la red de distribución experimentó cambios significativos como resultado de la ejecución de proyectos orientados a mejorar su infraestructura eléctrica. Estas intervenciones modificaron la composición de los activos de la red y, en consecuencia, su valor económico, lo que se refleja en el incremento registrado entre el inicio y el cierre de la intervención.

Con base en la información recopilada de los informes bimensuales remitidos por la UTCD a esta Comisión, la **Tabla 6-5** muestra la valorización de la red de distribución de Guanaja, calculada mediante la misma metodología tanto al inicio como al cierre del período evaluado, lo que permite comparar la evaluación de los activos. El alcance incluye únicamente los elementos de la red de distribución, incluida la red submarina, y se excluyen los activos de la subestación.

La metodología parte del valor base de los activos identificados en la red y, para reflejar el costo integral de su reposición, incorpora un 40 % adicional por planificación e ingeniería, mano de obra de instalación, acopio, transporte, almacenamiento de materiales e imprevistos. El resultado representa el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), es decir, el valor estimado para reconstruir la red con activos nuevos.

Posteriormente, al VNR se le aplica un factor de deterioro o de depreciación del 48 %. Este factor reconoce tanto el desgaste acumulado de los componentes de la red como el efecto acelerado que la salinidad del entorno insular de Guanaja ejerce sobre ellos. De esta manera, la valorización final representa el valor remanente de los activos, considerando su estado físico y su vida útil.

Al inicio de 2024, el valor base de los activos de distribución ascendía a \$1,894,745.43. Al incorporar \$757,898.17 por gestión administrativa y mano de obra, el VNR alcanzó \$2,652,643.59. Luego de considerar el deterioro y la depreciación de la infraestructura, la valorización final de la red se estableció en **\$1,379,374.67**.

Al cierre de 2026, el valor base de los activos de distribución aumentó a \$2,868,081.05, como resultado de las obras, mejoras y demás intervenciones ejecutadas durante el período. La incorporación de \$1,147,232.58 por gestión administrativa y mano de obra elevó el Valor Nuevo de Reemplazo a \$4,015,314.03. Una vez considerados los factores de deterioro y depreciación aplicables a Guanaja, la valorización final de la red fue de **\$2,087,963.30**. En

consecuencia, el valor neto de la red aumentó en **\$708,588.63**, equivalente al **51.37 %** del valor inicial.

Indicador	Inicio – 2024	Final – 2026	Variación
Valorización de los activos de la red	\$ 1,894,745.43	\$ 2,868,081.05	\$ 973,335.62
Gestión administrativa & Mano de obra	\$ 757,898.17	\$ 1,147,232.58	\$ 389,334.41
Valor nuevo de reemplazo (VNR)	\$ 2,652,643.59	\$ 4,015,314.03	\$ 1,362,670.44
Factor de depreciación (FDD = 48 %)	\$ 1,273,268.93	\$ 1,927,350.47	\$ 654,081.54
Valorización final de la red	\$ 1,379,374.67	\$ 2,087,963.30	\$ 708,588.63

Tabla 6-5. Comparación de la red de distribución de los informes bimensuales de UTCD

6.2.1.4 Valoración estimada de la red

La **Tabla 6-6** muestra las diferentes valorizaciones de la red eléctrica de distribución desde 2019 hasta 2025. La primera fue realizada por la Compañía de Bienes Atlántida en el 2019, que la estimó en L34,056,982.50, sin contabilizar activos de generación ni otros activos, y sí contabilizando un estimado del 50 % del valor de la red en costos por la instalación de la red eléctrica (mano de obra).

La segunda la realizó un consultor para la CREE en el 2022, como parte de los objetivos de la inspección realizada bajo la Orden de Inspección CREE-002-2022. La valorización de la red en ese momento fue de L37,963,706.50. Este valor no incluye los activos de generación, los costos de mano de obra ni la red submarina.

La tercera la realizó la empresa ValTech en el 2024, que la estimó en **L364,733,454.51** sin contabilizar los activos de generación ni otros activos, y sí contabilizando un estimado del 50 % del valor de la red en costos por la instalación de la red eléctrica (mano de obra).

La cuarta la realizó la ENEE/UTCD a los 15 días del proceso de intervención en el 2024. La valorización de la red fue de \$1,379,374.67. Aplicando un valor referencial en lempiras, según el tipo de cambio de fecha 26 de junio de 2026, el resultado sería de L 36,867,236.49. Esto sin contabilizar los activos de generación y otros activos.

La quinta valorización fue realizada por un consultor contratado por la CREE en el marco de la consultoría para el peritaje de los activos no amortizados de las empresas

distribuidoras que operan sistemas aislados. Como resultado de dicho estudio, la valorización de la red al inicio de la intervención se estimó en L 32,242,590.23. Esta valorización comprende únicamente los activos de la red de distribución y no incluye los de generación ni otros asociados al sistema.

La sexta la realizó la ENEE/UTCD al cierre del proceso de intervención en 2026. La valorización de la red fue de \$2,087,963.30. Aplicando un valor referencial en lempiras, según el tipo de cambio de fecha 26 de junio de 2026, el resultado sería de L55,806,039.10. Esto sin contabilizar los activos de generación y otros activos.

Empresa	Valorización	Detalle
BELCO	L34,056,982.50	Valorización de la red de Compañía de Bienes Atlántida, S.A. de C.V. en 2019
CREE – CONSULTOR en 2022	L37,963,706.50	Valorización de la red del consultor contratado por la CREE para la inspección CREE-002-2022 (valor sin contar la red submarina)
BELCO	L364,733,454.51	Valorización de la red de la empresa ValTech en 2024
ENEE-UTCD	L36,867,236.49	Valorización de la red presentada en el 1.er informe bimensual de la intervención. (Tasa de cambio de 26/6/2026, L26.7275)
CREE – CONSULTOR en 2025	L32,242,590.23	Valor de la red del consultor contratado por la CREE para la consultoría de peritaje (valor sin contar la red submarina)
ENEE-UTCD	L55,806,039.10	Valorización de la red presentada en el 11.avo informe bimensual de la intervención. (Tasa de cambio de 26/6/2026, L26.7275)

Tabla 6-6. Comparación de la valorización de la red.

6.2.2 Acciones regulatorias por parte de ENEE

El estado regulatorio de las inversiones asociadas a la intervención operada por ENEE/UTCD en Guanaja debe analizarse considerando que el proceso, como tal, se desarrolló entre mayo de 2024 y mayo de 2026 y que, una vez concluido, la ENEE recibió una licencia de operación transitoria por seis meses, vigente desde mayo de 2026. En ausencia de un plan quinquenal que haya servido como instrumento ordinario para programar y reconocer estas inversiones, el desafío regulatorio consiste en cerrar la brecha de información entre lo declarado por la ENEE en el Pliego Tarifario y las obras efectivamente ejecutadas en la red de distribución. No se trata únicamente de verificar que las obras existan, sino de establecer una trazabilidad técnica, financiera y tarifaria por proyecto, que identifique su alcance, ubicación, costo ejecutado, fuente de financiamiento,

fecha de puesta en operación, vida útil y amortización acumulada. Esta conciliación permitirá determinar si los activos ejecutados fueron contemplados para su recuperación mediante la tarifa, si efectivamente corresponden a los proyectos incluidos en el Pliego Tarifario y cuál es el saldo pendiente de amortización que requiere tratamiento. Sin esta información, persiste la incertidumbre sobre el destino económico de los activos, precisamente en un período transitorio limitado que exige decisiones sustentadas y oportunas.

6.2.3 Operación y mantenimiento de la red de distribución

Las incidencias en la red de distribución se gestionan conforme al procedimiento establecido en el sistema 118. Una vez generado el código de incidencia, este se remite desde Tegucigalpa a Guanaja, donde se coordina la atención correspondiente con las cuadrillas disponibles en campo.

Adicionalmente, las incidencias se reciben mediante reportes emitidos por el Centro de Operaciones de Distribución (COD). Posteriormente, los ingenieros responsables distribuyen los trabajos mediante la aplicación de incidencias de distribución. En el caso de las actividades de mantenimiento, estas se asignan principalmente mediante grupos de WhatsApp. Por su parte, las actividades de lectura, corte y reconexión se gestionan directamente a través de sus respectivas aplicaciones operativas.

Para la atención de la red de distribución en Guanaja, actualmente se cuenta únicamente con cuatro empleados, quienes deben cubrir actividades de mantenimiento preventivo y correctivo, corte y reconexión, lectura y apoyo a los procesos de facturación. Esta limitada disponibilidad de personal representa una importante restricción operativa frente a las necesidades de atención de la red.

Entre los principales problemas identificados en la red se encuentran estructuras afectadas por el ambiente salino, postes deteriorados o podridos, platinas, espigas de crucetas y aisladores dañados. Como parte de las acciones ejecutadas, se han sustituido estructuras salitradas y se han realizado mejoras en la línea primaria, con un avance estimado del 70 % al 80 % de la red troncal.

Las obras y trabajos realizados se están ejecutando conforme a las normas técnicas establecidas en el Manual de la ENEE, con el fin de mejorar la confiabilidad, la seguridad y la calidad de la red.



Respecto a la capacitación del personal, se indicó que los colaboradores han recibido formación en diversas áreas operativas; sin embargo, las capacitaciones más recientes por área se impartieron el año anterior, por lo que resulta conveniente actualizar y reforzar los conocimientos técnicos del personal, especialmente en mantenimiento, seguridad operativa y atención de incidencias.

La **Tabla 6-7** muestra el detalle de los materiales utilizados en los mantenimientos ejecutados por la UTCD durante el período de la intervención.

Código	Material	Cantidad
10016	CONECTOR COMPR CABLE 1/0 Y 2/0 CON 1/0 Y 2/0	32
10018	CONECT COMPR CABL 3/0 Y 4/0 DE 3/0 Y 4/0	28
10024	CONECTOR COMPR CABLE 1/0-2/0 CON #4 Y #6	32
10026	CONECTOR DE ESTRIBO CABLE 1/0-266.8 MCM	6
10028	CONECTOR DE LÍNEA VIVA N.º 4/0	4
10030	CONECTOR DE PIN 1/0	6
10061	CONECTOR DE LÍNEA VIVA 2-2/0	10
20010	PREFORMADO PARA RETENIDA 1/4	36
30000	AISLADOR ESPIGA PARA 13.8 kV CLASE 55-4	9
30001	AISLADOR ESPIGA PARA 34.5 kV CLASES 56-3	89
30002	AISLADOR DE CARRETE 3-1/8" CLASE 53-2	85
30004	AISLADOR DE SUSPENSIÓN CLASE 52-9	158
30027	CINTA AISLANTE SCOTCH SUPER 33	10
40000	ALAMBRE DE ALUMINIO PARA AMARRE N.º 6	144
40002	CABLE ALUM DESNUDO N.º 1/0 ACSR	133
40008	CABLE PARA RETENIDA ACERADO 1/4"	249
40014	CABLE NEUTRO DESNUDO TRÍPLEX 3X6	80
40024	CABLE ALUM. FORRADO NO. 1/0WP 75 600 V	78
70014	TRAFO 50 kVA 13.8 kV - 120/240 V	2
70018	TRAFO 37.5 kVA 13.8 kV - 120/240 V	3
70029	CORTACIRCUITO ROMPEARCO 15 kV 100 A 10 kA	17
70031	CORTACIRCUITO ROMPEARCO 27 kV 100 A 12 kA	4
70032	CORTACIRCUITO SENCILLO 27 kV 100 A 12 kA	17
70036	PARARRAYO 10 kV MET/OXI VAR MCO V 8,4 kV	10
70066	FUSIBLES DE 40 A	3
70067	FUSIBLES DE 5 A	2
70069	FUSIBLES DE 6 A	23
70071	FUSIBLES DE 8 A	11
70086	CORTACIRCUITO 15KV 100A 110KV BILL	5
80001	PERNO GOLOSO 1/2x4"	21



Código	Material	Cantidad
80015	PERNO DE ROSCA CORRIDA 5/8X14" + 4 TUERCA	5
80017	PERNO DE ROSCA CORRIDA 5/8X18" + 4 TUERCA	9
80018	PERNO DE ROSCA CORRIDA 5/8X20" + 4 TUERCA	18
80019	PERNO DE ROSCA CORRIDA 5/8X22" + 4 TUERCA	9
80021	PERNO CARRUAJE + TUERCA 3/8X5"	32
80024	PERNO DE MÁQUINA + TUERCA DE 5/8X12"	7
80026	PERNO DE MÁQUINA + TUERCA DE 5/8X16"	6
80030	TUERCA DE OJO 5/8"	41
80031	ARÁNDELAS CUADRADAS DIA. 11"X16"	380
80041	PERNO OJO CURVO + GUARDACABO 5/8X12"	18
100005	BASTIDOR GALVANIZADO PARA 1 LÍNEA	11
100014	CRUCETE DE MADERA 4X5X96"	24
100017	TIRANTE DE PLATINA 1-1/4X1/4X30"	45
100026	PERNO DE OJO DE 5/8X10"	9
100031	GRAPA SUSP CABLE GUARDA 1/4 - 5/16	2
100032	GRAPA PARA CERCO 1/4"	30
100035	GRAPA TERMINAL LÍNEA RECT 1/0 - 4/0 ACSR	66
100044	PLATO GALVANIZADO PARA RETENIDA DE 16X16	2
100050	VARILLA ANCLAJE GALV 5/8" X 7"	6
100068	ESPIGA CRUCET MAD 6" ROSCA DE 1" o=5/8"	9
130006	POSTE DE MADERA CLASE 4 DE 35 FT	4
130014	POSTE METÁLICO SECCIONADO DE 40 FT X 750 LB/F	4
130016	POSTE METÁLICO SECCIONADO DE 45 FT X 1000 LB/F	4
10014	CONECTOR COMPR CABLE 1/0 - 2	43
10029	CONECTOR DE PIN N.º 2	14
20004	TERMINAL BORNE PARA SECUNDARIO	1
40004	CABLE ALUM DESNUDO N.º 2 ACSR	8
40019	CABLE DE COBRE SÓLIDO #6	37
40039	CABLE ALUM. FORRADO NO. 4/1	8
70017	TRAFO 25 kVA 13.8 kV - 120/240 V	2
70037	PARARRAYO 27KV MET/OXI VAR MCOV22KV	7
70062	FUSIBLES DE 25 A	4
70065	FUSIBLES DE 4 A	3
80014	PERNO DE ROSCA CORRIDA 5/8X12" + 4 TUERCA	14
80020	PERNO DE ROSCA CORRIDA 5/8X24" + 4 TUERCA	3
80023	PERNO DE MÁQUINA + TUERCA DE 5/8X10"	2
80025	PERNO DE MÁQUINA + TUERCA DE 5/8X14"	13
80043	PUNTAL ANGULAR 3/16X1 - 3/4X1 - 3/4X50"	6
100006	BASTIDOR GALVANIZADO PARA 3 LÍNEAS	20
100013	CRUCETE DE MADERA 4X5X48"	6

Código	Material	Cantidad
100028	PERNO DE OJO RECTO 5/8X14"	2
100045	PLATO GALVANIZADO PARA RETENIDA DE 20X20	3
100051	VARILLA ANCLAJE GALV 5/8" X6"	7
100063	GRAPA P7 VARILLA POLO TIERRA	3
130007	POSTE MADERA CLASE 4 40 FT	9
80040	PERNO OJO CURVO + GUARDACABO 5/8X10"	5
130026	POSTE DE FIBRA DE VIDRIO 40 FT	1
10031	CONECTOR DE PIN 2/o	3
80037	PERNO MÁQUINA 1/2X10"	6
100047	PUNTAL ANGULAR 3/16X1 - 3/4X1 - 3/4X60"	2
70016	TRAFO 15 kVA 13.8 kV - 120/240 V	1
100033	GRAPA LÍNEA VIVA CABLE 6-3/o ACSR	2
100057	ABRAZADERA PARA POSTE DOBLE 6-5/8"	2
30026	AISLADOR TENSION P/RETENIDA CLASE 54-2	1
10015	CONECTOR COMPR CABLE 1/o A 1/o TIPO C	46
80016	PERNO DE ROSCA CORRIDA 5/8X16" + 4 TUERCA	1
40003	CABLE ALUM. DESNUDO N.º 2/o ACSR	4
40026	CABLE ALUM. FORRADO N.º 2/o WP 75 600V	6
100062	ESTRIBO TIPO ESCOPETA vs. 4-4/o ACSR	1
70057	FUSIBLES DE 12 A	1
100052	VARILLA CB ATER HACER AIS CU 250 MC 5/8X8	1
100015	CRUCETE DE MADERA DE 4X5X120	1

Tabla 6-7. Listado de materiales utilizados en los mantenimientos.

6.2.4 Confiabilidad y calidad del servicio

En el periodo de revisión, que comprende de abril a mayo de 2026, la red está operativa, pero está eléctricamente desbalanceada. No se observa una condición evidente de sobrecarga por magnitud de corriente; sin embargo, sí hay un problema importante de desbalance entre fases, alta corriente por neutro y eventos de tensión baja o de pérdida de tensión en algunos intervalos.

En los puntos Bonacaa y Marble Hill, la fase C concentra la mayor carga. En Bonacaa, la fase C alcanza hasta **55.23 A**, mientras que la fase A promedia apenas **9.05 A**. En Marble Hill ocurre algo similar: la fase C alcanza hasta **57.30 A**, mientras que la fase A promedia **7.31 A**. Esto confirma que la carga no está distribuida de forma equilibrada.

También se observa una corriente de neutro elevada. En Bonacaa, el neutro promedia aproximadamente **24.68 A** y llega hasta **41.40 A**. En Marble Hill, promedia **26.92 A** y

alcanza **49.73 A**. Esta condición es típica de una red con cargas monofásicas mal distribuidas y puede aumentar las pérdidas, el calentamiento y los problemas de calidad del servicio.

En el perfil general de GNJ-L201, la corriente máxima registrada fue de aproximadamente **71.76 A**, por lo que, desde el punto de vista de la capacidad de conducción, la red no parece estar sobrecargada. Sin embargo, el desbalance de corriente promedio ronda el 20 % y en más de una tercera parte de los registros supera ese porcentaje, lo que confirma que el problema no es puntual, sino recurrente.

Respecto a la tensión, el perfil general muestra valores relativamente estables en la mayor parte del período; no obstante, en Bonacaa y Marble Hill se observan registros de tensión cero o muy baja, equivalentes a eventos de interrupción, caída de tensión o mediciones asociadas a maniobras o fallas. Además, algunas fases presentan diferencias de tensión que deben revisarse en campo.

Pese a que la red está en servicio, presenta una condición técnica inferior a lo normal debido a un desbalance de cargas. La prioridad debe ser ejecutar el balanceo de fases, revisar las conexiones monofásicas, validar el estado del neutro, verificar los taps/regulación de tensión y correlacionar los eventos de baja tensión con fallas, maniobras o interrupciones registradas.

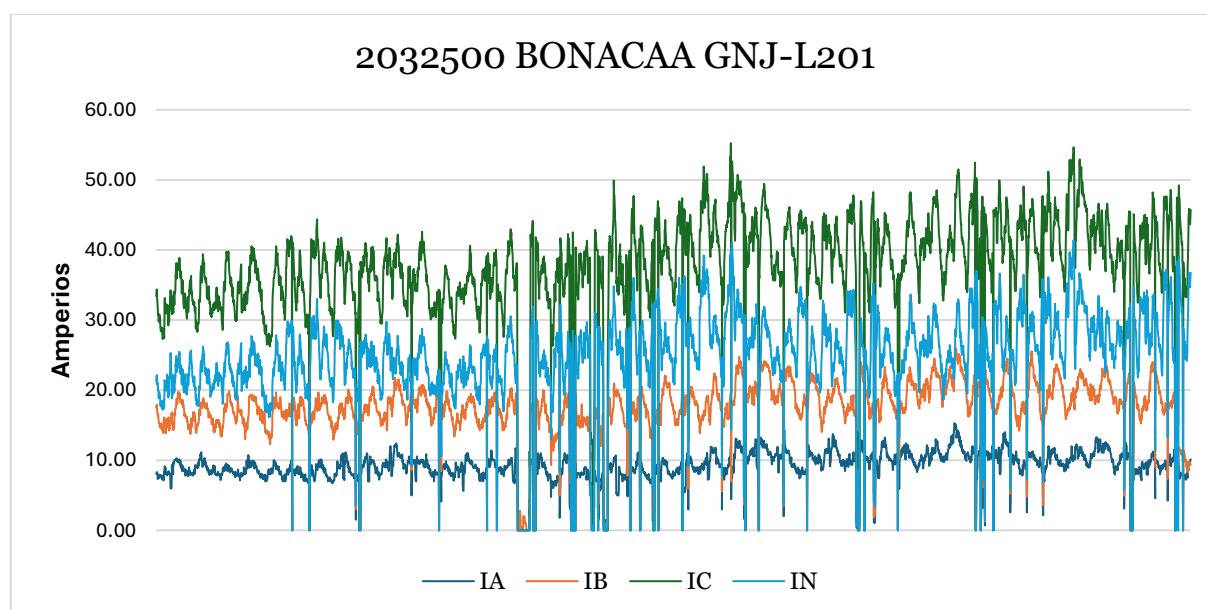


Gráfico 6-1. Perfil de corrientes del reconfigurador 2032500. (Fuente: UTCD)

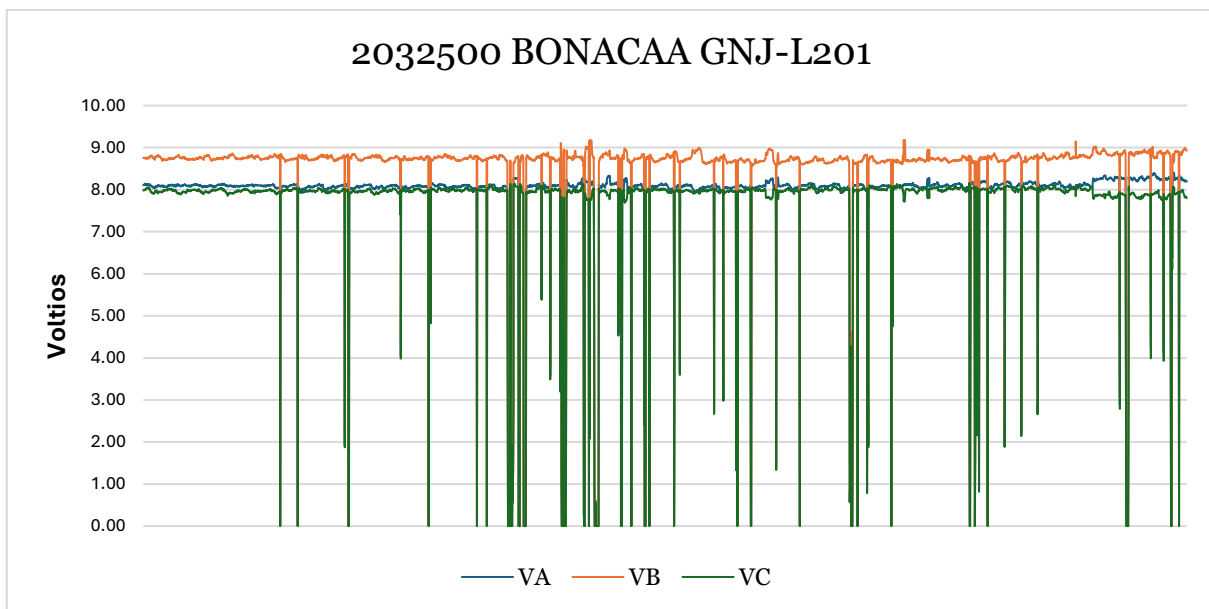


Gráfico 6-2. Perfil de voltajes del reconector 2032500. (Fuente: UTCD)

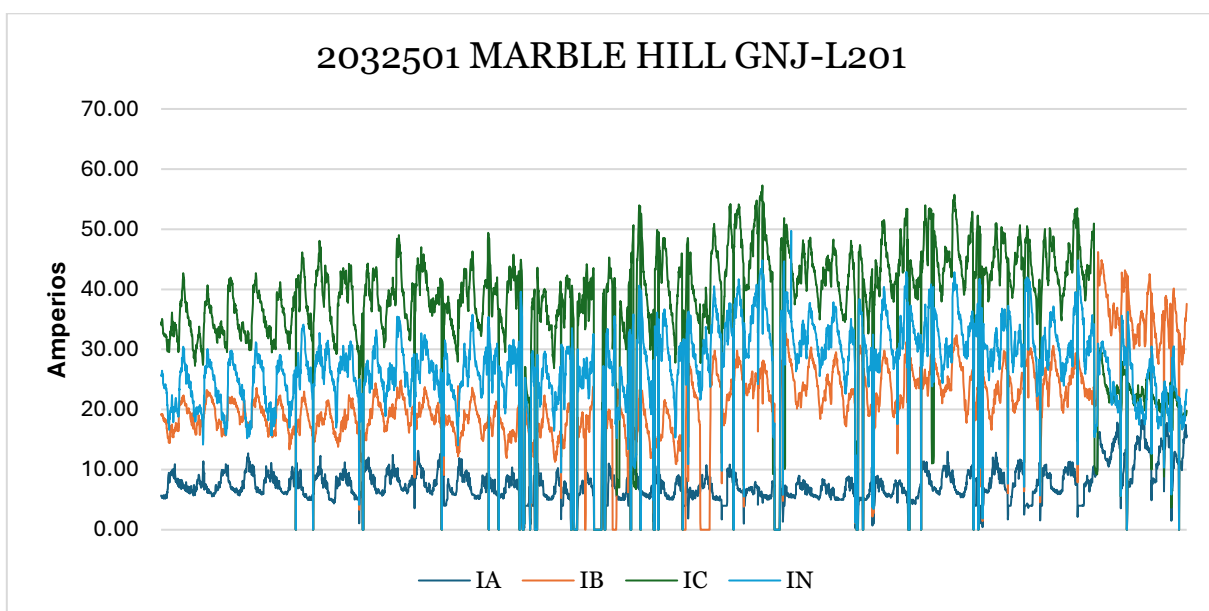


Gráfico 6-3. Perfil de corrientes del reconector 2032501. (Fuente: UTCD)

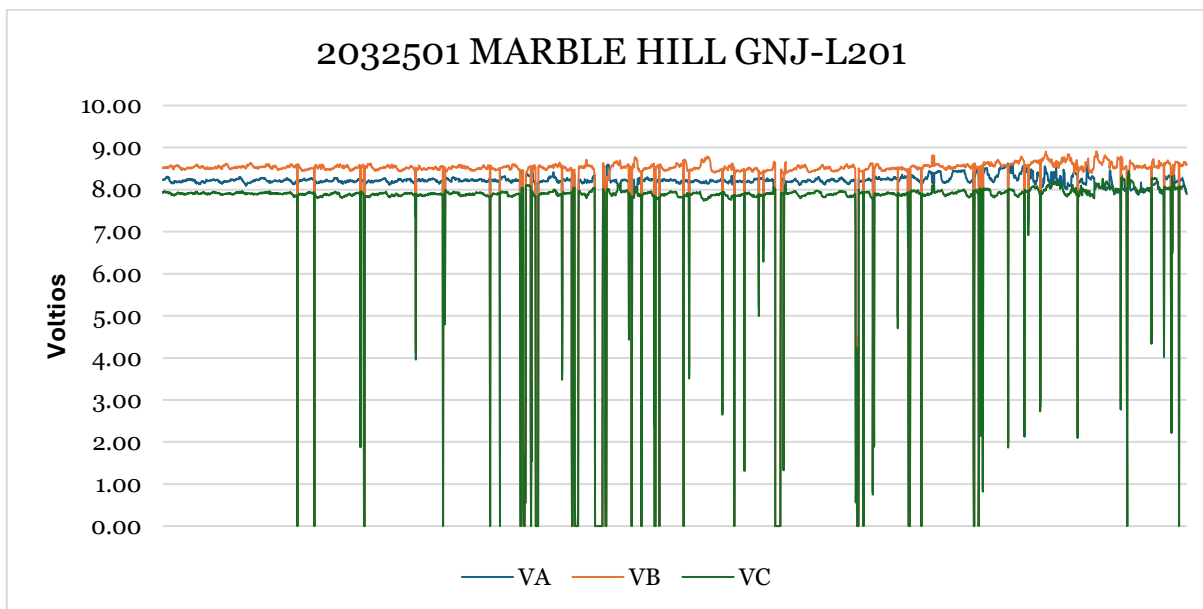


Gráfico 6-4. Perfil de voltajes del reconfigurador 2032501. (Fuente: UTCD)

7 ACTIVIDAD COMERCIAL

7.1 OBJETIVO GENERAL

Presentar los resultados de la gestión comercial de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en el sistema aislado de la isla de Guanaja, durante el período 2024-2026, a partir de la información recopilada en el marco del seguimiento regulatorio realizado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

7.1.1 *Objetivos Específicos*

1. Evaluar el desarrollo del ciclo comercial implementado por la ENEE en Guanaja desde el inicio de la intervención, incluyendo la evolución de los procesos de lectura, facturación, recaudo, atención al usuario y gestión de medición, identificando los avances alcanzados y los aspectos que requieren atención conforme a la normativa vigente.
2. Establecer una línea comparativa entre la situación del servicio eléctrico bajo la operación de BELCO, documentada en la inspección de 2022, y la gestión comercial desarrollada por la ENEE.

7.2 PROCESO DE INTERVENCIÓN

7.2.1 Cronología del Proceso de Intervención

El 20 de mayo de 2024, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) asumió formalmente la operación del sistema eléctrico aislado de la isla de Guanaja, en el marco del proceso de intervención ordenado ante la situación crítica del servicio bajo la operación de BELCO. Desde el primer día, la ENEE se enfrentó al reto de construir el ciclo comercial prácticamente desde cero. BELCO no respondió al oficio ENEE-GSAI-2024-001 mediante el cual se solicitó la base de datos de clientes y la información del ciclo comercial, por lo que la Unidad Técnica de Control de Distribución (UTCD) procedió a recopilar la información directamente en campo. En resumen, se muestra en la **Tabla 7-1** la cronología del proceso de intervención.

Fecha	Hechos
20 mayo 2024	La ENEE inicia operaciones en Guanaja. Sin tarifa aprobada. Se solicita base de datos a BELCO sin respuesta.
abril — mayo 2024	Proceso de creación masiva de cuentas en InCMS. Al 27 de mayo se crean 1,932 cuentas; en junio se suman 198 adicionales para un total de 2,130 cuentas.
2-5 julio 2024	Capacitación intensiva a siete operarios de lectura radicados en la isla.
8-11 jul 2024	Primera toma de lecturas en campo. Se gestionan 2,117 clientes en tres días. 1,900 lecturas efectivas. Todas quedan en estado 'embalsado' por ausencia de tarifa.
jun — nov 2024	Proceso de normalización de medidores (PNRP): 1,003 acciones ejecutadas. Establecimiento de oficina ATC. Diagnóstico de infraestructura heredada de BELCO.
1 febrero 2025	La CREE aprueba la tarifa de L8.2120 por kWh. Se liberan las lecturas embalsadas e inicia la facturación formal en el Sistema InCMS.
Feb 2025 en adelante	Ciclo comercial completo operativo: facturación mensual, recaudo, gestión de mora, suspensiones y reconexiones.
30 de diciembre de 2025	Se establece bajo Decreto Ejecutivo PCM-42-2025 el subsidio a los usuarios con consumos iguales o inferiores a 150 kWh mensuales y el pago del 50 % de la factura desde la intervención.

Tabla 7-1 Cronología del proceso de intervención y establecimiento del ciclo comercial — ENEE Guanaja

7.2.2 Período sin Tarifa: mayo 2024 — enero 2025

Durante los primeros nueve meses de operación, la ENEE ejecutó un conjunto de acciones fundamentales para sentar las bases del ciclo comercial, aun sin poder facturar ni recaudar. Este período fue determinante para el éxito de la operación posterior.

7.2.3 Creación del registro de Clientes

Ante la falta de información de BELCO, la ENEE inició la construcción de la base de clientes desde campo. El 11 de abril de 2024 comenzaron las pruebas de creación masiva de cuentas en InCMS. El 25 de abril se iniciaron pruebas de facturación con tarifa de formación. Al 27 de mayo se habían creado 1,932 cuentas, y en junio se sumaron 198 adicionales, para un total de 2,130 cuentas al cierre del primer período. Los inspectores de medida clasificaron los clientes por tipo de actividad: 93.29% residencial, 6.28% comercial, 0.43% municipal y 0.43% gobierno.

7.2.4 Primera Toma de Lecturas

La primera toma de lecturas se realizó del 8 al 11 de julio de 2024. Se organizaron tres diales de lectura según la concentración poblacional y accesibilidad geográfica: el Dial 3 concentró el 52% de los suministros con alta densidad; el Dial 4 abarcó zonas de baja densidad con largos desplazamientos por tierra; y el Dial 5, el más pequeño, requirió traslados por mar para clientes en cayos alejados. Se gestionaron lecturas para 2,117 clientes, de los cuales 1,900 fueron efectivamente leídos. El 10.2% no fue encontrado. El cumplimiento promedio de agenda fue del 74.73%, afectado principalmente por condiciones climáticas adversas, especialmente en el Dial 5 que registró 0% de cumplimiento.

Al cierre del período, todas las lecturas permanecieron en estado embalsado en el sistema InCMS. El análisis previo indicaba que 1,707 suministros podrían facturar consumo real, 259 facturarían cero, 124 se procesarían por promedio y 27 no facturarían. Este estado se mantendría hasta el 1 de febrero de 2025. En referencia se presenta en la **Tabla 7-2** la gestión de clientes del año 2024.

Período	Clientes Gestionados	Lecturas Efectivas	No Encontrados	Estado
Mayo — Julio 2024	2,117	1,900	217 (10.2%)	Embalsado
Julio — septiembre 2024	2,119	1,909 / 1,912	210 / 207	Embalsado
Octubre — noviembre 2024	2,119	1,891 / 1,861	228 / 258	Embalsado

Tabla 7-2 Estado de lecturas durante el período sin tarifa — mayo 2024 a enero 2025

El diagnóstico de la infraestructura heredada de BELCO determinó que los medidores utilizaban normativa ANSI de base socket sin estandarización, con bases en mal estado en

la mayoría de la infraestructura, lo que representó un riesgo para la seguridad de los usuarios y para la precisión de la medición. El 3 de junio de 2024 se trasladó personal del Programa Nacional de Reducción de Pérdidas (PNRP) a la isla, organizando 10 cuadrillas y 2 supervisores que trabajaron de lunes a sábado hasta el 29 de junio. Se completaron 1,003 acciones de normalización, equivalentes al 52% de los clientes, con cobertura total en el Cayo Mayo y avance significativo en Pelicano y Savannah Bight. La efectividad en la detección de anomalías fue del 83.45%.

La inversión total proyectada para la normalización completa del parque de medición ascendió a USD 318,300.86. Al cierre del año 2024 se habían instalado 993 medidores nuevos. El porcentaje de anomalías por daño físico en equipos —herencia directa de la falta de mantenimiento de BELCO— pasó del 88% en el segundo período bimensual al 64% en el tercero, evidenciando el avance progresivo del proceso.

Línea de Inversión	Total (USD)
Normalización clientes Medida Directa	102,804.34
Normalización clientes Medida Especial	100,992.11
Fronteras	17,368.42
Macromedición	97,165.99
Total	318,330.86

Tabla 7-3 Línea de inversión

7.2.5 Establecimiento de la Atención al Cliente

La ENEE estableció una sede de Atención al Cliente (ATC) en El Cayo, ubicada frente al mercadito Martha y barbería Holder. Desde el 20 de mayo hasta el 16 de julio de 2024, la oficina operó con dos gestores, ampliándose a tres a partir del segundo período bimensual. Como canales complementarios se habilitaron Facebook, X e Instagram.

En la **Tabla 7-3** se muestra que durante el primer período se atendieron 1,035 gestiones, principalmente actualizaciones de datos de clientes (1,019). En el segundo período (julio-septiembre) se atendieron 569 clientes con 586 gestiones y una tasa de resolución del 92%. En el tercer período (octubre-noviembre), el tipo de gestión más frecuente fue la solicitud de nuevo suministro con 23 casos de 45 gestiones totales, señalando la demanda creciente de nuevas conexiones en la isla.

Período	Clientes Atendidos	Total Gestiones	% Resolución
Mayo — Julio 2024	—	1,035	—
Julio — septiembre 2024	569	586	92%
Octubre — noviembre 2024	44	45	36%
Total 2024	613	1,666	—

Tabla 7-4 Atención al cliente durante el período de operación sin tarifa — 2024

7.2.6 Seguimiento Regulatorio de la CREE

En el marco de sus facultades de fiscalización establecidas en la Ley General de la Industria Eléctrica, la CREE mantuvo un seguimiento continuo de la gestión comercial de la ENEE en Guanaja durante todo el período de intervención. Este seguimiento se realizó a través de tres mecanismos complementarios.

En primer lugar, la revisión sistemática de los informes bimensuales remitidos por la ENEE en cumplimiento del Acuerdo SEN-41-2024, que documentaron las acciones ejecutadas en materia de lectura, facturación, atención al usuario, gestión de medición y comportamiento del consumo y la mora. En segundo lugar, la inspección de procesos comerciales CREE-078-2025 realizada en sitio, que permitió verificar directamente el estado del ciclo comercial, los procesos de atención al usuario, el registro de reclamos y el estado de la gestión de mora, identificando tanto los avances logrados como los aspectos que requieren atención. En tercer lugar, el requerimiento de información mediante oficio CREE-032-2026, a través del cual la ENEE remitió la base de datos actualizada de gestión comercial al corte de abril de 2026, constituyendo el insumo más completo y actualizado para la evaluación de la operación comercial del sistema.

7.3 DIAGNÓSTICO FINAL DE LA INTERVENCIÓN

El 01 de febrero de 2025 marcó el inicio de la facturación formal en el Sistema InCMS, con la tarifa aprobada por la CREE de 8.2120 L/kWh. Este hecho habilitó por primera vez el ciclo comercial completo en Guanaja bajo la operación de la ENEE: facturación, cobro, gestión de mora y procesos de corte y reconexión. Los agentes recaudadores autorizados BAC, Ficohsa, Banpaís, Atlántida, Banrural, Cuscatlán, Bancafé, Tigo Money y Hugo, entre otros fueron informados en marzo de 2025, lo que explica por qué el recaudo en el primer mes fue de cero lempiras.

7.3.1 Usuarios del Sistema

En el **Gráfico 7-1** se detalla que, al corte de abril de 2026, el sistema aislado de Guanaja contaba con **2,103 usuarios** registrados en el Sistema Comercial InCMS, todos clasificados bajo la categoría de tarifa residencial especial. La composición por tipo de mercado muestra que el segmento masivo concentra el 96.48% de los usuarios, mientras que el segmento gobierno representa el 1.81%, el corporativo el 1.33% y cable operadores y grandes clientes el 0.14% restante.

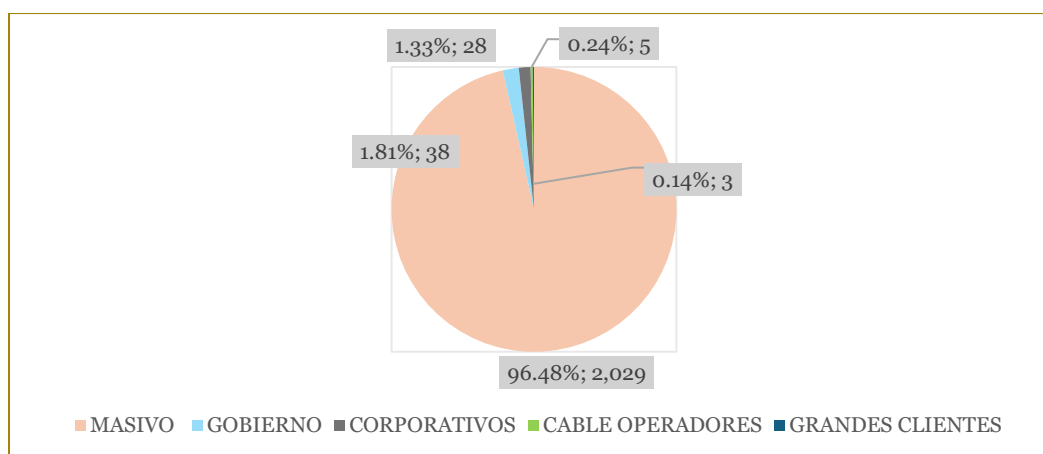


Gráfico 7-1 Distribución de Usuarios por Tipo de Mercado

El **Gráfico 7-2** detalla la distribución de usuarios del sistema eléctrico aislado de la Isla de Guanaja refleja una estructura de mercado concentrada predominantemente en el segmento masivo, el cual representa aproximadamente el 94% del total de clientes activos durante el período comprendido entre febrero de 2025 y abril de 2026. Al inicio del período se registraron 2,048 usuarios en dicho segmento, observándose una reducción gradual hasta alcanzar 2,029 usuarios en abril de 2026, lo que evidencia una leve contracción neta de 19 suministros en el período analizado. El segmento de gobierno corresponde a 38 usuarios durante todos los meses del período, mientras que los corporativos presenta el único comportamiento dinámico, incrementándose de 24 a 28 usuarios. Los segmentos de grandes clientes y cable operadores corresponden a 3 y 5 usuarios respectivamente, sin variación alguna a lo largo del período. En conjunto, el total de usuarios del sistema osciló entre 2,118 y 2,103 usuarios, manteniéndose relativamente estable la base de clientes activos registrados en el sistema.

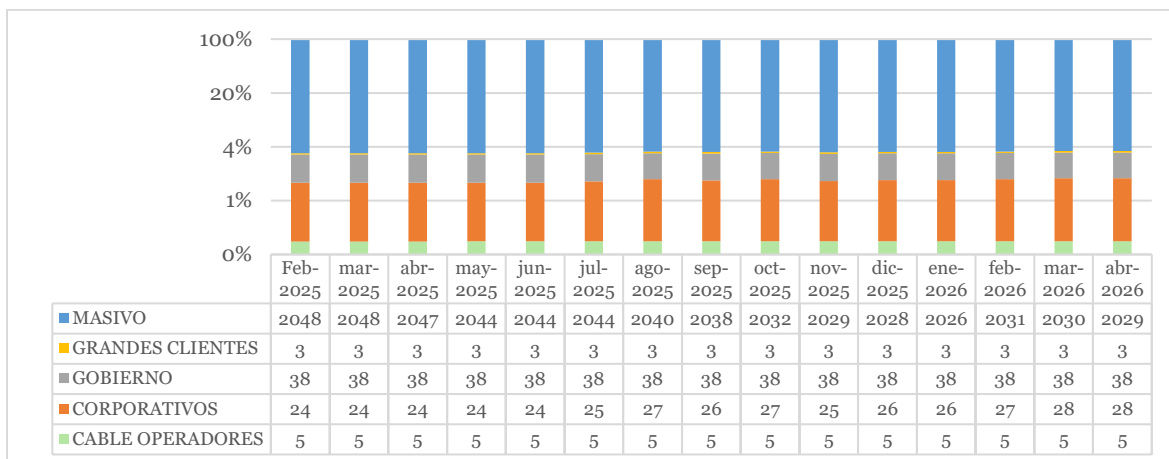


Gráfico 7-2 Cantidad de usuarios por tipo de mercado

El parque de medidores del sistema eléctrico de la Isla de Guanaja presenta una distribución altamente concentrada en medición directa con multiplicador 1, la cual agrupa 2,078 usuarios, equivalente al 99% del total registrado. El restante 1% corresponde a usuarios con medición semi directa, distribuidos en tres tipos de multiplicador: multiplicador 40 con 19 usuarios, multiplicador 80 con 5 usuarios y multiplicador 120 con un único usuario. Esta distribución indica que la gran mayoría de los clientes del sistema cuentan con medición directa de baja capacidad, mientras que los usuarios con transformador exclusivo que requieren medición semi directa representan una porción mínima del total. El predominio de medición directa es consistente con la composición del mercado, donde el segmento residencial y comercial de bajo consumo constituye la base principal de la cartera de clientes en la isla. En referencia de la información recopilada se muestra el **Gráfico 7-3**.

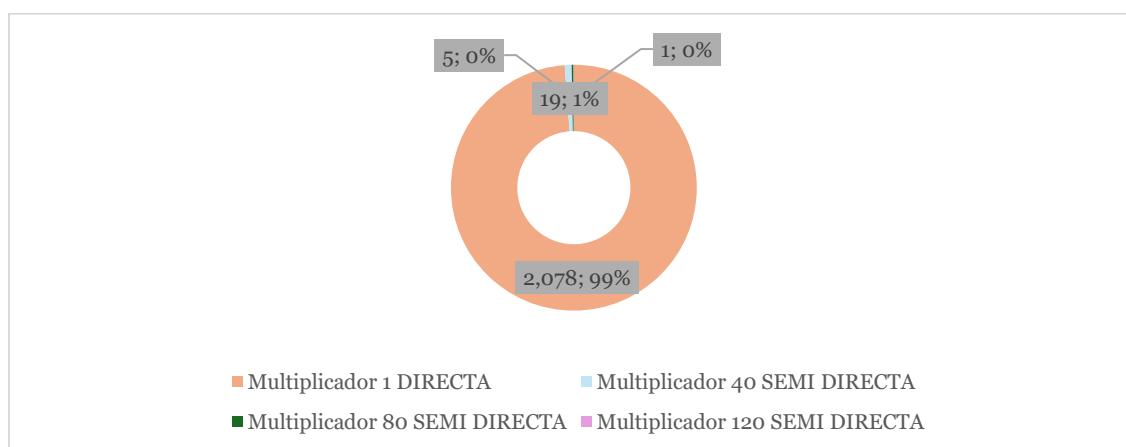


Gráfico 7-3 Parque de medidores por tipo de medición y multiplicador- Sistema Eléctrico Aislado, Isla de Guanaja. Abril 2026.

7.3.2 Facturación

Lectura

El proceso de lectura en Guanaja se organizó en diales de lectura definidos según la densidad poblacional, la distancia a recorrer y la disponibilidad de personal. Inicialmente se establecieron tres diales en 2024, reorganizados en cuatro diales en septiembre de 2024 y posteriormente en cinco diales, configuración que se mantuvo durante 2025 y 2026. Las lecturas se realizan en días consecutivos a mediados de cada mes, cubriendo entre 600 y 700 clientes diarios. Las principales novedades de lectura a lo largo del período correspondieron a inmuebles no encontrados, medidores sin acceso y dificultades operativas por condiciones climáticas, características propias de la geografía insular de Guanaja.

A continuación, se presenta en el **Gráfico 7-2** el histórico de usuarios facturados según consumo real y promedio.

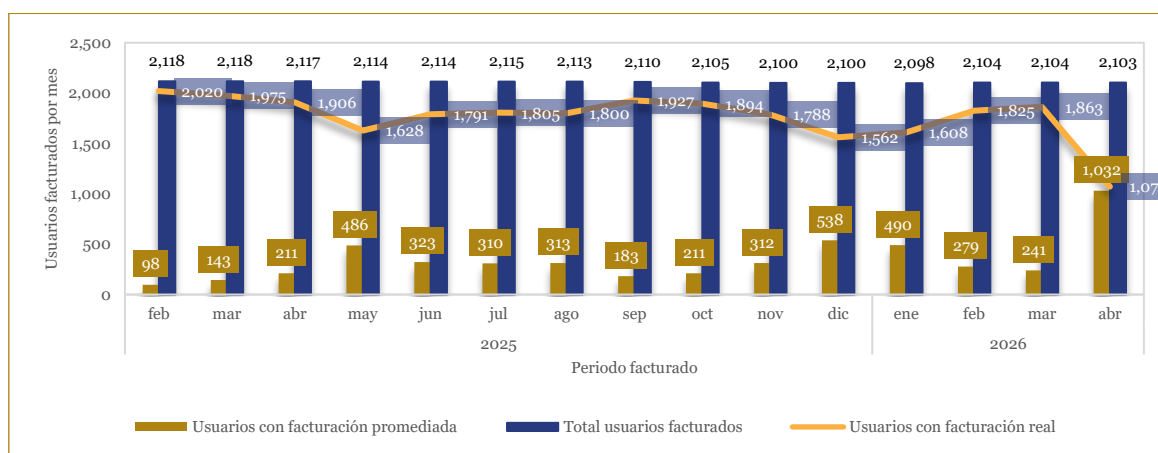


Gráfico 7-4 Histórico de usuarios facturados

En referencia al indicador de Porcentaje de Facturación Promediada (PFP), establecido en el Artículo 65 de la Norma Técnica de Calidad de la Distribución con una tolerancia máxima del 5%, el PFP del período fue de 16.36%, superando en 11.36 puntos porcentuales el valor de referencia normativo.

El único período que se situó dentro del parámetro normativo fue febrero de 2025, con un PFP de 4.63%. A partir de marzo de 2025 el indicador superó el valor de referencia de la norma de promedios en todos los períodos subsiguientes, registrando su valor más elevado en abril de 2026 con 50.9 %, período en el que 1,032 de 2,103 usuarios fueron facturados

por promedio, situación que según indicó ENEE se debió a fenómenos climáticos. En referencia se muestra el **Gráfico 7-2** el comportamiento por mes analizado.

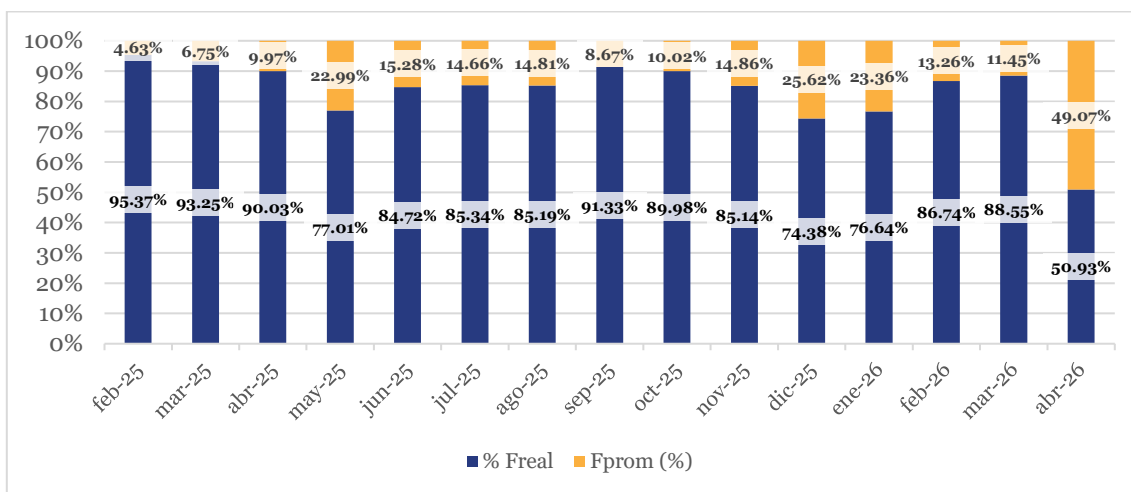


Gráfico 7-5 Histórico de facturación a usuarios

En referencia se muestra en el **Gráfico 7-6** la energía facturada por mes a los usuarios de Guanaja, resaltando que en los meses de agosto y septiembre de 2025 se reflejó un aumento de consumo de los usuarios.

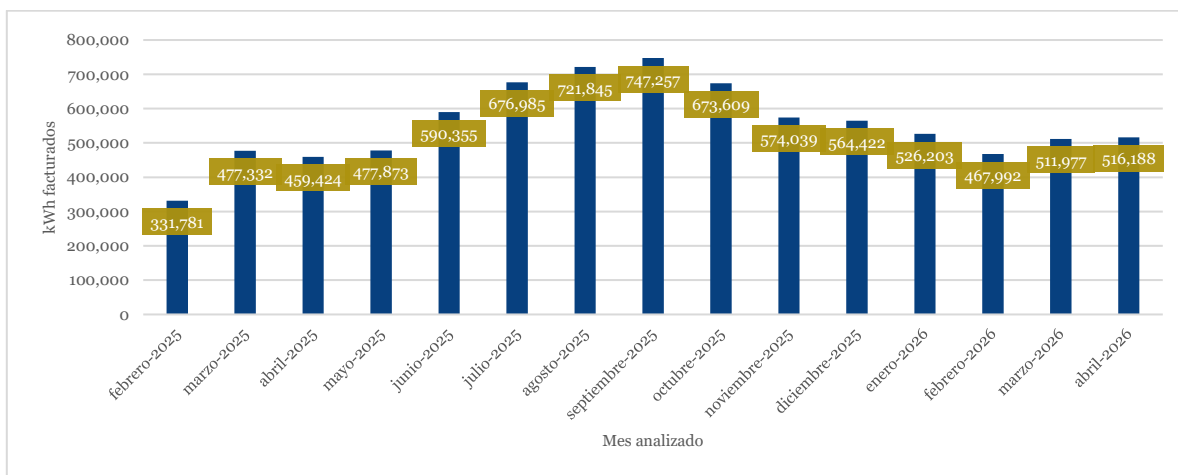


Gráfico 7-6 Energía facturada en los meses de febrero de 2025 a abril de 2026

Periodo de lectura

La facturación formal inició el 1 de febrero de 2025, con la tarifa de L. 8.2120 por kWh aprobada por la CREE. A partir de ese momento, el comportamiento de los clientes facturados mostró una tendencia de crecimiento en el consumo facturado, con variaciones estacionales. El bimestre junio-julio de 2025 registró el aumento más alto de lecturas,

impulsados por el crecimiento del segmento corporativo tras las normalizaciones de medida especial ejecutadas en mayo. El proceso de lectura se realizó en los ciclos correspondientes del artículo 57 del RSED.

Evaluación de los requisitos de la factura

En esta sección se presentan los resultados de la verificación del cumplimiento del artículo 64 del RSED, correspondientes a clientes reales en las categorías tarifarias de Baja tensión. En la **Imagen 7-1** e **Imagen 7-2** se detalla el ejemplo de la factura de baja tensión, por otro lado, en **Tabla 7-5** se evidencia el cumplimiento de la empresa sobre las disposiciones establecidas en el RSED.

Literal	Descripción	Cumplimiento
a.	Nombre, dirección, tarifa, clave, ubicación, número del medidor, fecha máxima de pago	Cumple
b.	Fechas y valores de las lecturas del medidor (anterior y actual).	Cumple
c.	Factor multiplicador del medidor.	Cumple
d.	Consumo de energía activa y reactiva en el período, indicando la demanda máxima de potencia y factor de potencia, de ser el caso, así como indicación si el consumo facturado es real o promedio.	Cumple
e.	Historial de consumo de por lo menos los seis meses anteriores, incluido el actual, en forma gráfica y numérica	Cumple
f.	Precio o precios aplicados, las cantidades respectivas a las que se aplican y los correspondientes montos resultantes	Cumple
g.	Monto total a pagar por el Servicio Eléctrico, detallando el desglose de los cargos por servicio en costos de generación, transmisión, operación del sistema y distribución	No cumple
h.	Cargo por alumbrado público	Cumple
i.	Descuentos y recargos individuales (saldo pendiente de pago, ajustes por consumo distribuido, cargo por pago tardío, cargos por corte y reconexión, subsidio cruzado, subsidio directo del Estado, indemnizaciones por mala calidad del servicio, intereses moratorios, entre otros)	Cumple



Literales	Descripción	Cumplimiento
j.	Monto total a pagar	Cumple
k.	Saldo del depósito en garantía del Usuario, más intereses acumulados a la fecha. La Empresa Distribuidora tendrá un plazo de veinticuatro (24) meses contados a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento para implementar esta disposición	No cumple
l.	Tasa por cargo de Regulación	Cumple
m.	Cargo por comercialización	Cumple
n.	Medios y lugares donde se puede realizar el pago	Cumple
o.	Horarios de atención al público, números telefónicos y direcciones donde se puedan efectuar reclamos	Cumple

Tabla 7-5 Cumplimiento del artículo 64 del RSED por parte de ENEE-UTCD

Para el caso de los literales que no cumplen se debe a que:

- Para el literal “g” en la factura del usuario de Guanaja se menciona un costo por “operación del sistema” el cual no se debe incorporar en la factura de los usuarios del sistema aislado.
- En el literal “k” no se especifica el detalle del depósito en garantía, ni el valor correspondiente.



5389930
CÓDIGO CLIENTE

DATOS DEL CLIENTE

CÓDIGO DE AGRUPACIÓN: **9568**

NOMBRE: CARIBBEAN SEAGOLD ENTERPRISES
DIRECCIÓN: GUANAJA, EN CARIBBEAN SEAGOLD
UBICACIÓN: 311013000

FECHA DE LECTURA: 23/marzo/2026
FECHA DE EMISIÓN: 24/marzo/2026
FECHA DE VENCIMIENTO: 31/abril/2026
PERIODO: 20/02/2026 AL 23/03/2026
DÍAS DE FACTURACIÓN: 31
RTN: 06019003243825

CONSUMO (kWh) **FECHA VENCIMIENTO** **TOTAL A PAGAR**

20,400 21/abril/2026 L. 156,423.26

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE MEDIDOR: 2024109082557
TARIFA: 161
TIPO DE CONSUMO: RESIDENCIAL
OFICINA COMERCIAL: LA CEIBA
FACTURADO POR: CONSUMO REAL

DETALLE DE CONSUMO DE ENERGÍA

LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	DIFERENCIA	MULTIPLICADOR	CONSUMO	CONSUMO MEDIDOR RETIRADO
FECHA DE LECTURA 23/03/26	20/02/26				
ACTIVA 2,391	2,136	= 255	x 80.00	20,400 kWh	
REACTIVA 743	670	= 73	x 80.00	5,840 kWh	
DEMANDA 0			x 80.00	0 kW	

CÁLCULO DE CONSUMO DE ENERGÍA

CARGO	L/kWh	CONSUMO	VALOR LEMPIRAS
ACTIVA > 50 kWh	6.7843	x 20,350	L. 138,060.51
ACTIVA < 50 kWh	6.7843	x 50	L. 339.22
CARGO	L/kW	CONSUMO	VALOR LEMPIRAS
DEMANDA	.0000	x 0	L. 0.00

AJUSTE POR FACTOR DE POTENCIA

FACTOR DE POTENCIA = $\frac{20,400 \text{ kWh}}{\sqrt{(20,400 \text{ kWh})^2 + (5,840 \text{ kWh})^2}} = 0$

PENALIDAD = .00 x (138,399.73) = L. 0.00

EL RECARGO POR BAJO FACTOR DE POTENCIA SE LLEVARÁ A CABO EN SUMINISTROS CUYO FACTOR DE POTENCIA MENSUAL SEA INFERIOR A 0.90.

COMPONENTES COSTOS ENERGÍA (L)

GENERACIÓN	(71.01%)	98,277.65
TRANSMISIÓN	(0%)	0.00
DISTRIBUCIÓN	(23.42%)	32,413.22
OPERADOR DEL SISTEMA	(5.57%)	7,708.86
TOTAL		L. 138,399.73

CONCEPTO DE COBRO EN LEMPIRAS

COSTO DE ENERGÍA	138,399.73
ALUMBRADO PÚBLICO	9,155.67
CARGO DE COMERCIALIZACIÓN	78.08
CARGO DE REGULACIÓN	369.08
CARGOS POR FINANCIAMIENTO	8,420.70

HISTÓRICO DE CONSUMO

CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (kWh)

ÚLTIMO PAGO: L. 128,090.75
FECHA ÚLT. PAGO: 03/03/26
MESES EN MORA:

CONTRATO VIGENTE: 1
VALOR FINANCIADO: L. 143,151.86
CUOTA APLICADA: 7 DE 24

5389930
CÓDIGO CLIENTE

TOTAL MES L. 156,423.26
SALDO PENDIENTE L. 0.00
TOTAL A PAGAR L. 156,423.26

BENEFICIOS DE PAGO PUNTUAL: NO PAGO DE INTERESES, NO CORTE DE SERVICIO Y NO SEA REPORTADO EN CENTRAL DE RIESGO.

ORIGINAL

Imagen 7-1 Contenido de la factura según artículo 64 del RSED





Atención al Cliente

Horario de Atención: 24/7

Call Center: (504) 2276-4370
WhatsApp Business: (504) 9440-1515
Línea Gratuita: 118

¡Síguenos en nuestras redes sociales!
Facebook: ENEE Distribución
X: @ENEEDistribucion
Instagram y Tik Tok: @eneedistribucion
Sitio Web: www.eneeutcd.hn

Sedes de Servicio al Cliente

Horario de Atención: Lunes a Viernes: 8:00 a.m. - 4:00 p.m.
Viernes: 8:00 a.m. - 3:00 p.m.

- TEGUCIGALPA - C.C. LOS CASTAÑOS - MALL PREMIER - EDIF. CORPORATIVO CENTROAMÉRICA - SAN PEDRO SULA - C.C. NOVA PLAZA - EL CENTRO	- CATACAMAS - CHOLUTECAS - COMAYAGUA - DANLI - EL PROGRESO - GRACIAS, LEMPIRA - JUTICALPA - LA CEIBA - LA ENTRADA	- INTIBUCÁ - PUERTO CORTÉS - QUIMISTÁN - SAN LORÉNZO - SAN MARCOS DE OCOTEPEQUE - SIGUATEPEQUE - STA. BARBARA - STA. ROSA DE COPÁN	- STA. CRUZ DE YOJOA - TELA - TOCOA - VILLA NUEVA - YORO
---	---	---	--

Puntos de Pago

- Banadisa - BAC Honduras - Banco Atlántida - Banco Comayagua - Banco de Desarrollo Rural (BANRRAL) - Banco Cuscatlán - Banco de Occidente - Banco del Para - Banco Ficofsa - Banco Ficticia - Banco Hondureño del Café (BANHICAFE) - Banco Latam	- Banco Popular - Banco Promerica - CONCEAL - Cooperativa Chankilga - Cooperativa Elga - Cooperativa La Guadalupe - Cooperativa Sagrada Familia - Dels - ODEF Financiera - Pagato Todo - TENGO - Tigo Money
--	--



CÁLCULOS Y COSTOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIO

CARGOS POR REGULACIÓN: SE CALCULA (CONSUMO DE ENERGÍA + ALUMBRADO PÚBLICO + COMERCIALIZACIÓN) X 0.25%

EL CONSUMO TOTAL DEL MES EN KWH Y KVARH: SE CALCULA DE ACUERDO CON (LECTURA ACTUAL – LA LECTURA ANTERIOR) x MULTIPLICADOR = CONSUMO ACTUAL.

PRECIO DE LA ENERGÍA A PAGAR: MULTIPLICA EL CONSUMO ACTUAL EN KWH X EL PRECIO DE LA TARIFA.



SUBSIDIO CRUZADO

Valor que debe pagar el cliente no residencial, con el objeto de compensar en parte, el subsidio otorgado a los clientes categorizados como en pobreza extrema. Decreto Ejecutivo PCM-02-2022, publicado en La Gaceta el 17 de marzo de 2022.



AHORRO ENERGÉTICO

Bombillo



Reemplaza los bombillos tradicionales por bombos LED y ahorra en tu luz natural.

Aire Acondicionado



Regula el aire acondicionado de 27°C a 24°C y utilízalo solo en tiempos necesarios en ambientes cerrados.

Estufa



De preferencia utiliza estufa de gas.

Equipos Eléctricos



Los electrodomésticos con tecnología eficiente ahorran un 40% de energía. Entre otros: calentador de agua, secadora de ropa, estufa eléctrica, secador de pelo, afeitador eléctrico, plancha y radiador.

Refrigeradora



Evita abrir por mucho tiempo y de manera recurrente la refrigeradora.

El personal de ENEE o Contratistas NO están autorizados a solicitar o recibir dinero

Debe pagar únicamente los valores indicados en la factura del servicio de energía en los bancos y entidades de recaudo autorizados. Reporte toda conducta sospechosa al 118 y oficinas de Atención al Cliente.

INGRESE AL PORTAL DE AUTOGESTIÓN: <http://vip.soeplus.com/>

Literal "o"

Literal "n"

Literal "h, l, m"

Imagen 7-2 Contenido de información de atención al cliente

Desglose de cargos

Existen tres componentes del costo de la energía: Generación, y Distribución, Operación, y el cálculo se realiza con los valores establecidos en el pliego tarifario aprobado mediante el Acuerdo CREE-06-2025, la CREE aprobó el costo de servicio y la estructura tarifaria transitoria que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), en su calidad de operador del Sistema Aislado de Guanaja, debía aplicar a los usuarios finales a partir del 01 de febrero de 2025. La estructura tarifaria aprobada contempló cargos diferenciados para baja tensión, media tensión y alumbrado público, incorporando cargos fijos y cargos variables por consumo de energía, así como cargos específicos aplicables al servicio de alumbrado público.

Posteriormente, la CREE realizó ajustes tarifarios trimestrales conforme a la metodología aprobada para el sistema aislado, observándose variaciones en la tarifa promedio derivadas de cambios en los costos de generación y otras variables asociadas a la operación del sistema.

7.3.2.1 Variables consideradas para el ajuste tarifario

De acuerdo con la información presentada en los informes tarifarios del Sistema Aislado de Guanaja, los ajustes tarifarios trimestrales consideran distintos componentes técnicos y económicos asociados al costo real de prestación del servicio eléctrico. Entre las principales variables consideradas se encuentran las características de la demanda de energía y potencia, los costos reales de generación, los precios de combustible, la composición de la matriz de generación, los costos de operación y mantenimiento, el tipo de cambio y las diferencias acumuladas entre costos previstos y costos reales del sistema. En la **Imagen 7-3** se muestra el histórico trimestral de la tarifa en Guanaja.

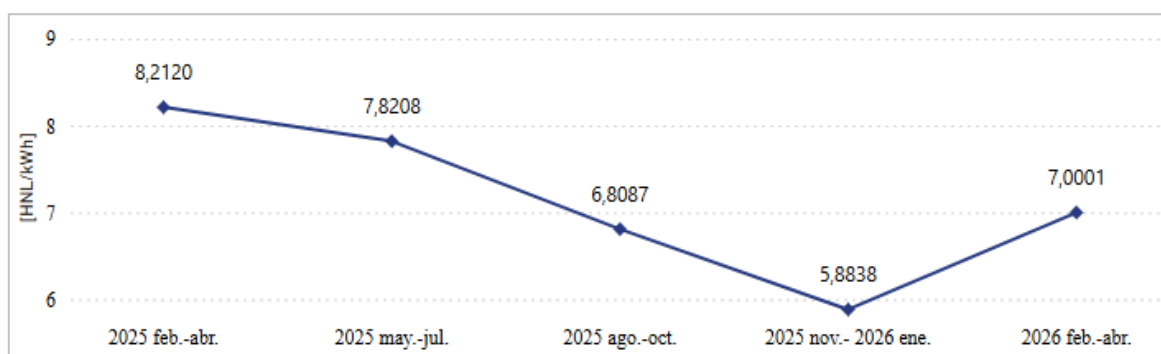


Imagen 7-3 Evolución de la tarifa promedio [HN/kWh]-Fuente: Página Oficial de la CREE

Subsidios

Conforme a lo dispuesto en el artículo 4 del PCM-42-2025 y su prórroga establecida en el artículo 1 del Decreto Ejecutivo PCM-004-2026, para el Sistema Aislado de Guanaja se identifican dos medidas de subsidio relevantes: i) el subsidio aplicable a usuarios residenciales con consumos iguales o inferiores a 150 kWh, correspondiente a la facturación del período comprendido del 1 al 30 de abril de 2026; y ii) el subsidio equivalente al cincuenta por ciento (50 %) de los montos no facturados en la Isla de Guanaja durante el período de intervención hasta enero de 2025.

Subsidio 150 kWh

Este subsidio aplica a los usuarios de la categoría residencial del Sistema Aislado de Guanaja cuyo consumo mensual sea igual o inferior a 150 kWh, conforme al período de facturación definido en la normativa aplicable.

A continuación, se presenta un resumen detallado en la **Tabla 7-5**, con base a los datos obtenidos a partir de la información proporcionada por la ENEE correspondiente los meses de enero a marzo de 2026.

Mes	Usuarios	Transacciones	Monto subsidiado (HNL)
Enero 2026	1	1	L77.62
Febrero 2026	0	0	L0.00
Marzo 2026	1,290	1,355	L530,344.89

Tabla 7-6: Resumen subsidio de 150 kWh, Guanaja. Fuente: ENEE

A partir de estos datos se elaboró la **Gráfico 7-4** donde se ilustra el comportamiento del subsidio en el periodo de enero a marzo 2026.

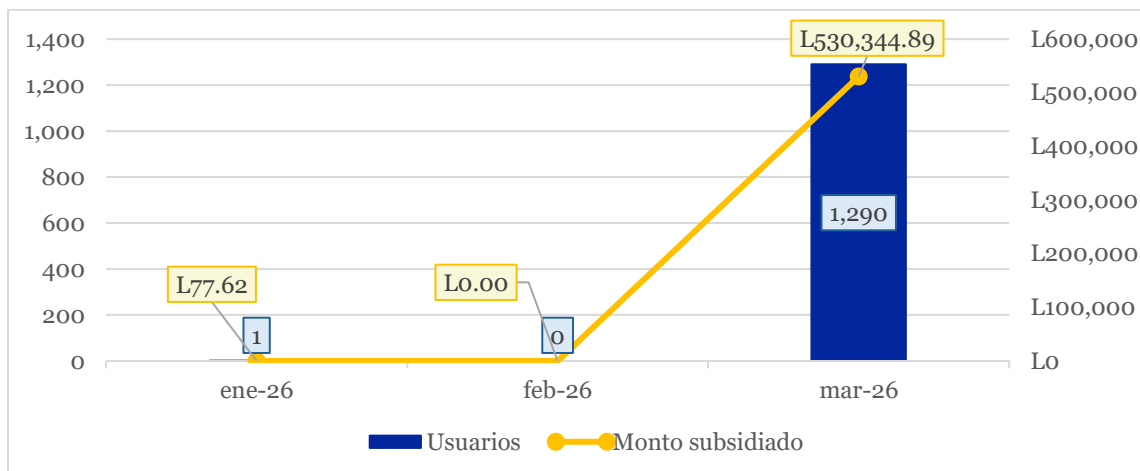


Imagen 7-4: Usuarios que reciben el subsidio de 150 kWh en Guanaja, primer trimestre 2026. Fuente: ENEE

Donde con base a la información proveída por la ENEE, 1270 de las 1355 transacciones reportadas para el mes de marzo son debido a procesos de refactura, siendo un proceso aplicado a un total de 1205 usuarios de los 1290 usuarios identificados que recibieron el subsidio en el mes.

Subsidio por montos no facturados

Este beneficio se relaciona con los saldos reclamados derivados de la falta de facturación a los usuarios, situación originada por la ausencia de una tarifa aprobada durante dicho período. En ese contexto, la disposición normativa instruye liberar los montos pendientes de facturación, aplicando el subsidio del 50 % correspondiente, a fin de reducir el impacto económico trasladado a los usuarios. Conforme a la información remitida por la ENEE se muestra en el **Gráfico 7-7** que un total de 2,106 cuentas que registran saldo acumulado asociado al cargo VA042, el cual fue utilizado como mecanismo de aplicación del subsidio equivalente al cincuenta por ciento (50%) del valor facturado. El valor acumulado total del saldo reclamado correspondiente al consumo del período en referencia ascendió a la suma de L 35,220,118.21 monto que refleja el consumo eléctrico cobrado a los usuarios durante los nueve meses en que la tarifa aplicada no contaba con el respaldo de un pliego tarifario legalmente aprobado.

Como medida de compensación, la ENEE procedió a la aplicación del cargo VA042, mediante el cual se acreditó a cada cuenta el cincuenta por ciento (50%) del valor acumulado

reclamado, resultando en un monto total de subsidio aplicado de L 17,610,059.11 y este sería el saldo neto por recuperar.

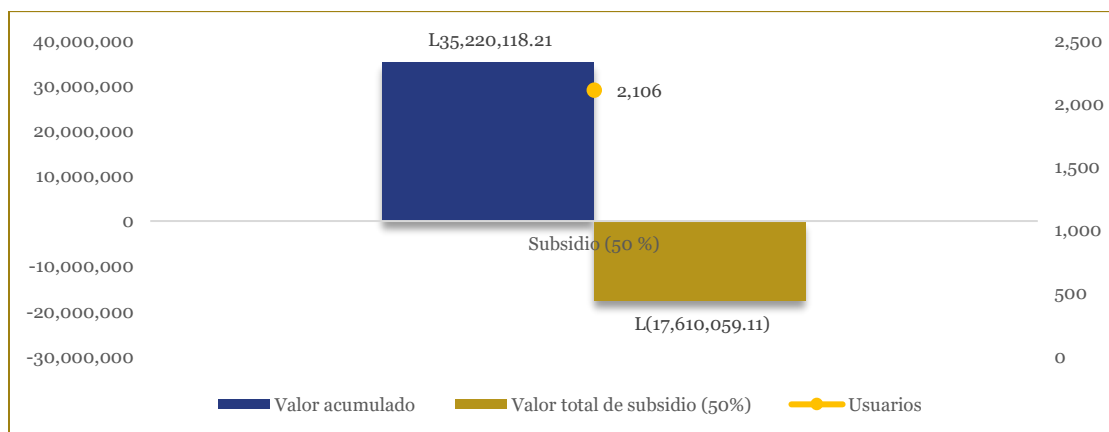


Gráfico 7-7 Análisis del Saldo Reclamado Correspondiente al Período sin Pliego Tarifario Vigente (mayo 2024 – febrero 2025)

7.3.3 Recaudo y Gestión de Mora

El recaudo inició en marzo de 2025, dado que los agentes recaudadores autorizados fueron habilitados ese mes. Desde entonces, la efectividad de recaudación mostró una tendencia general, con valores que oscilaron entre el 63.35% en marzo de 2025 y el 104.37% en diciembre del mismo año, superando en varios meses el 100% como resultado del pago de obligaciones acumuladas de períodos anteriores esta información se detalla en el **Gráfico 5-2** y la **Tabla 7-6**. El inicio formal de los procesos de suspensión del servicio por mora a partir del cuarto trimestre de 2025 contribuyó significativamente a la recuperación de la cartera.



Gráfico 7-8 Gráfico 5 2 Facturación, Recaudo y % Efectividad de Recaudo Mensual



Mes	Facturación (L.)	Recaudo (L.)	% Efectividad Recaudo
Mar-2025	4,125,680.57	2,613,788.18	63.35%
Abr-2025	3,877,232.86	3,086,330.52	79.60%
May-2025	4,136,569.89	3,266,249.07	78.96%
Jun-2025	5,021,460.12	3,518,486.95	70.07%
Jul-2025	2,568,820.88	4,182,847.35	162.83%*
Ago-2025	5,398,075.77	4,836,838.48	89.60%
Sep-2025	5,387,449.03	4,583,797.97	85.08%
Oct-2025	5,448,183.69	5,756,552.96	105.66%
Nov-2025	3,684,512.37	2,974,252.94	80.72%
Dic-2025	3,518,279.79	3,672,063.99	104.37%
Ene-2026	3,528,270.23	3,292,979.98	93.33%
Feb-2026	3,098,638.12	3,299,159.31	106.47%
Mar-2026	3,528,270.23	4,677,604.62	132.57%
Abr-2026	3,157,335.99	5,192,597.56	164.46%

Tabla 7-7 Efectividad de recaudo mensual — marzo 2025 a abril 2026 (incluye recaudo de mora acumulada)*

Durante 2025, la distribución de la mora vencida estuvo concentrada principalmente en la mora a 30 días, que representó el 46% del total de mora vencida con L. 356,753.87, seguido por mora a 90 días con L. 222,192.38 (29%), mora a 60 días con L. 110,959.12 (14%) y mora a 120 días con L. 75,531.02 (10%).

En el año 2026, la composición de la mora vencida mostró un cambio significativo en su estructura. La mora mayor a 120 días pasó a representar la mayor proporción con L. 17,422,072.60, concentrando el 87% del total de mora vencida del período esta variación está relacionada con la liberación de los saldos reclamados. Le siguieron mora a 90 días con L. 872,613.06 (4%), mora a 60 días con L. 467,217.15 (2%) y mora a 30 días con L. 403,003.13 (2%). En referencia se muestra en el **Gráfico 5-3** el comportamiento por año.

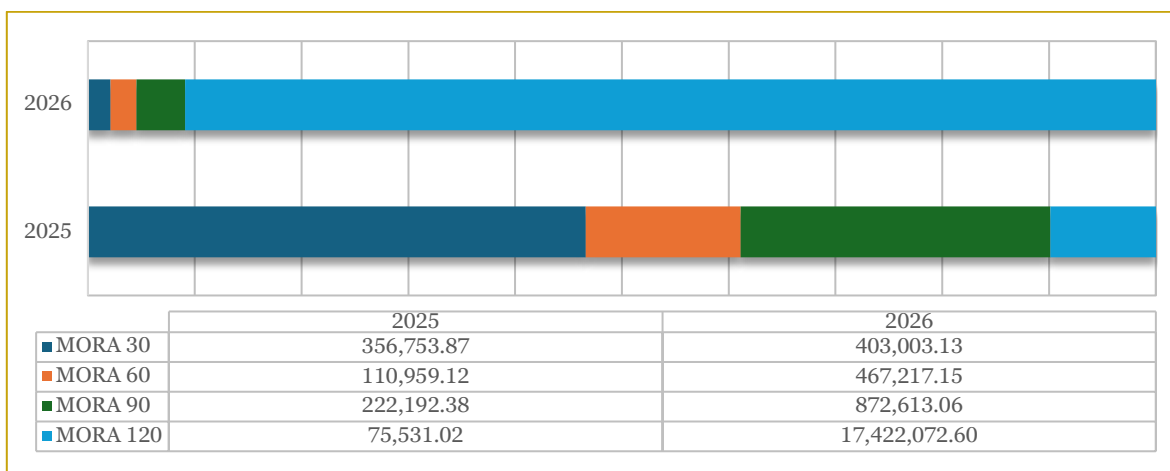


Gráfico 7-9 Composición de la Cartera de Mora por Antigüedad — Guanaja 2025-2026

En el **Gráfico 7-8** se presenta que, durante el año 2025, se presenta la deuda total registrada por mes durante el período comprendido entre marzo de 2025 y abril de 2026. Durante 2025, los valores mensuales se mantuvieron en un rango de L. 1,636,967.50 (mayo) a L. 2,649,263.72 (junio), sin variaciones significativas entre períodos. En enero de 2026 se registra un valor de L. 20,237,377.14, que representa una diferencia respecto al comportamiento observado en los meses anteriores y posteriores, esto debido a la liberación del 50 % de los saldos adeudados previo a la tarifa. A partir de febrero de 2026, los montos reflejan un comportamiento de deuda mensual similar.

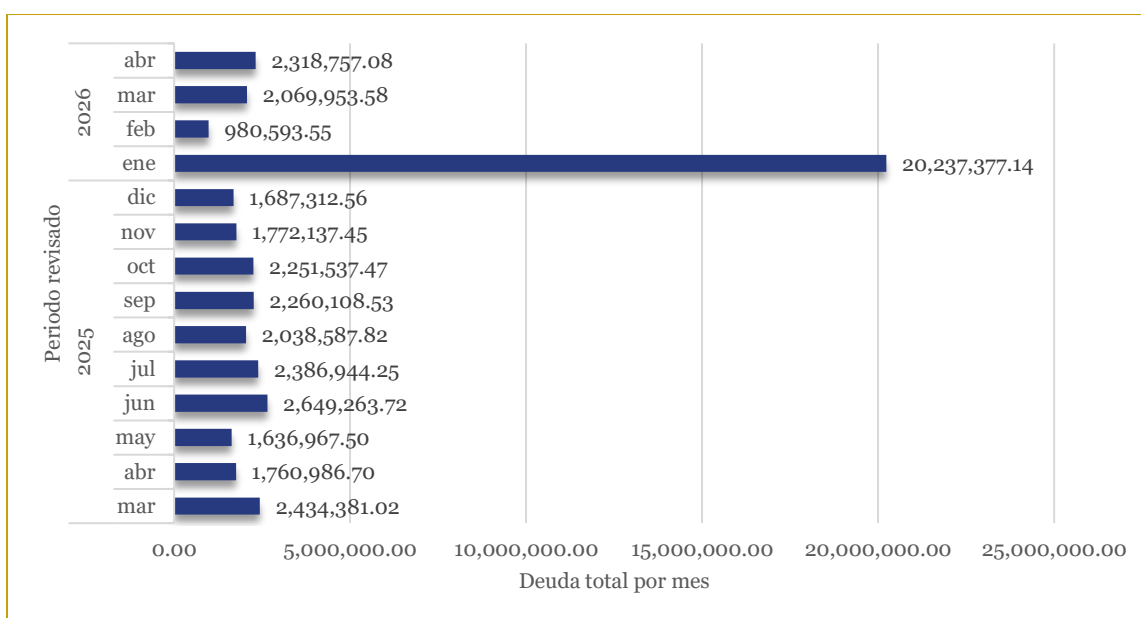


Gráfico 7-10 Comportamiento de la deuda durante la gestión de ENEE-fuente: Base de datos ENEE-UTCD

La cartera de mora se fue constituyendo desde el inicio de la facturación. Al corte de abril de 2026, el 64.3% de los usuarios no presentaba mora, mientras que el 35.7% registraba obligaciones pendientes en diferentes segmentos del periodo.

7.3.3.1 Saldos reclamados - Decreto Ejecutivo PCM-42-2025

Durante la inspección realizada al Sistema Aislado de Guanaja se identificó que los consumos registrados desde el inicio de la intervención hasta febrero de 2025 permanecían acumulados en condición de saldos reclamados, en vista de que durante dicho período no se contaba con una estructura tarifaria definida para efectuar la facturación correspondiente a los usuarios del sistema. Conforme a la información recopilada durante la inspección, las lecturas de consumo continuaron realizándose mensualmente y los valores eran registrados en el sistema comercial; no obstante, estos no eran facturados a los usuarios.

En relación con esta situación, mediante el Decreto Ejecutivo PCM-42-2025, publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 30 de diciembre de 2025, el Poder Ejecutivo estableció disposiciones orientadas a subsidiar parcialmente los montos no facturados acumulados en la isla de Guanaja y Brus Laguna derivados del período de intervención. El decreto señala que aproximadamente 2,000 clientes residenciales de dichos sistemas aislados podrían optar al subsidio energético para consumos iguales o inferiores a 150 kWh mensuales.

Asimismo, el decreto establece que el subsidio será financiado en un sesenta por ciento (60 %) por el Gobierno de la República, a través de la Secretaría de Finanzas, mientras que el cuarenta por ciento (40 %) restante será cubierto mediante aportación solidaria aplicada a determinados clientes no residenciales con consumos superiores a 3000 kWh. De igual forma, se instruye a la ENEE, en coordinación con la Secretaría de Energía (SEN) y la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), a continuar el proceso de focalización y verificación de la información asociada a dichos usuarios.

El Decreto PCM-42-2025 también reconoce que, desde el inicio de la intervención hasta febrero de 2025, no se había efectuado la entrega regular de facturas a los usuarios del sistema por no contarse con una estructura tarifaria definida, indicando que la posterior facturación de estos consumos tendría un impacto económico considerable para los usuarios de Guanaja. Particularmente, el artículo 3 del referido decreto instruye a la Secretaría de Estado en el Despacho de Finanzas (SEFIN) para que realice las operaciones presupuestarias, financieras y contables necesarias que permitan disponer de un monto

adicional al subsidio actual asignado a la Secretaría de Energía (SEN), con el propósito de subsidiar el cincuenta por ciento (50 %) de los montos no facturados en la isla de Guanaja desde la intervención hasta enero de 2025, representando aproximadamente dieciocho millones de lempiras (L18,000,000.00).

7.3.4 Atención al Cliente

La ENEE estableció una sede de Atención al Cliente (ATC) en El Cayo, ubicada frente al mercadito Martha y barbería Holder, con horario de lunes a viernes de 7:30 a.m. a 3:00 p.m. y tres gestores de atención al cliente. Como canales complementarios se habilitaron WhatsApp, redes sociales y atención móvil con jornadas aproximadamente cada dos meses para atender comunidades de difícil acceso.

En el período comprendido entre mayo de 2024 y abril de 2026, se registraron en el sistema un total de 25,027 gestiones comerciales. De estas, 20,006 fueron resueltas, 4,364 se declararon no procedentes y 450 permanecieron pendientes al cierre del período. Los tipos de gestión más frecuentes correspondieron a consultas generales, suspensiones del servicio, solicitudes de nuevo suministro, errores de lectura y reclamos por el subsidio del Decreto 2-2022.

7.3.4.1 Resultados de la Gestiones comerciales

Al cierre del mes de abril de 2026 La gran mayoría de gestiones registradas (95.99%) se encuentran resueltas, sin embargo, el 3.12% pendiente (391 casos) representa las gestiones pendientes por atender. En referencia se muestra en el **Gráfico 7-6** el detalle de los estados de las gestiones registradas durante la Gestión de ENEE.

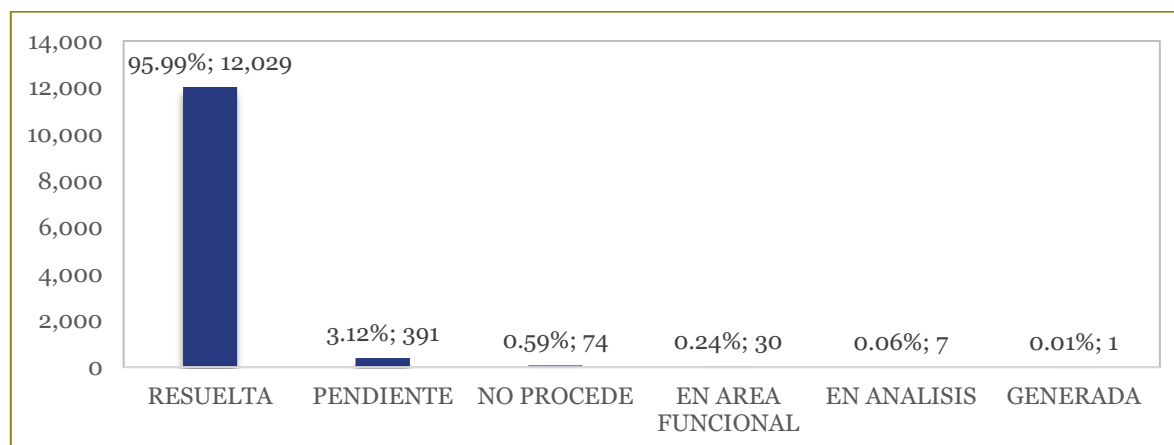


Gráfico 7-11 Gestiones Comerciales por Estado

7.3.4.2 Análisis de los indicadores de calidad comercial

Norma de Calidad del Servicio Comercial, La Gaceta, 3 de noviembre de 2021. Artículo 64 y 65, Capítulo II — Gestión Comercial:

- Indicador de Reclamos (IRC) La norma establece una tolerancia del 5%. El IRC registrado por ENEE para el período fue de 95.99%.
- Tiempo Promedio de Resolución (TPR) La norma establece un límite máximo de 10 días hábiles. El TPR registrado para Guanaja fue de 121.60 días hábiles, superando en 11.16 veces el límite regulatorio.
- Indicador de Eficiencia del Servicio Comercial (Ieff) Definido en el Artículo 64 de la norma como la relación entre la cantidad de reclamos resueltos y la cantidad de reclamos recibidos. La norma no establece un valor de referencia para este indicador, pero Ieff registrado por ENEE para el período fue de 96.58%.
- Porcentaje de Facturación Promediada (PFP) La norma establece una tolerancia máxima del 5%. El PFP registrado en mes de abril de 2026 fue de 48.55%, superando el indicador regulatorio en 43.55 puntos porcentuales.

A continuación, se presenta en la **Tabla 7-7** un resumen de los indicados evaluados al cierre del proceso de intervención:

Indicador comercial	Resultado
Indicador Tiempo promedio de resolución (TPR)	121.60
Indicador de tiempo promedio de gestiones pendientes	481.70
Cantidad de gestiones pendientes	3.42%
Indicador de eficiencia del servicio comercial (Ieff)	96.58%
Indicador de reclamos (IRC)	95.99%
Porcentaje de facturación promediada (PFP)	48.55%

Tabla 7-8 Indicadores de calidad comercial — NT-CD Artículos 64-66

7.3.4.3 Gestiones en estado pendiente

En referencia a las gestiones pendientes en el **Gráfico 7-7** se muestran un desglose de las 429 gestiones que deben ser atendidas al cierre del período se concentraron principalmente en solicitudes de nuevo servicio (168), revisión o cambio de medidor (165) y revisiones o cambios de acometida (42), todas ellas vinculadas a la normalización incompleta del parque de medición y a los procesos de gestión de operativa de campo.

En referencia a las gestiones pendientes, se midieron indicadores no definidos en la Norma de Calidad del Servicio Comercial, incorporados con el fin de contar con valores representativos al cierre del período analizado. Al cierre del período, ENEE registró 429 gestiones pendientes, representando el 3.42% del total de 12,532 gestiones procesadas a petición de usuario. Adicionalmente, se calculó el Tiempo Promedio de Gestiones Pendientes (TPGP), el cual registró 481.70 días hábiles, determinado a partir de la fecha de ingreso de cada gestión en el sistema comercial hasta la fecha de cierre del análisis, establecida el 08 de mayo de 2026.

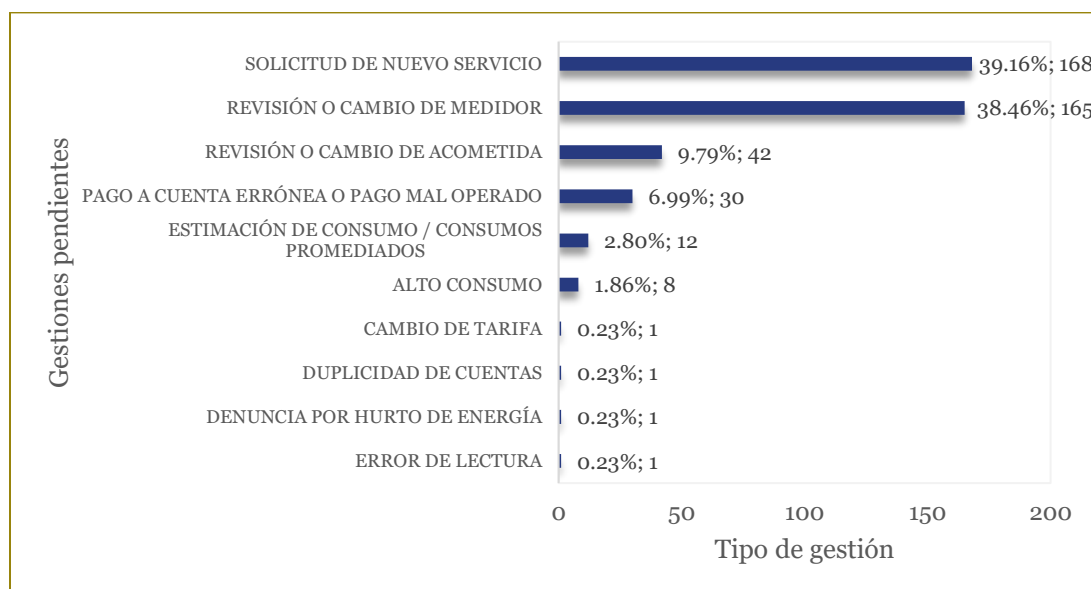


Gráfico 7-12 Gestiones Pendientes por Tipo- Corte abril 2026

7.3.5 Gestión de Medición

En la **Tabla 5-2** se muestra que, al corte de abril de 2026, el sistema contaba con 2,103 usuarios registrados en la plataforma de medición, de los cuales 2,078 correspondían a medida directa (98.8%) y 25 a medida semi directa (1.2%). La medida semi directa, aplicada mediante equipos con multiplicadores de 40x, 80x y 120x, se implementó principalmente para el segmento de mercados especiales —corporativos, gobierno y grandes clientes— cuyo nivel de consumo requiere equipos de mayor capacidad de medición. Asimismo, se muestra en la **Tabla 5-3** la segregación de la medición por el multiplicador en donde se observa una concentración mayor de usuarios en medida directa.

El proceso de normalización del parque de medición heredado de BELCO fue uno de los ejes centrales de la gestión de la ENEE durante 2024. La infraestructura encontrada presentaba

medidores sin estandarización, bases socket en mal estado y conexiones deterioradas. A partir de junio de 2024, personal del Programa Nacional de Reducción de Pérdidas (PNRP) ejecutó acciones de normalización que lograron una efectividad del 83.45% en la detección de anomalías. El impacto de estas normalizaciones se reflejó de forma directa en el consumo facturado, que mostró incrementos considerables en los meses siguientes a cada campaña de normalización.

Cobertura de Medición por Tipo — Corte -abril 2026		
Tipo de Medida	Usuarios	Porcentaje
Medida Directa	2078	98.8%
Medida Semi Directa	25	1.2%
Total	2103	100.0%

Tabla 7-9 Cobertura de Medición por Tipo — Corte Abril

Distribución por Multiplicador de Medición		
Multiplicador	Usuarios	Porcentaje
1x (Medida Directa)	2078	98.8%
40x (Semi Directa)	19	0.9%
80x (Semi Directa)	5	0.2%
120x (Semi Directa)	1	0.0%
Total	2103	100.0%

Tabla 7-10 Distribución por multiplicador de medición

7.3.6 Perfil de Carga del Sistema

El macromedidor GNJ-L201, ubicado en el punto La Perla, registra la energía distribuida a la isla de Guanaja desde septiembre de 2024. Los datos del perfil de carga mensual mostrados en el **Gráfico 7-6** indican el comportamiento del consumo energético del sistema a lo largo del período, con un voltaje promedio estable en torno a los 65-67 voltios y un factor de potencia que se mantuvo en rangos porcentuales de 57 % hasta el 97 % durante toda la operación.

El consumo mensual registrado mostró los valores más altos de consumo en los meses de agosto y septiembre de 2025, período que coincide con la mayor actividad turística de la isla.

Los meses de enero y febrero de 2026 registraron los valores más bajos, coherentes con la reducción estacional del consumo en ese período (Ver **Tabla 7-10**).

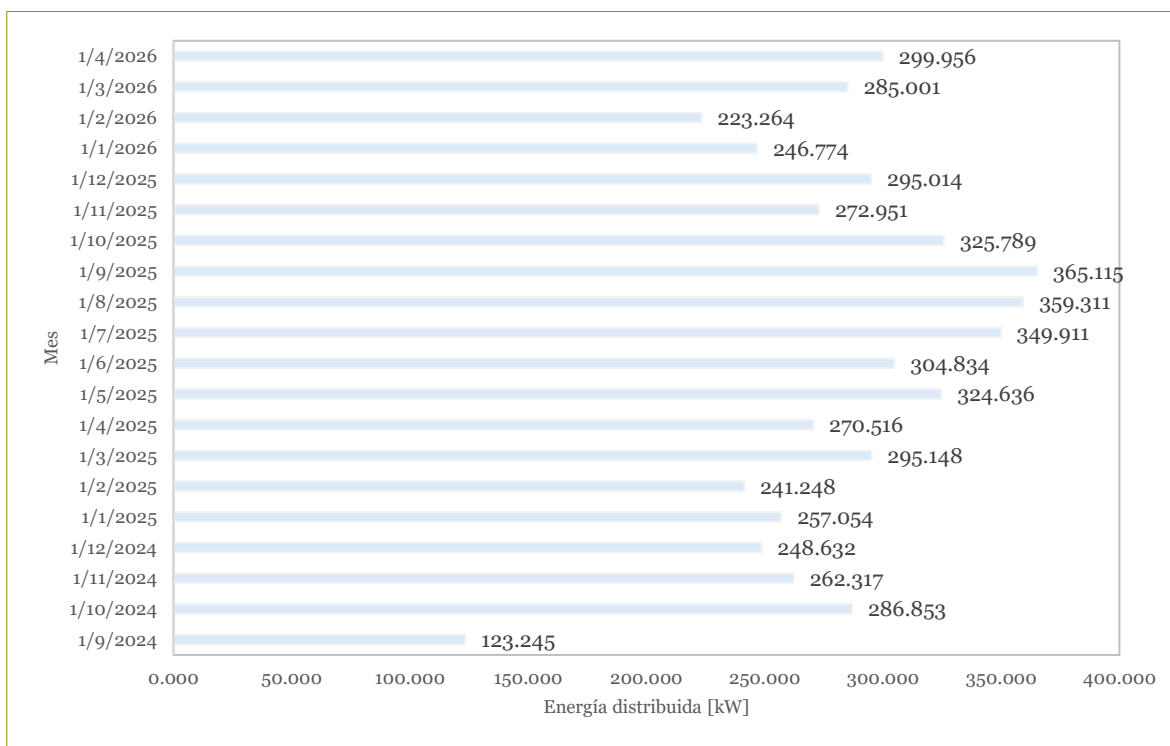


Gráfico 7-13 Energía Distribuida Mensual — Macromedidor GNJ-L201 | Ver Hoja: 8. Perfil de Carga Mensual

Período	Energía Distribuida (kWh)	Voltaje Promedio (V)	Factor de Potencia (%)
Sep-2024	123.245	59.72	57.04
Oct-2024	286.853	65.13	94.63
Nov-2024	262.317	63.91	93.16
Dic-2024	248.632	66.73	96.91
Promedio 2024	230.262	63.87	85.44
May-2025	324.636	66.66	98.01
Jul-2025	349.911	67.17	97.80
Ago-2025	359.311	65.84	95.97
Sep-2025	365.115	66.32	97.20
Promedio 2025	308.462	65.72	96.03
Ene-2026	246.774	65.80	95.77
Abr-2026	299.956	66.08	97.16

Período	Energía Distribuida (kWh)	Voltaje Promedio (V)	Factor de Potencia (%)
Promedio 2026	276.361	65.95	96.60

Tabla 7-11 Resumen del perfil de carga mensual — Macromedidor GNJ-L201

7.3.7 Relación de pérdidas

Para obtener un porcentaje referencial de pérdidas en el circuito GNJ-L201, se comparó la energía facturada a los clientes contra la energía registrada por el medidor de generación (Schneider ION7400), aplicando un multiplicador de 2,300 derivado de un TC de 20 y un TP de 115. El resultado se presenta en el gráfico anterior, el cual muestra el comportamiento mensual de las pérdidas totales entre febrero 2025 y abril 2026.

Cabe señalar que este análisis no distingue entre pérdidas técnicas y no técnicas, por lo que los valores presentados representan las pérdidas totales del sistema de distribución de la isla de Guanaja.

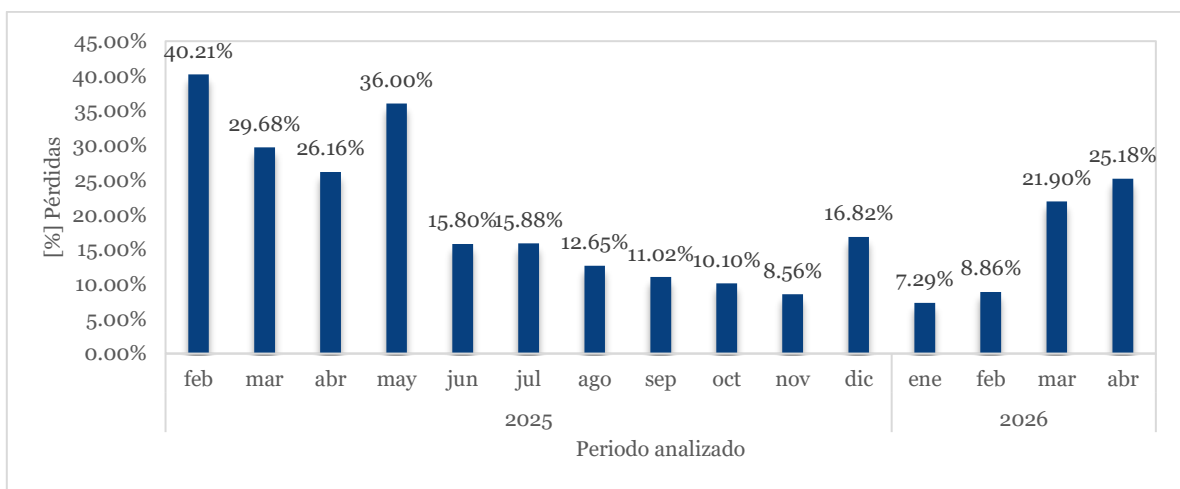


Gráfico 7-14 Porcentaje de pérdidas totales del circuito GNJ-L201, febrero 2025 – abril 2026

7.4 ANÁLISIS COMPARATIVO

Aspecto evaluado	Antes de Intervención BELCO 2022	Inicio de Intervención ENEE 2024	Final de Intervención ENEE 2026
Tarifa	Tarifa no regula, sin claridad de costos cargados (L14.79)	No se contaba con una tarifa regulada conforme a la reglamentación	Tarifa regulada conforme a la reglamentación (L7.0001)



Aspecto evaluado	Antes de Intervención BELCO 2022	Inicio de Intervención ENEE 2024	Final de Intervención ENEE 2026
Usuarios	2,045 clientes	2,117 clientes identificados a mayo de 2024	2,103 clientes
Facturación	No se contaba con referencia de tipo de facturación realizada	- Facturación cero-259 cuentas - Facturación real-1,707 cuentas - Facturación promediada-124 cuentas - No factura-27 cuentas	Clientes con sumo real: Clientes consumo promediado:
Periodo de lectura	Se realizaba a inicios de cada mes	Se realizaba entre los 28 y 32 días, aunque no se contara con una tarifa establecida	Se realiza conforme al periodo establecido en el artículo 57 del RSED, (28 -32 días)
Requisitos de la factura	Cumplimiento parcial conforme al RSED acuerdo CREE-028	Cumplimiento conforme al RSD, acuerdo CREE-099-2025 (Según evaluación dos literales deben mejorarse en la factura)	Cumplimiento conforme al RSD, acuerdo CREE-099-2025 (Según evaluación dos literales deben mejorarse en la factura)
Oficinas de Atención			
Canales de Atención	Una oficina de atención	Ventanilla, y canales virtuales	Ventanilla, ventanilla móvil y canales virtuales
Cobro y Recaudo	L23,557,652.76		% Efectividad
Pérdidas	No se contaba con información brindada por la empresa		25.18 %
Periodo de Lectura	Se realizaba en los primeros días del mes, sin un registro organizado	28-32 días	28-32 días
Reclamos	No se contaba con un sistema de gestión comercial	1,035 gestiones	429 gestiones pendientes

8 CONCLUSIONES

Con base en el análisis integral de la gestión de la ENEE en el sistema aislado del municipio de Guanaja durante el período 2024-2026, se identifican las siguientes conclusiones.



8.1 GENERACIÓN

1. El sistema híbrido de generación en Guanaja ha mostrado avances relevantes, principalmente en el aumento de capacidad instalada y en la integración de energías renovables y almacenamiento de energía mediante baterías. No obstante, se identificaron debilidades técnicas, operativas y administrativas que afectan la confiabilidad y sostenibilidad del servicio.
2. Se identificó que la transición de grid forming en la operación de la central se realiza de forma manual, dependiendo en gran medida de la experiencia empírica del personal. Asimismo, el equipo que opera en campo depende en gran medida del apoyo externo de los supervisores debido a que este no cuenta con la capacitación técnica especializada necesaria para operar el SCADA y manejar de forma integral un sistema híbrido que incluye generación fotovoltaica, BESS y generación térmica. Además, hay limitaciones en la interpretación de alarmas, atención de eventos y toma de decisiones operativas.
3. En cuanto al mantenimiento, se evidencia que las actividades realizadas por la ENEE se concentran en tareas básicas como cambio de aceite y filtros en los generadores térmicos. Sin embargo, no se observa una ejecución consistente de mantenimientos mayores ni un cumplimiento uniforme de las recomendaciones de los fabricantes. También existen inconsistencias en los registros de horas de operación y falta de trazabilidad confiable, lo que dificulta verificar si los mantenimientos se hacen dentro de los tiempos establecidos. Mientras que otros componentes críticos del sistema híbrido como inversores, baterías, sistema SCADA, paneles solares, sistemas de refrigeración y equipos auxiliares no cuentan con un esquema de mantenimiento debidamente documentado.
4. Se detectaron debilidades importantes en la documentación operativa y administrativa. Las bitácoras de combustible presentan errores de llenado, información incompleta, registros poco legibles, diferencias entre datos SCADA y mediciones manuales, además de uso inconsistente de formatos y unidades. Esto limita la confiabilidad de la información para el control operativo y análisis de desempeño de los generadores.
5. Respecto a los grupos electrógenos, 2 de ellos presentan indisponibilidad, y los que están operativos trabajan bajo alta exigencia para cubrir la demanda nocturna. Esto incrementa el riesgo de fallas, disparos de planta y posibles racionamientos. A esto se

suma la falta de mantenimientos mayores y la incertidumbre en la disponibilidad de repuestos, lo cual representa un riesgo para la continuidad del servicio.

6. La operación del sistema híbrido PERLA atraviesa condiciones de sobrecarga en el transformador de la Fase I durante períodos de alta demanda y operación simultánea de generación térmica, situación que representa un riesgo para la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico de Guanaja. Aunque actualmente se realizan maniobras operativas mediante el PPC para redistribuir carga hacia la Fase II y compensar potencia reactiva mediante inversores, estas acciones reflejan que el sistema está operando cercano a sus límites operativos en determinadas condiciones.

8.2 DISTRIBUCIÓN

1. La intervención produjo mejoras físicas verificables en la red de distribución de Guanaja, incluyendo la repotenciación de 6.02 km de red de media tensión, la instalación de dos reconectores, el mantenimiento de 51 puntos y el incremento de postes, transformadores, luminarias y dispositivos de protección.
2. La Etapa I no se encuentra funcionalmente concluida, debido a que el balanceo de cargas previsto no había iniciado al momento de la evaluación. La instalación de infraestructura trifásica y reconectores no garantiza, por sí sola, una operación confiable mientras persista el desbalance de fases.
3. El desbalance identificado en Marble Hill y Bonacca constituye una condición crítica: existe un error de faseo en Marble Hill, corrientes asimétricas, una corriente de neutro elevada y bloqueo de la protección 51N. La compensación cruzada observada en planta es transitoria y puede desaparecer ante una contingencia, exponiendo a los generadores y afectando la selectividad de las protecciones.
4. Los mantenimientos de la Etapa II atendieron deterioros asociados al ambiente salino y a la condición de los postes, crucetas, aisladores y demás estructuras. No obstante, el avance estimado del 70 % al 80 % de la red troncal requiere una validación frente a una línea base de activos y un inventario de pendientes priorizado por riesgo.
5. La valorización final de la red aumentó de \$1,379,374.67 a \$2,087,963.30, equivalente al 51.37 %. Este incremento es consistente con la incorporación de activos y mejoras; sin embargo, aún no existe una conciliación completa entre los proyectos planificados, las



obras ejecutadas, sus costos, su incorporación al inventario y su eventual recuperación tarifaria.

6. La ausencia de trazabilidad técnica, financiera y tarifaria por proyecto impide determinar con certeza qué inversiones fueron contempladas en el Pliego Tarifario, cuáles fueron efectivamente ejecutadas y cuál es el saldo de activos no amortizados al cierre de la intervención.
7. La operación y el mantenimiento de la red se encuentran limitados por la disponibilidad de cuatro empleados para atender mantenimiento, incidencias, lecturas, cortes, reconexiones y apoyo a la facturación. La asignación de mantenimientos mediante grupos de WhatsApp también debilita la trazabilidad formal de las órdenes de trabajo y de los materiales utilizados.
8. Debe corregirse la consistencia documental antes de emitir el informe final. Por ejemplo, la narrativa de la Etapa I indica 27 intervenciones parciales y 71 integrales, para un total de 98 puntos, mientras que la Tabla 6-1 registra 86 puntos: 59 nuevos y 27 estructuras BELCO.

8.3 COMERCIAL

1. Se constató que el proceso comercial presentaba limitaciones operativas asociadas a la gestión de campo y a la actualización de información en el sistema. El proceso de cambio y renovación de medidores no había sido concluido, por lo que parte de los usuarios continuaba siendo facturada con medidores instalados por BELCO. Aproximadamente el 30% de los usuarios no contaba con información completa o actualizada en el sistema comercial.
2. El proceso de lectura cubría entre 600 y 700 clientes diarios en días consecutivos (14, 15, 16 y 17 de cada mes). Las novedades de lectura correspondían mayoritariamente a medidores no encontrados.
3. Para los 2,103 usuarios del sistema se contaba con una oficina de atención en El Cayo, con horario de lunes a viernes de 7:30 a.m. a 3:00 p.m. y tres gestores de atención. Se identificó que no existía número telefónico habilitado para consultas, lo que obligaba a los usuarios a gestiones presenciales.



9 RECOMENDACIONES

Con base en el análisis integral de la gestión de la ENEE en el sistema aislado del municipio de Guanaja durante el período 2024-2026, se identifican las siguientes recomendaciones orientadas a la consolidación de una operación comercial plena, eficiente y conforme a la normativa vigente.

9.1 GENERACIÓN

1. Incorporar ingenieros especializados en sistemas híbridos, automatización, control industrial y gestión energética, con el objetivo de fortalecer la supervisión técnica y optimizar la operación del proyecto PERLA. Asimismo, desarrollar e implementar un programa completo de capacitación técnica dirigido al personal operativo y de mantenimiento, enfocado en operación de sistemas híbridos que combinan generación térmica con generación renovable y/o almacenamiento, manejo de SCADA, interpretación de alarmas, gestión del sistema de almacenamiento con baterías, operación de inversores y respuesta ante falla, con el objetivo de fortalecer y aumentar la capacidad técnica del personal. Adicionalmente, es necesario capacitar al personal en la correcta elaboración de informes técnicos, llenado adecuado de bitácoras, automatización de reportes y uso de herramientas digitales, con el fin de mejorar la calidad de los registros y reducir errores.
2. Implementar un sistema de despacho automático de la central que permita la coordinación en tiempo real entre la generación térmica, el sistema BESS y la demanda del sistema. Este sistema debe optimizar automáticamente el despacho considerando variables como la demanda instantánea, las condiciones meteorológicas, el estado de carga de las baterías y la eficiencia de los generadores, reduciendo la intervención manual y mejorando la estabilidad operativa, el aprovechamiento energético y la eficiencia en el consumo de combustible. Por otro lado, realizar evaluaciones periódicas del desempeño del despacho y de las estrategias de operación implementadas, sustentando técnicamente las maniobras y lógicas utilizadas mediante análisis de eficiencia, consumo de combustible, comportamiento del BESS y estabilidad del sistema, con el fin de validar si las estrategias aplicadas realmente generan beneficios operativos y económicos para el sistema aislado de Guanaja.



3. Establecer un plan de ejecución y gestión de mantenimientos para todos los equipos de generación, basado en horas reales de operación y recomendaciones de fabricantes, que incluya mantenimientos preventivos, predictivos y mayores. Dicho plan debe contar con trazabilidad completa de actividades, historial de fallas, repuestos utilizados y estado de los equipos, permitiendo mejorar la disponibilidad, reducir fallas inesperadas y optimizar la planificación del mantenimiento.
4. Mejorar la gestión documental mediante el uso de formatos estandarizados y automatizados de bitácoras, asegurando registros completos, claros y consistentes en aspectos como horas de operación, consumo de combustible, generación, alarmas y mantenimiento. Además, es importante unificar unidades de medida y verificar periódicamente la coherencia entre los registros y datos del SCADA.
5. Gestionar de forma urgente la reparación y reincorporación de los grupos electrógenos actualmente fuera de servicio, con el fin de recuperar capacidad de respaldo, reducir la sobrecarga de las unidades operativas y mejorar la confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico en Guanaja. Los avances o puesta en servicio de cualquiera de las unidades deberán ser oportunamente informados a la CREE en al menos los 5 días siguientes a su restablecimiento en el sistema.
6. Realizar un estudio técnico de flujo de carga y capacidad del sistema, con el objetivo de evaluar el comportamiento del transformador de Fase I bajo distintos escenarios operativos y determinar medidas definitivas para mitigar las sobrecargas. Asimismo, debe analizarse la viabilidad de la instalación de un transformador adicional en paralelo al existente en Fase I o la sustitución del transformador actual por uno de mayor capacidad, considerando las condiciones de demanda actuales y proyectadas.
7. Completar la implementación y automatización del sistema SCADA y del controlador de planta incorporando herramientas de monitoreo integral que incluyan la medición de variables críticas como potencia, corriente y voltaje en los diferentes componentes de la planta, así como la generación de reportes automáticos. Esto permitirá mejorar el control operativo, reducir errores manuales y optimizar la toma de decisiones.



9.2 DISTRIBUCIÓN

1. Ejecutar con carácter prioritario la corrección del faseo en Marble Hill, el balanceo simultáneo de ambos sectores y la medición de corrientes reales en media tensión por ramal. Los movimientos de carga no deben definirse únicamente con base en los kVA nominales instalados.
2. Restablecer la función 51N únicamente después de validar la secuencia de fases, recalcular los ajustes de protección y realizar pruebas de operación, de sensibilidad y de selectividad. El cierre de esta actividad debe estar respaldado por un informe de pruebas previas y posteriores a la intervención.
3. Elaborar un plan de cierre técnico para las tres etapas, con actividades pendientes, responsables, plazos, evidencia de ejecución y criterios de aceptación. Este plan debe incluir específicamente el balanceo de carga, la habilitación de las protecciones y los mantenimientos pendientes de la red troncal.
4. Implementar una matriz única de trazabilidad por proyecto y por activo que relacione el proyecto programado, la ubicación, la obra ejecutada, los materiales, el costo, la fuente de financiamiento, la fecha de puesta en operación, la vida útil, la depreciación y el estado de recuperación tarifaria.
5. Requerir a la ENEE la conciliación entre los proyectos incluidos en el Pliego Tarifario y las obras ejecutadas durante la intervención. Esta conciliación debe permitir identificar los activos no amortizados y definir su tratamiento económico y patrimonial antes de que finalice la licencia transitoria.
6. Formalizar la gestión de mantenimiento mediante órdenes de trabajo registradas en un sistema institucional, vinculadas al código de incidencia, al personal asignado, a los materiales consumidos, a la evidencia fotográfica y al cierre técnico. Los grupos de mensajería pueden utilizarse como apoyo operativo, pero no como el único mecanismo de control.
7. Establecer un programa de mantenimiento basado en la criticidad, con énfasis en la corrosión por salinidad, las estructuras deterioradas, las protecciones, los sistemas de puesta a tierra y los ramales de mayor impacto en la continuidad del servicio.

8. Revisar la suficiencia de personal y fortalecer la capacitación en seguridad eléctrica, maniobras en media tensión, protecciones, operación de reconectores, mantenimiento preventivo y respuesta ante incidencias.

9.3 COMERCIAL

9.3.1 Reducción de la Facturación por Promedio

El Porcentaje de Facturación Promediada (PFP) se mantuvo por encima de la tolerancia del 5% establecida en el artículo 65 de la NT-CD durante todo el período. La conclusión del proceso de normalización del parque de medición, la gestión efectiva de las novedades de lectura y la mejora en la cobertura de campo en zonas de difícil acceso son condiciones necesarias para reducir de forma sostenida este indicador.

9.3.2 Gestión de los Saldos Reclamados

El saldo reclamado correspondiente al período mayo de 2024 a febrero de 2025 asciende a L. 36,512,547.09 y afecta a 2,104 usuarios. La definición de un mecanismo claro y oportuno para el tratamiento de estos saldos, coherente con los anuncios realizados durante el proceso de intervención, es prioritaria para restablecer la confianza de los usuarios y normalizar la situación de sus cuentas.

9.3.3 Atención de Reclamos y Reducción de Tiempos

El Indicador de Reclamos (IRC) de 27.88% y el Tiempo Promedio de Resolución (TPR) de 48.8 días superan significativamente las tolerancias del 5% y 10 días respectivamente establecidas en los artículos 65-A y 65-B de la NT-CD. La implementación de un sistema estructurado de clasificación, registro y seguimiento de reclamos, con personal suficiente y acceso efectivo al sistema comercial desde la isla, permitirá mejorar estos indicadores de forma progresiva.

9.3.4 Canales de Atención y Accesibilidad

La habilitación de un canal telefónico permanente conforme al artículo 77 del RSED y al artículo 63 de la NT-CD, así como la regularización de las jornadas de atención móvil con espacios definidos en comunidades de difícil acceso como Savannah Bight, contribuirán a mejorar la accesibilidad del servicio y a reducir la carga sobre la oficina presencial en El Cayo.



10 MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Remitir a la ENEE las recomendaciones con el fin de que presente en un plazo definido por la CREE un plan de mejora y fortalecimiento de la operación del proyecto PERLA en Guanaja.	Documento	Oficio	29	Pendiente
2	Requerir la presentación de un cronograma para la reparación y puesta en servicio de los grupos electrógenos fuera de operación, así como de las mejoras para mitigar la sobrecarga del transformador de la Fase I.	Documento	Oficio	29	Pendiente
3	Solicitar el plan de ejecución del proyecto de balanceo de la red.	Documento	Oficio	28	Pendiente
4	Solicitar la documentación con las actualizaciones realizadas en la red por la UTCD.	Documento	Oficio	28	Pendiente



No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
5	Solicitar la documentación actualizada de la operación de los restauradores en el SCADA.	Documento	Oficio	28	Pendiente
6	Dar seguimiento al proceso comercial realizado en el sistema de Guanaja	Documento	Oficio	Continuo	Pendiente