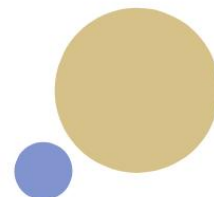




GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS
★ ★ ★ ★ ★

CRÉE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA



2026 - TRIMESTRE II

P12 PF05

**INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA
REGULACIÓN TARIFARIA, PAGO DE LA
TASA DE REGULACIÓN, SERVICIO DE
ALUMBRADO PÚBLICO Y OTRAS
OBLIGACIONES LEGALES**



Dirección de
Fiscalización

Junio 2026



CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	3
1 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE REGULACIÓN TARIFARIA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	17
2 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE REGULACIÓN TARIFARIA EN LOS SISTEMAS AISLADOS.....	26
3 INFORME FISCALIZACIÓN DEL PAGO DE LA TASA DE REGULACIÓN.....	63
4 INFORME DE SUPERVISIÓN DEL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO	73
5 INFORME DE SUPERVISIÓN DE LA APLICACIÓN DE SUBSIDIOS	86
6 INFORME DE PROCESOS SANCIONATORIOS	116
7 INFORME DE ATENCIÓN AL USUARIO.....	125
8 INFORME DE INSPECCIÓN CREE-01-2026 GUANAJA	150

RESUMEN EJECUTIVO

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) es el ente encargado de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de la normativa vigente, con el fin de garantizar la confiabilidad, continuidad y calidad del servicio eléctrico suministrado a los usuarios. La Dirección de Fiscalización de la CREE, para cumplir con los compromisos establecidos en el Plan Operativo Anual de la institución para 2026, en particular, con respecto al Producto Final 5 del Programa 12, ha elaborado el presente documento con el fin de mostrar los resultados de las actividades de fiscalización y supervisión realizadas durante el segundo trimestre de 2026. Se describen a continuación los resultados obtenidos.

1. Informe de Fiscalización de Regulación Tarifaria en el Sistema Interconectado Nacional

El presente informe documenta el acompañamiento técnico y regulatorio brindado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en el proceso de formulación del Plan Quinquenal de Negocios (PQN) correspondiente al período 2026–2030, en el marco del proceso tarifario vigente.

Durante el proceso de revisión preliminar, la CREE identificó que la propuesta inicial del PQN no cumplía con los requisitos establecidos en el Reglamento de Tarifas, particularmente en lo relativo a la suficiencia de documentación técnica, la justificación económica de los proyectos y la aplicación de análisis costo-beneficio.

Como parte del acompañamiento regulatorio, la CREE desarrolló un conjunto de actividades que incluyeron la emisión de requerimientos formales, la realización de cinco mesas de trabajo técnicas y la revisión detallada de los estudios remitidos por la ENEE. Asimismo, se definió una estructura estandarizada para el análisis técnico, económico y de costo-beneficio de los proyectos de inversión.

El proceso permitió fortalecer la alineación del PQN con los senderos de calidad técnica del servicio y reducción de pérdidas, así como mejorar la coherencia de las inversiones con los principios de prudencia, eficiencia y sostenibilidad económica establecidos en el marco regulatorio.

Sin embargo, se evidenció que persisten brechas en la completitud y robustez de la documentación de soporte de varios proyectos, lo que limita la consolidación y entrega final del Plan Quinquenal de Negocios (PQN), así como el inicio del proceso de revisión formal conforme a lo establecido en el Reglamento de Tarifas.

2. Informe de Fiscalización de Regulación Tarifaria en Los Sistemas Aislados

a. Fiscalización de los planes de negocios e inversiones en el sistema aislado de Roatán

El informe establece las bases técnicas, regulatorias y documentales para fiscalizar el plan de negocios e inversiones de Roatán Electric Company (RECO), empresa que opera el sistema aislado de Roatán y atiende los municipios de Roatán y José Santos Guardiola. Debido a que RECO integra actividades de generación y distribución, la fiscalización deberá verificar la separación técnica, contable y financiera entre ambas actividades, a fin de evitar que costos o activos se asignen indebidamente.

La aprobación del costo del servicio, la estructura tarifaria y las fórmulas de ajuste aplicables a RECO exigen que la CREE fiscalice anualmente las inversiones consideradas en la tarifa. Esta fiscalización debe comprobar no solo la existencia de las obras, sino también su inclusión en el plan aprobado, su ejecución física, la prudencia y razonabilidad de sus costos, la fecha de puesta en operación, la depreciación y su eventual reconocimiento en la Base de Activos Regulatorios.

RECO remitió información sobre inversiones y proyectos de distribución para el período 2024-2029, en respuesta al Oficio CREE-181-2026. Sin embargo, dicha información constituye un insumo inicial y requiere validación técnica, financiera, contable y tarifaria por proyecto. Por tanto, el informe concluye que aún no es posible determinar el cumplimiento del plan de inversiones ni establecer ajustes tarifarios derivados de inversiones ejecutadas, sustituidas, no realizadas o no previstas.

La preparación de la consultoría planificada para fiscalizar la ejecución de las obras asociadas al plan de inversiones presenta un avance parcial: existen antecedentes tarifarios, información inicial de RECO y Términos de Referencia preliminares. No obstante, se requiere validar la documentación remitida, solicitar aclaraciones cuando corresponda, actualizar los Términos de Referencia, definir una muestra de proyectos basada en el riesgo y dar seguimiento a la aprobación del Reglamento de Firmas Precalificadas y del Reglamento de Sistemas Aislados. La matriz de

seguimiento incluida en el informe organiza estas acciones, los responsables, los medios de verificación y los plazos estimados.

b. Supervisión de los costos de generación en el sistema aislado de Roatán

En atención a la solicitud realizada por el Departamento de Tarifas, se llevó a cabo una revisión de los costos asociados al suministro de Gas Licuado de Petróleo (LPG) utilizado por Roatán Electric Company, S.A. de C.V. (RECO) para la generación de energía eléctrica en el sistema aislado de Roatán. El objetivo de la revisión fue determinar si los distintos costos reflejados en las facturas, en particular aquellos asociados a servicios logísticos y operativos, están directamente relacionados con el suministro del combustible y, en consecuencia, si corresponde su reconocimiento dentro del cálculo tarifario. Para tal efecto, se realizó un análisis de los contratos de suministro, las facturas correspondientes al período comprendido entre febrero y abril de 2026, la documentación técnica disponible y la normativa nacional e internacional aplicable.

Desde el punto de vista regulatorio, se destaca que la Ley General de la Industria Eléctrica establece que únicamente los costos eficientes y necesarios deben trasladarse a las tarifas, excluyendo ineficiencias operativas.

El análisis confirmó que ciertos servicios logísticos, como la renta de una embarcación espaciadora, son necesarios y están directamente vinculados al proceso de descarga del LPG. Este servicio se utilizó de manera temporal debido a la indisponibilidad de la barcaza CONO por mantenimiento, lo cual fue debidamente respaldado mediante evidencia técnica.

En cuanto a la revisión de las facturas de compra desde febrero hasta abril de 2026, se estimó un costo unitario promedio del LPG de 112.43 centavos de dólar por galón para todo el periodo.

c. Supervisión de los costos de generación en el sistema aislado de Guanaja

Este informe resume las acciones realizadas en relación con la evaluación del costo del combustible y el ajuste tarifario aplicado en el sistema aislado del municipio de Guanaja. Se destacan los estudios técnicos desarrollados por esta Dirección para estimar un precio de referencia, considerando los costos logísticos desde La Ceiba y la estructura de precios vigente, excluyendo el impuesto ACPV. Con base en este



análisis, se aprobó una tarifa transitoria mediante el Acuerdo CREE-05-2025, sujeta a ajustes según el dictamen técnico solicitado a la Secretaría de Energía (SEN).

Este análisis se desarrolló con el objetivo de validar que los costos trasladados a tarifa reflejen condiciones eficientes y no incorporen sobrecostos o ineficiencias operativas, contribuyendo así a la protección de los usuarios finales y a la transparencia del proceso tarifario.

En ese sentido, el informe concluye con recomendaciones orientadas a fortalecer la coordinación interinstitucional y asegurar la disponibilidad oportuna de información para futuros procesos de revisión tarifaria. Durante el proceso de seguimiento, se recibió documentación complementaria que permitió avanzar en la verificación de los precios reportados por la ENEE. A partir de marzo de 2025, se observó una alineación de los precios facturados con los valores técnicos estimados, con una variación mínima del -6.16 % en la revisión de los meses de enero, febrero y marzo de 2026.

3. Informe Fiscalización del Pago de la Tasa De Regulación

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), a través de la Dirección de Fiscalización, desarrolla el proceso de fiscalización del pago de la Tasa de Regulación con el propósito de verificar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) y en la Norma Técnica para el Pago y Liquidación de la Tasa de Regulación por parte de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Durante el segundo trimestre de 2026 se dio continuidad a las actividades iniciadas en el primer trimestre, avanzando de la etapa de recopilación y organización de información hacia una fase de revisión, análisis y conciliación de registros relacionados con la determinación y pago de la Tasa de Regulación.

Como parte de las actividades desarrolladas, se conformó una mesa técnica de trabajo entre la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), mediante la cual se realizaron reuniones semanales orientadas a la revisión de registros de facturación, pagos efectuados y documentación asociada a la Tasa de Regulación.

Durante el período evaluado se revisaron los criterios utilizados para la determinación de la base de cálculo de la tasa, verificándose que ésta se calcula sobre los conceptos de energía, potencia, alumbrado público y comercialización. Asimismo, se avanzó en la revisión de registros de la facturación correspondientes al período comprendido entre junio de 2015 y marzo de 2026, así como en la conciliación de información correspondiente a los años 2016 al 2019.

Como resultado de las actividades realizadas, se identificaron diferencias en determinados períodos entre los registros utilizados para la determinación de la Tasa de Regulación y los pagos efectuados, particularmente en los años 2017, 2018, 2021 y 2023. Adicionalmente, se identificó la necesidad de contar con información complementaria que permita determinar la aplicación de determinadas transferencias realizadas y continuar con la validación de los saldos sujetos a conciliación.

De forma paralela, se continuó con la organización y clasificación de la información remitida por las demás empresas distribuidoras sujetas al proceso de fiscalización, fortaleciendo la base documental necesaria para las siguientes etapas de análisis y validación.

Los avances alcanzados durante el segundo trimestre permitieron fortalecer la trazabilidad de la información revisada, establecer mecanismos de coordinación interinstitucional para la conciliación de saldos y definir acciones de seguimiento para la validación de los registros asociados al pago de la Tasa de Regulación.

4. Informe de supervisión del servicio de alumbrado público

El presente informe tiene como finalidad documentar el seguimiento técnico y regulatorio a las acciones propuestas durante el primer trimestre en relación con la supervisión del servicio de alumbrado público prestado por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), en su calidad de Empresa Distribuidora.

Durante el Trimestre I, la Dirección de Fiscalización identificó aspectos que requerían atención prioritaria, entre ellos la actualización y depuración de la base de datos de luminarias, la revisión técnica de los factores de circuito encendido utilizados para estimar el consumo de energía, y la separación comercial entre el Sistema Interconectado Nacional y los Sistemas Aislados. Estas acciones fueron planteadas con el propósito de fortalecer la

trazabilidad de la información, asegurar la consistencia técnica de los cálculos y evitar el traslado de costos ineficientes a los usuarios finales.

Durante el período objeto de este informe los objetivos y antecedentes del seguimiento a las acciones propuestas durante el Trimestre I, relacionadas con la actualización y depuración de la base de datos de luminarias, la revisión técnica de los factores de circuito encendido y la separación comercial entre el Sistema Interconectado Nacional y los Sistemas Aislados. En consecuencia, dichas acciones se mantendrán como parte de las actividades prioritarias de fiscalización del siguiente trimestre, a fin de asegurar su revisión, documentación y atención conforme al marco regulatorio aplicable.

5. Informe de Supervisión de la Aplicación de Subsidios

El presente informe tiene como fin mostrar los resultados de las actividades de fiscalización y supervisión realizadas con respecto al subsidio de 150 kWh y el subsidio por ajuste tarifario durante el segundo trimestre de 2026. Se describen a continuación los resultados obtenidos.

- Sistema Interconectado Nacional
- Supervisión de la aplicación del subsidio 150 kWh

Existe un cumplimiento del Decreto Ejecutivo 004-2026 para los meses de febrero a abril 2026 por parte de los actores involucrados en la aplicación del subsidio de 150 kWh.

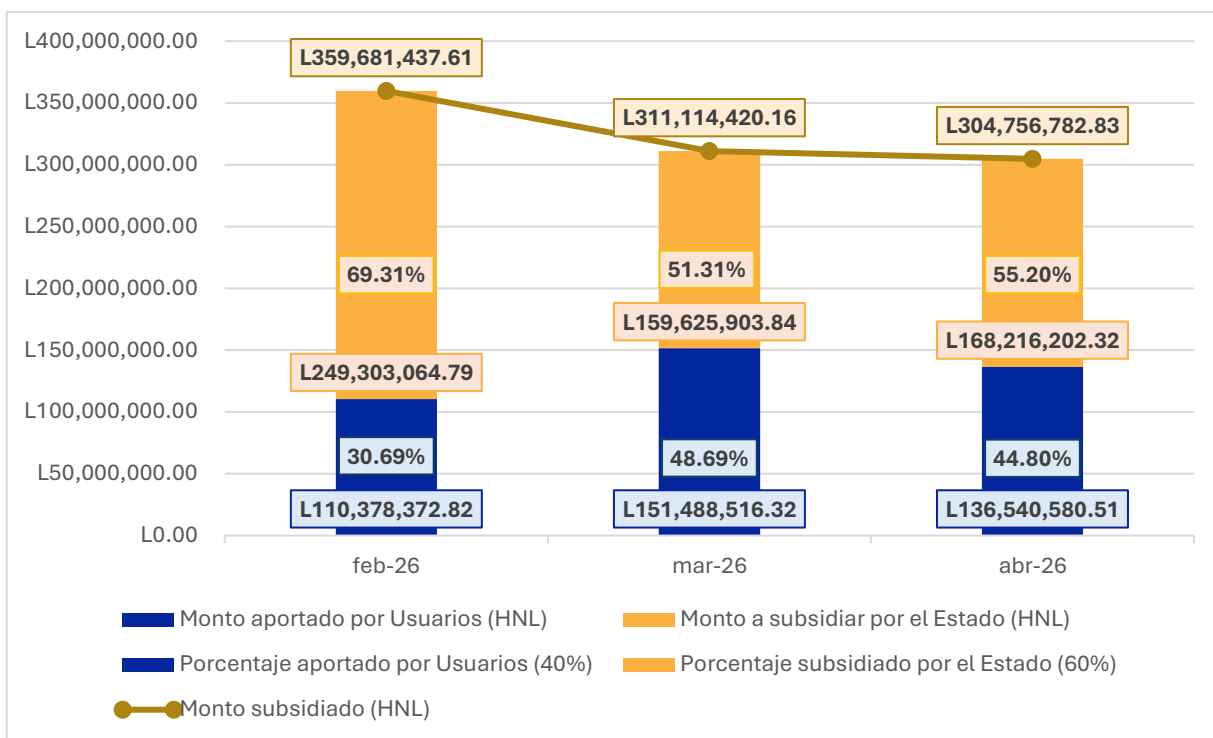


Gráfico 0-1: Resumen del subsidio de 150 kWh.
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica.

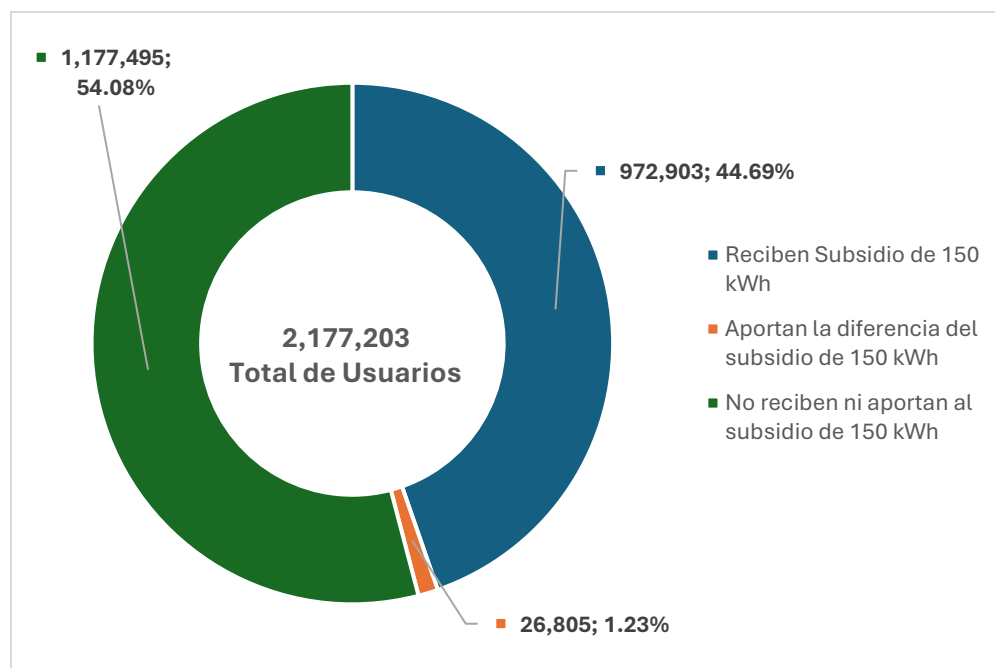


Gráfico 0-2: Resumen de usuarios abril 2026.
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica.



- **Supervisión de la aplicación del subsidio por ajuste tarifario**

Se verificó el cumplimiento de las disposiciones del Decreto Ejecutivo PCM-003-2026, PCM-010-2026 para el mes de enero 2026 evitando el traslado de los ajustes tarifarios trimestrales.

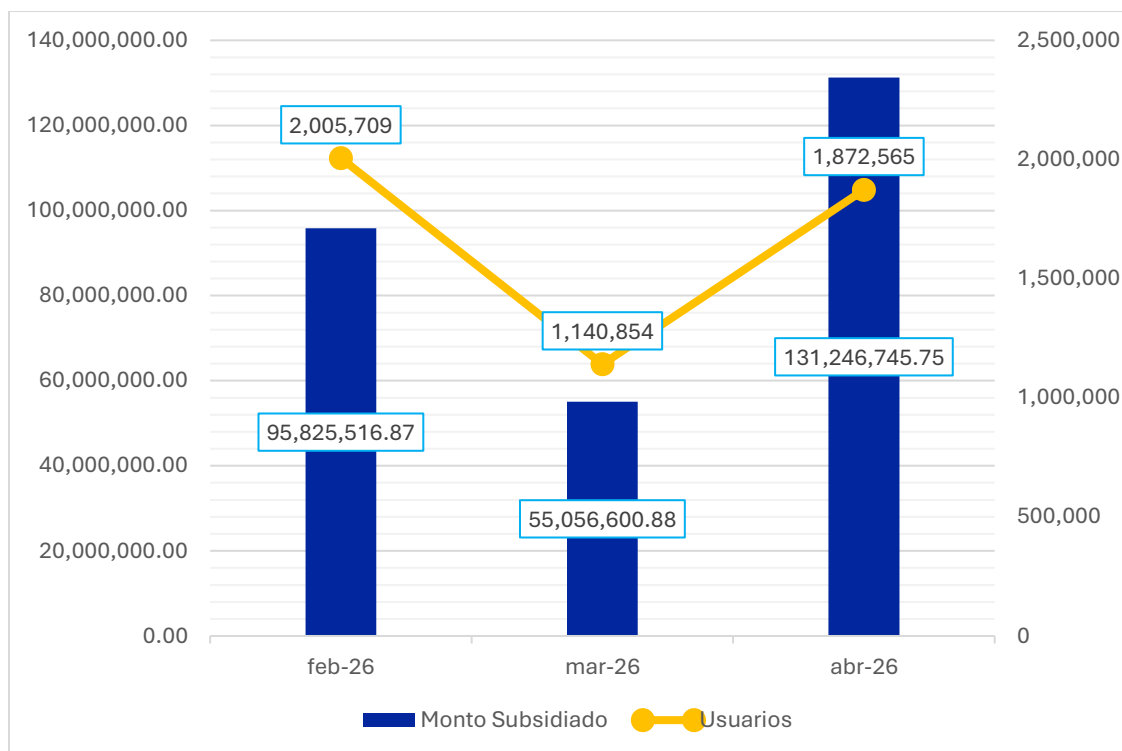


Gráfico 0-3: Aplicación de subsidio por ajuste tarifario.
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica.

- **Sistema Aislado de Guanaja**

El Decreto Ejecutivo PCM-42-2025 (para el periodo de enero a abril del año fiscal 2026) instruye la aplicación del subsidio a usuarios con consumo igual o inferior a 150 kWh para los usuarios en los sistemas aislados de Guanaja y Brus Laguna, sin embargo, debido que Brus Laguna no tiene una tarifa asignada, para el periodo de enero a abril 2026, solo se ha aplicado el subsidio a Guanaja.

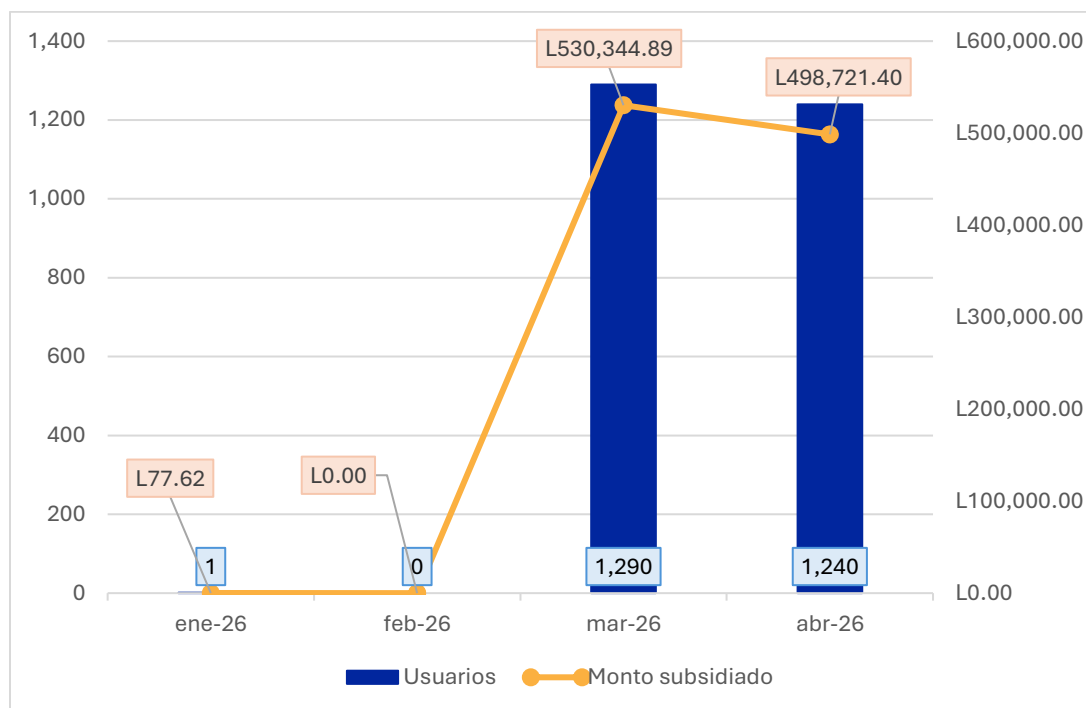


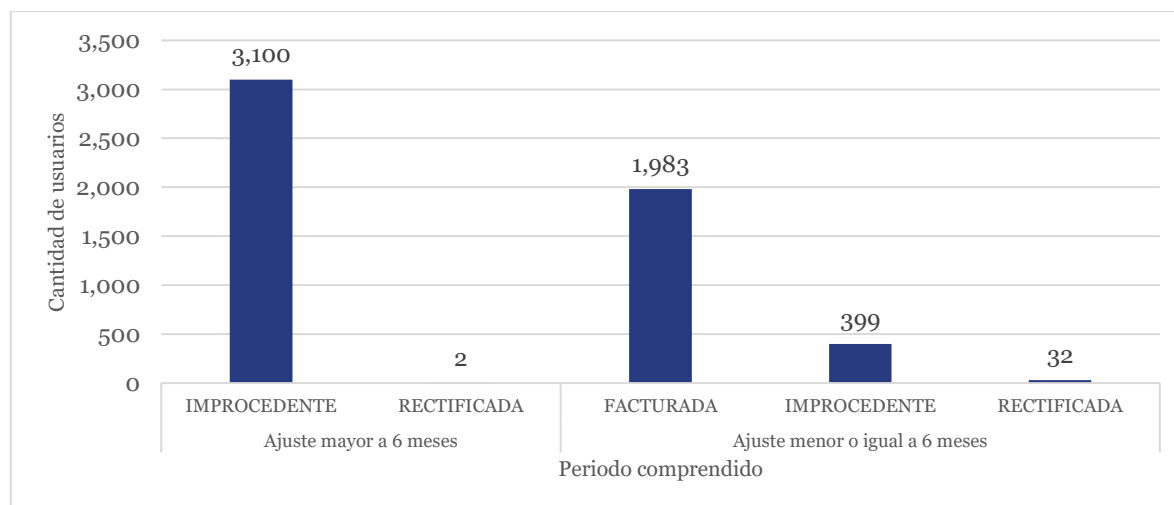
Gráfico 0-4: Resumen del subsidio de 150 kWh, Guanaja.
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

6. Informe de Procesos Sancionatorios

En el marco del seguimiento al proceso sancionatorio PS-ED-001-2024-ENEE, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) remitió, mediante el Oficio ENEEUTCD-GATC-2026-01-3716 de fecha 16 de junio de 2026, la base de datos actualizada correspondiente al universo de 5,516 casos identificados conforme a los parámetros del Oficio CREE-243-2023, incluyendo el estado de ejecución de las acciones correctivas aplicadas. Respecto a los dos (2) casos que permanecían pendientes de atención, la ENEE informó la corrección del ajuste correspondiente a uno de ellos, limitándolo al período máximo de seis (6) meses, establecido en el Artículo 68 del RSED, así como la improcedencia declarada para el segundo caso.

Del análisis de la base de datos remitida, aplicando como criterio de clasificación el período máximo de seis (6) meses, establecido en el Artículo 68 del RSED, se identificaron 3,102 casos con período mayor a seis (6) meses, de los cuales 3,100 fueron clasificados como improcedentes y 2 como rectificandos; así como 2,414 casos con período menor o igual a seis (6) meses, distribuidos en 1,983 facturados, 399 improcedentes y 32 rectificandos. Con base en estos resultados, se cuenta con los elementos técnicos necesarios para dar continuidad a

las actuaciones correspondientes a la emisión de la resolución definitiva del proceso sancionatorio.



7. Informe de Atención al Usuario

Durante el segundo trimestre de 2026, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), a través del Departamento de Atención al Usuario y Agente de la Dirección de Fiscalización, dio continuidad a las actividades de supervisión, seguimiento y análisis de los reclamos presentados por los usuarios del servicio público de distribución de energía eléctrica, en cumplimiento de las funciones establecidas en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) y el Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución (RSED).

Las acciones desarrolladas permitieron fortalecer el proceso de atención mediante el seguimiento permanente de los expedientes y la coordinación con la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) a través de la Mesa Técnica Interinstitucional, contribuyendo a incrementar el porcentaje de reclamos atendidos del 60 % al 78 % respecto al cierre del primer trimestre de 2026.

En el marco del fortalecimiento del Sistema de Gestión de Reclamos (SIGR), se consolidó la implementación de las mejoras incorporadas al formulario de registro, obteniéndose por primera vez resultados estadísticos de las variables sexo, etnia, discapacidad y zona de residencia, información que amplía la capacidad de análisis y contribuye a la planificación de futuras actividades de supervisión y fiscalización.



Asimismo, se dio continuidad al análisis de los casos relacionados con esquemas de submedición, orientando las actuaciones de fiscalización para verificar el cumplimiento del marco regulatorio aplicable y del uso adecuado de las instalaciones de distribución, conforme a la normativa vigente.

En relación con los reclamos recibidos de las distintas empresas distribuidoras, se identificó que los usuarios atendidos por la Comercializadora de Energía del Caribe (COENCA) presentaron principalmente inconformidades relacionadas con el incremento en el valor de la facturación derivado de la aplicación del ajuste por combustible. La Comisión brindó la orientación técnica correspondiente a los usuarios.

Adicionalmente, el cierre de operaciones del Programa Nacional para la Reducción de Pérdidas (PNRP), oficializado el 20 de marzo de 2026, implicó la reasignación de nueve (9) gestiones pendientes a la Unidad Técnica de Control de Distribución (UTCD), lo que garantizó la continuidad de su análisis y atención.

Los resultados obtenidos durante el segundo trimestre reflejan avances en la consolidación del proceso de atención al usuario, fortaleciendo la trazabilidad de los expedientes, la coordinación interinstitucional y la generación de información para la toma de decisiones, contribuyendo a una atención más eficiente, transparente y alineada con el marco regulatorio vigente.

8. Informe de Inspección CREE-01-2026

Entre el 11 y el 14 de mayo de 2026, la Dirección de Fiscalización de la CREE, con el apoyo de la Dirección de Asesoría Jurídica, realizó una inspección al sistema eléctrico aislado del municipio de Guanaja, Islas de la Bahía. La visita se desarrolló en el marco de la fase final del proceso de intervención del sistema eléctrico operado anteriormente por Bonacco Electric Company, S. A. de C. V. (BELCO), intervención asumida por la ENEE conforme al Acuerdo SEN-41-2024.

El objetivo principal de la inspección fue verificar el estado actual de los componentes de generación y distribución, evaluar las mejoras implementadas durante el período de intervención y contar con elementos técnicos que permitieran valorar las condiciones del sistema previo al cierre de dicho proceso.



La inspección evidenció avances importantes en la capacidad de generación, la incorporación de tecnología híbrida, la operación con energía solar fotovoltaica, el almacenamiento mediante baterías y la generación térmica de respaldo. Asimismo, se verificaron intervenciones relevantes en la red de distribución, particularmente en el mantenimiento de estructuras, restauradores y puntos críticos.

Los principales resultados de la inspección evidencian avances relevantes en el sistema eléctrico de Guanaja, especialmente por la incorporación del proyecto PERLA, que integra generación solar, almacenamiento en baterías y respaldo térmico, así como por las mejoras ejecutadas en la red de distribución. No obstante, persisten riesgos técnicos y operativos importantes, entre ellos la indisponibilidad de los generadores n.º 3 y n.º 5, la operación aún manual del sistema híbrido por la falta de implementación completa del SCADA, la dependencia del soporte remoto y la cantidad limitada de personal operativo local. En cuanto a la distribución, se verificaron 39 puntos intervenidos en la red, de los cuales 23 correspondieron a cambios completos de estructuras y 16 a intervenciones parciales, lo que refleja esfuerzos importantes de mantenimiento y de corrección de condiciones críticas. Las zonas con mayor concentración de trabajos fueron Pelicano, Sandy Bay y Planta PERLA, que, en conjunto, concentraron la mayoría de las intervenciones revisadas. Estas acciones contribuyen a mejorar la confiabilidad de la red, reducir los riesgos de fallas y fortalecer la continuidad del servicio; sin embargo, se requiere complementar estos avances con documentación técnica más detallada que permita identificar el estado previo y posterior de cada activo intervenido, su nivel de criticidad, la justificación de los trabajos realizados y el impacto esperado en la operación del sistema de distribución.

9. Informe de Fiscalización del Sistema Aislado de Guanaja

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.

P12-PFo5-Po1
**INFORME DE FISCALIZACIÓN DE REGULACIÓN
TARIFARIA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO
NACIONAL**

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

Junio 2026



**GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS**
★ ★ ★ ★ ★

CRÉE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE REGULACIÓN TARIFARIA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

1.1 INTRODUCCIÓN

El Plan Quinquenal de Negocios (PQN) constituye un requisito fundamental dentro del procedimiento formal de cálculo tarifario, en tanto define la planificación de inversiones, metas operativas y financieras, y estrategias de desarrollo de la Empresa Distribuidora para un horizonte de cinco años, en concordancia con el marco regulatorio vigente. Su adecuada formulación, sustentación técnica y coherencia con los objetivos de eficiencia, reducción de pérdidas, calidad técnica del servicio y sostenibilidad económica resulta esencial para garantizar la prestación del servicio público de energía eléctrica al menor costo económico posible y con niveles adecuados de calidad y confiabilidad.

En este contexto, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) remitió a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) una propuesta preliminar de Plan Quinquenal de Negocios en el marco del proceso tarifario en curso. No obstante, la ausencia de documentación complementaria y su no conformidad con los requisitos establecidos en el Reglamento de Tarifas impidió dar inicio al proceso formal de revisión y publicación del PQN. Ante esta situación, y con el propósito de avanzar en el análisis técnico y regulatorio del documento, las direcciones de Regulación y Fiscalización de la CREE llevaron a cabo una revisión preliminar de la propuesta presentada, formulando observaciones, correcciones y recomendaciones orientadas a su mejora y alineación normativa.

El presente informe tiene por finalidad documentar el apoyo brindado por la CREE en la supervisión del Plan Quinquenal de Negocios, describiendo las actividades de revisión preliminar, los criterios técnicos y regulatorios aplicados, así como la orientación proporcionada a la Empresa Distribuidora en relación con la formulación de las inversiones, su alineación con los senderos de calidad del servicio y de reducción de pérdidas, y el cumplimiento de los principios de prudencia y eficiencia establecidos en el Reglamento de Tarifas. De esta forma, este informe sirve como respaldo técnico del acompañamiento realizado por la CREE durante la etapa de análisis y supervisión del PQN.

1.2 OBJETIVOS

El objetivo principal de este informe es detallar el apoyo brindado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en la elaboración del Plan Quinquenal de Negocios (PQN), asegurando que las inversiones propuestas cumplan con los criterios técnicos, regulatorios y de eficiencia económica establecidos en el Reglamento de Tarifas.

Objetivos específicos:

1. Fiscalizar el Plan Quinquenal de Negocios (PQN), con el fin de asegurar que las inversiones propuestas y ejecutadas cumplan con los criterios técnicos, regulatorios y de eficiencia económica establecidos en el Reglamento de Tarifas vigente.
2. Evaluar la coherencia de las inversiones planificadas con el cumplimiento de los senderos de calidad técnica del servicio y de reducción de pérdidas, así como con los tipos de proyectos y criterios de planeación establecidos en el Reglamento de Tarifas.
3. Garantizar que el acompañamiento brindado a la Empresa Distribuidora favorezca la prudencia, eficiencia y cumplimiento de metas físicas y financieras en las inversiones contempladas en el PQN

1.3 MARCO LEGAL

Entre las disposiciones legales, reglamentarias y procedimientos técnicos aplicables al desarrollo de las actividades de inspección descritas en el presente informe se identificaron las siguientes:

- a. Mediante del Decreto Legislativo número 404-2013 se aprobó la Ley General de la Industria Eléctrica (“LGIE” o “Ley”), publicada en el diario oficial “La Gaceta” en fecha 20 de mayo del 2014 y reformada mediante Decreto Legislativo No. 46-2022. El objeto de dicha Ley es regular las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en el territorio de la República de Honduras. Cabe mencionar que la Ley General de la Industria Eléctrica establece en su artículo 4 que, las empresas del subsector eléctrico están obligadas a cumplir en tiempo y forma con las normas de calidad en el servicio establecidas y con todos los requisitos de las normas legales y reglamentarias vigentes que les sean aplicables.
- b. El Reglamento de Tarifas, aprobado mediante la Resolución 148-2019, publicado en el diario oficial la Gaceta en 24 de junio de 2019, establece en su Título 2 el



procedimiento general del cálculo tarifario de una empresa distribuidora. Asimismo, entre otros aspectos:

- Establece en su artículo 13 la presentación del plan quinquenal de negocio (PQN), propuesta de estructura tarifaria e información adicional para el cálculo tarifario.
 - Establece en su artículo 14 que la CREE publicará en su sitio web los documentos con los estudios requeridos en el Artículo 13, para recibir observaciones de personas interesadas durante un lapso de 30 días.
 - Establece en su artículo 19 el contenido mínimo que debe contener del plan quinquenal de negocios.
 - Establece en su artículo 20 los criterios generales que la Empresa Distribuidora debe aplicar para la formulación y presentación del Plan de Inversiones.
- c. Establece en su artículo 42 los principios para la aprobación de las inversiones previstas en el Plan Quinquenal de Negocios

1.4 ANTECEDENTES

1. En 2025 la CREE brindó acompañamiento técnico a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en el proceso de formulación de los senderos de calidad técnica del servicio y de los senderos de reducción de pérdidas del sistema de distribución.
2. La ENEE remitió a la CREE la propuesta del plan quinquenal de negocios (PQN) para su revisión preliminar mediante el oficio número GD-499-11-2025. En aras de avanzar en la revisión, la CREE, a través de las direcciones de Regulación y de Fiscalización, realizó una revisión preliminar de la propuesta presentada y formuló un requerimiento denominado “VAD 2025” en el que se señalaron observaciones y recomendaciones orientadas a la mejora y adecuación del documento a la normativa vigente.
3. La CREE sostuvo tres reuniones con ENEE, realizadas los días 18 de febrero y 4 y 19 de marzo de 2026, en las cuales se definió el alcance y se aseguró la alineación del PQN con el marco regulatorio vigente.
4. La ENEE presentó el 25 de marzo de 2026 la tabla preliminar de los proyectos contemplados en el plan de inversión del quinquenio 2026–2030 con sus respectivos costos globales; no obstante, la CREE identificó que los proyectos no contaban con



- la justificación técnica y económica suficiente para respaldar las inversiones planteadas.
5. La CREE sostuvo una mesa de trabajo con la ENEE el 20 de abril de 2026 con el propósito de establecer y formalizar los compromisos de entrega del cronograma de trabajo y la totalidad del Plan Quinquenal de Negocios.
 6. La CREE, mediante el requerimiento "VAD 2025 Req-2" de fecha 30 de abril de 2026, solicitó formalmente a la ENEE la remisión de los estudios de factibilidad que esta manifestaba tener concluidos, los cuales representaban el 70% del total de proyectos contemplados en el PQN.
 7. En respuesta, el 5 de mayo de 2026 la ENEE remitió únicamente el 54% de los proyectos acompañados de sustento técnico, pero sin incluir el análisis costo-beneficio requerido para respaldar la viabilidad económica de las inversiones propuestas.
 8. La CREE sostuvo el 18 de mayo de 2026 una quinta mesa de trabajo con la ENEE, en la cual se definió una estructura base estandarizada para el análisis técnico, económico y de costo-beneficio de los proyectos del PQN, tomando como referencia el estudio de factibilidad de la Subestación Térmica Sulzer. Asimismo, la ENEE adquirió el compromiso de remitir el cronograma de entrega de los estudios técnicos pendientes y del informe final del Plan Quinquenal de Negocios en su totalidad.
 9. La CREE remitió el 25 de mayo de 2026 la revisión de la totalidad de los estudios presentados por la ENEE el 5 de mayo de 2026, incorporando observaciones detalladas para cada proyecto con el fin de asegurar la prudencia, eficiencia y justificación técnico-económica de las inversiones propuestas en el Plan Quinquenal de Negocios.

1.5 PROCEDIMIENTO

La CREE brindó acompañamiento técnico a la ENEE en la formulación de los senderos de calidad técnica del servicio y de reducción de pérdidas del sistema de distribución durante 2025.

La ENEE remitió la propuesta del Plan Quinquenal de Negocios mediante el oficio GD-499-11-2025, ante lo cual la CREE, a través de las Direcciones de Regulación y de Fiscalización, realizó una revisión preliminar del documento y formuló el requerimiento "VAD 2025", en



el que se señalaron observaciones y recomendaciones orientadas a la mejora y adecuación de la propuesta a la normativa vigente.

Con el propósito de orientar a la ENEE en la atención de dichas observaciones y verificar el avance en la elaboración del PQN, la CREE sostuvo tres mesas de trabajo presenciales los días 18 de febrero, 4 y 19 de marzo de 2026, en las cuales se orientó el alcance del plan y su alineación con el marco regulatorio vigente. Como resultado de ese proceso, la ENEE presentó el 25 de marzo de 2026 la tabla preliminar de proyectos contemplados en el plan de inversión del quinquenio 2026–2030 con sus respectivos costos globales; no obstante, la CREE identificó que los proyectos no contaban con la justificación técnica y económica suficiente para respaldar las inversiones planteadas.

A fin de formalizar los compromisos necesarios para avanzar en la elaboración del PQN, la CREE sostuvo una cuarta mesa de trabajo con la ENEE el 20 de abril de 2026, en la que se establecieron y formalizaron los compromisos de entrega del cronograma de trabajo y la totalidad del Plan Quinquenal de Negocios. Seguidamente, mediante el requerimiento "VAD 2025 Req-2" de fecha 30 de abril de 2026, la CREE solicitó formalmente la remisión de los estudios de factibilidad que la ENEE manifestaba tener concluidos, correspondientes al 70% del total de proyectos del PQN. En respuesta, el 5 de mayo de 2026 la ENEE remitió únicamente el 54% de los proyectos con sustento técnico, pero sin incluir el análisis costo-beneficio requerido para respaldar la viabilidad económica de las inversiones propuestas.

Para subsanar dicha deficiencia, la CREE sostuvo el 18 de mayo de 2026 una quinta mesa de trabajo con la ENEE, en la cual se definió una estructura base estandarizada para el análisis técnico, económico y de costo-beneficio de los proyectos, estableciendo una estructura como referencia, y se formalizó el compromiso de la ENEE de remitir el cronograma de entrega de los estudios pendientes y de la totalidad del PQN.

1.6 RESULTADOS

Como resultado del apoyo brindado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica en la elaboración del Plan Quinquenal de Negocios (PQN) por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, se obtuvieron los siguientes resultados:

- Se reforzó la alineación de los proyectos de inversión orientados a la mejora de la calidad del servicio y a la reducción de pérdidas con las metas definidas en los senderos de



calidad técnica del servicio y en el sendero de pérdidas del sistema de distribución para el quinquenio 2026–2030.

- Se fortaleció la aplicación de los criterios generales para la elaboración del Plan de Inversiones, promoviendo que las inversiones propuestas respondan a un horizonte de planeación de cinco años, sean integrales, técnica y económicamente eficientes, y coherentes con las metas del ciclo tarifario, verificando su prudencia y eficiencia en costos unitarios.
- Se definió una estructura base estandarizada para el análisis técnico, económico y de costo-beneficio de los proyectos del PQN, con el propósito de garantizar la solidez y justificación de las inversiones propuestas, asegurando que estas se orienten a la prestación de un servicio de óptima calidad técnica al menor costo posible para los usuarios del sistema de distribución.
- Se revisó la totalidad de los estudios técnicos remitidos por la ENEE, formulando observaciones detalladas para cada proyecto con el fin de asegurar la prudencia, eficiencia, el cumplimiento de metas financieras y la debida justificación técnico-económica de las inversiones propuestas.
- Se estableció un espacio de coordinación y seguimiento mediante cinco mesas de trabajo presenciales, que permitió brindar acompañamiento continuo a la Empresa Distribuidora durante el proceso de elaboración del PQN, verificar avances y formalizar compromisos de entrega orientados a asegurar la oportuna conclusión del plan.

1.7 CONCLUSIONES

1. El acompañamiento técnico y regulatorio brindado por la CREE permitió orientar la estructura del Plan Quinquenal de Negocios (PQN) conforme a los requerimientos establecidos en el Reglamento de Tarifas, logrando una mejora progresiva de su estructura y consistencia, así como su alineación con las metas de la empresa distribuidora para el quinquenio 2026–2030, representadas por los senderos de calidad técnica del servicio y de reducción de pérdidas.
2. Las mesas de trabajo han permitido fiscalizar que los proyectos del PQN tengan un sustento técnico, económico y que cumplan con el análisis costo-beneficio de modo que la empresa distribuidora pueda prestar un servicio de calidad al menor costo posible conforme establece el reglamento de tarifas.



3. El proceso de revisión preliminar del plan de inversiones permitió fortalecer la aplicación de los principios de prudencia y eficiencia, así como el enfoque hacia el cumplimiento de las metas financieras de la empresa distribuidora; sin embargo, este proceso también ha incidido en la extensión de los plazos para la consolidación, completitud y presentación formal del Plan Quinquenal de Negocios (PQN).

1.8 RECOMENDACIONES

1. La ENEE debe adoptar formalmente la estructura estandarizada para los proyectos de su plan de inversión, de manera que se asegure la incorporación del sustento técnico y económico, así como el análisis de costo-beneficio en la formulación y evaluación de los proyectos.
2. La ENEE debe elaborar el PQN de negocios cumpliendo con principios de prudencia en las inversiones, eficiencia de costos unitarios y el cumplimiento de metas físicas y financieras conforme a lo establecido en el Reglamento de Tarifas.
3. La ENEE debe presentar la totalidad del Plan Quinquenal de Negocios (PQN) de manera formal a la brevedad posible, a fin de que la CREE pueda iniciar su revisión formal conforme a lo establecido en el artículo 16 del Reglamento de Tarifas y permitir la ejecución oportuna de la planificación correspondiente al horizonte 2026–2030.

1.9 MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Brindar apoyo técnico y regulatorio en la fiscalización de la elaboración del PQN.	Reuniones	Informes	De manera continua hasta la entrega formal del PQN.	En proceso.
2	Solicitar cronogramas de entrega de la versión final del PQN.	Documento	Oficios	Julio 2026	En proceso.



No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
3	Revisión formal y publicación del PQN.	Oficio	Oficio e informe	Julio 2026.	En proceso.

P12-PF05-PI02
**INFORME DE FISCALIZACIÓN DE REGULACIÓN
TARIFARIA EN LOS SISTEMAS AISLADOS**

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



Junio 2026



**GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS**
★ ★ ★ ★ ★

CRÉE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE REGULACIÓN TARIFARIA EN LOS SISTEMAS AISLADOS

2.1 INTRODUCCIÓN

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como la entidad reguladora del subsector eléctrico, cuyas funciones incluyen definir la metodología para el cálculo de las tarifas y vigilar su aplicación, así como aprobar, ajustar y poner en vigencia las tarifas resultantes.

Asimismo, la LGIE otorga a la CREE funciones de supervisión y fiscalización, por lo cual, el presente informe desarrolla un análisis de la supervisión de los costos de generación mediante la revisión de los precios del diésel y de la estructura del LPG, específicamente en Guanaja y Roatán. Este análisis se vuelve esencial en sistemas aislados, ya que en la tarifa los costos de generación podrían representar más del 60 % y dichos sistemas dependen en gran medida de combustibles fósiles.

Como parte de las actividades de fiscalización asociadas al proceso tarifario, el informe también analiza el grado de ejecución del Plan de Negocio e Inversiones de Roatán Electric Company (RECO), con el propósito de verificar que las inversiones consideradas para la determinación tarifaria hayan sido ejecutadas de manera oportuna, eficiente y prudente, y conforme al alcance aprobado. Dado que RECO opera un sistema aislado e integra actividades de generación y distribución, la fiscalización deberá preservar la separación técnica, contable y financiera entre ambas actividades, conforme a la Ley General de la Industria Eléctrica.

Cabe señalar que los sistemas aislados de Útila y Brus Laguna no cuentan actualmente con una tarifa aprobada, por lo que su evaluación tarifaria no forma parte del presente informe.

2.2 OBJETIVOS

2.2.1 *Objetivo general*

Fiscalizar el cumplimiento de la regulación tarifaria aplicable a las empresas distribuidoras que operan sistemas aislados, mediante la verificación de los costos reconocidos para la prestación del servicio eléctrico y del cumplimiento de las obligaciones regulatorias que inciden en la determinación de las tarifas.



2.2.2 Objetivos específicos

1. Verificar el cumplimiento de los planes de negocios e inversiones aprobados por la CREE, evaluando la ejecución de las actividades, los proyectos y los compromisos regulatorios asumidos por la empresa distribuidora.
2. Evaluar la procedencia y la razonabilidad de los costos de generación trasladados a la tarifa de los usuarios finales, verificando que correspondan a costos eficientes y reconocibles conforme al marco regulatorio vigente.

2.3 FISCALIZAR LOS PLANES DE NEGOCIOS E INVERSIONES EN EL SISTEMA AISLADO DE ROATÁN

2.3.1 Introducción

El presente apartado consolida el marco legal, los antecedentes tarifarios y las actuaciones preparatorias realizadas por la CREE para desarrollar la fiscalización anual del plan de inversiones de RECO. Asimismo, identifica la información disponible, las condiciones institucionales pendientes y las acciones requeridas para estructurar una consultoría que permita verificar la ejecución física, financiera, contable y tarifaria de las inversiones reportadas para el período 2025-2029.

2.3.2 Objetivos

2.3.2.1 Objetivo general

Establecer las bases técnicas, regulatorias y documentales necesarios para fiscalizar el cumplimiento del plan de negocios e inversiones de RECO en el sistema aislado de Roatán.

2.3.2.2 Objetivos específicos

1. Consolidar el marco legal aplicable a la fiscalización anual de las inversiones y a su eventual reconocimiento tarifario.
2. Identificar los desafíos asociados a la aprobación de la estructura tarifaria, de las fórmulas de ajuste y del plan de inversiones de RECO.
3. Revisar la información remitida por RECO en respuesta al Oficio CREE-181-2026, a fin de determinar su suficiencia para la fiscalización.
4. Definir los elementos mínimos de trazabilidad técnica, financiera, contable y tarifaria que deberán verificarse en cada proyecto.

5. Identificar las condiciones previas necesarias para actualizar los Términos de Referencia y ejecutar la consultoría de fiscalización.
6. Establecer una matriz de seguimiento para controlar las acciones, los documentos y las decisiones pendientes.

2.3.3 Marco legal

En esta sección se enuncian el marco legal asociado a la fiscalización del plan de negocio e inversiones:

1. Mediante el Decreto Legislativo número 404-2013 se aprobó la Ley General de la Industria Eléctrica (“LGIE” o “Ley”), publicada en el diario oficial “La Gaceta” el 20 de mayo de 2014, y fue reformada mediante varios decretos. El objeto de dicha Ley es regular las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en el territorio de la República de Honduras y deroga la Ley Marco del Subsector Eléctrico y todas las disposiciones contenidas en otras leyes y decretos que se opusieran a lo establecido en la Ley, exceptuando la Ley Especial Reguladora de Proyectos Públicos de Energía Renovable.
2. El artículo 14 de la Ley define que las empresas distribuidoras que sirven sistemas aislados, que son aquellas que no se encuentran conectadas al Sistema Interconectado Nacional, tienen la facultad de tener sus propias centrales generadoras, asimismo poseen la obligación de llevar contabilidades separadas para las actividades de generación y de distribución. Cabe mencionar que, en la Ley, fuera de las disposiciones mencionadas anteriormente, se establece que las empresas distribuidoras que sirven sistemas aislados y las que participan en el Sistema Interconectado Nacional tienen las mismas obligaciones y requisitos para su operación y funcionamiento.
3. El artículo 18 de la Ley establece que las tarifas deben reflejar los costos de generación, transmisión, distribución y demás componentes aprobados por la CREE, y deben estructurarse de manera que promuevan el uso racional y eficiente de la energía eléctrica. Asimismo, establece que en ningún caso se trasladará a los usuarios, a través de las tarifas, cualquier ineficiencia operativa o administrativa de las empresas del subsector eléctrico, sean públicas, privadas o mixtas.
4. El artículo 19 del Reglamento de Tarifas, aprobado mediante Resolución CREE-148-2019, establece que la Empresa Distribuidora debe presentar un Plan de Inversiones



para el Ciclo Tarifario, indicando para cada año los proyectos de inversión que se realizarán, considerando los siguientes tipos de proyectos: a. Tipo I: proyectos de inversión para ampliación de capacidad a través del reemplazo de activos existentes; b. Tipo II: proyectos de inversión para atender nuevas demandas, sin reemplazo de activos existentes; c. Tipo III: proyectos de inversión para reemplazar activos existentes, sin aumento de capacidad del sistema; d. Tipo IV: proyectos de inversión motivados en la mejora de la calidad del servicio y/o reducción de pérdidas. Asimismo, la Empresa Distribuidora debe asignar cada uno de los proyectos de inversión a los tipos establecidos y deberá presentar también un cronograma general de las inversiones a realizar y su localización

5. El artículo 48 del Reglamento de Tarifas establece que el cumplimiento del Plan de Inversiones aprobado será fiscalizado en forma anual con base en información trimestral que deberá reportar la Empresa Distribuidora a la CREE conforme con los lineamientos establecidos en el mismo reglamento.
6. El artículo 50 del Reglamento de Tarifas establece que cuando la Empresa Distribuidora identifique o ejecute inversiones no previstas en el Plan, estas podrán incorporarse en sustitución de otras siempre que, junto con la información trimestral, presente la justificación correspondiente y la CREE verifique que dichas modificaciones cumplen con los criterios de prudencia y eficiencia en el costo; en caso de aprobar los ajustes, la CREE emitirá la resolución actualizada del Plan conforme a los principios aplicables.
7. El artículo 51 del Reglamento de Tarifas establece que las inversiones no previstas en el Plan deben ser informadas a la CREE en un plazo máximo de 30 días y solo podrán integrarse a la Base de Activos Regulatorios (BAR) si cumplen los criterios de pertinencia, prudencia y razonabilidad de costos. Para su incorporación al cálculo tarifario existen dos mecanismos: cuando el monto de las inversiones no previstas es menor al de las previstas no realizadas, dicho monto se descuenta del ajuste establecido en el Artículo 52; mientras que, si el monto de las inversiones no previstas supera al de las previstas no ejecutadas, no aplica compensación y el excedente se incorpora a la BAR al inicio del siguiente ciclo tarifario.
8. El artículo 52 del Reglamento de Tarifas establece que, cuando la Empresa Distribuidora incumpla inversiones comprometidas en el Plan, debe aplicarse un ajuste tarifario para



compensar a los usuarios por las inversiones incluidas en el Cálculo Tarifario, pero no ejecutadas. Este ajuste, que se aplica sobre el valor agregado de distribución unitario máximo (P_o) en cada revisión tarifaria, se determina recalculando la tarifa máxima excluyendo las inversiones no realizadas e incorporando las autorizadas no previstas; luego se obtiene la diferencia entre el P_o aprobado y el recalculado, se estima el excedente de ingresos anual asociado a dicha diferencia y a la energía distribuida, se actualiza dicho excedente a la fecha de inicio del nuevo ciclo tarifario mediante la Tasa de Actualización del Capital, y finalmente el monto actualizado se descuenta del Ingreso Requerido para la determinación de la tarifa del siguiente período.

9. El artículo 155 del Reglamento de Tarifas establece para las empresas en sistemas aislados que “... A fines del mes de enero de cada año, la Empresa Distribuidora presentará a la CREE los siguientes documentos referentes al año anterior: a. Cálculo del costo del servicio de energía eléctrica en la Zona de Operación; b. Estructura tarifaria aplicada; c. Fórmulas de ajuste de tarifas aplicadas”, debiendo además adjuntar toda la información que permita justificar los valores presentados. Asimismo, en el artículo 156 del Reglamento se establece que “La CREE verificará que el costo de servicio, la Estructura Tarifaria y las fórmulas de ajuste presentadas por la Empresa Distribuidora se ajusten a los principios de eficiencia y prudencia, considerando las condiciones particulares de operación de un Sistema Aislado” y en el artículo 157 se establece que “Con la información recibida de la Empresa Distribuidora, la CREE revisará y aprobará el costo de servicio, Estructura Tarifaria las fórmulas de ajuste en un plazo no mayor a 60 días. Durante dicho período, la CREE podrá solicitar a la Empresa Distribuidora aclaraciones o ampliaciones de información, las cuales deberán ser respondidas en un plazo no superior a 15 días.

2.3.4 Antecedentes

La empresa Roatán Electric Company (RECO) es la distribuidora responsable de prestar el servicio eléctrico en la isla de Roatán, en el departamento de Islas de la Bahía. Al operar como un sistema aislado, RECO integra las actividades de generación y distribución para atender a los municipios de Roatán y de Santos Guardiola. A continuación, se describen los hechos relevantes asociados al proceso de aprobación de la estructura y pliego tarifario de RECO:



1. En julio de 2024, la CREE requirió a RECO la presentación de su propuesta de pliego tarifario para el año 2025, junto con la información técnica, financiera y operativa necesaria para sustentar el estudio tarifario.
2. En fecha 04 de noviembre de 2025, se llevó a cabo la audiencia pública en la isla de Roatán para dar a conocer a la población los valores del pliego tarifario que la CREE estaría próxima a aprobar, conforme a lo establecido en la normativa vigente.
3. En fecha 28 de noviembre de 2025, la CREE, mediante el Acuerdo CREE-150-2025, aprobó el costo del servicio y la estructura tarifaria que RECO aplicará a sus usuarios finales en los municipios de Roatán y José Santos Guardiola, del Departamento de Islas de la Bahía.
4. En fecha 12 de febrero de 2026, la CREE, mediante el Acuerdo CREE-04-2026, aprobó las fórmulas de ajuste de la estructura tarifaria que RECO aplica a sus usuarios finales en los municipios de Roatán y José Santos Guardiola.

En 2026, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica tiene previsto realizar una consultoría que incluirá la ejecución detallada del plan de inversiones del sistema aislado de Roatán. Sin embargo, para poder realizar la consultoría, en paralelo se tienen que lograr los siguientes desafíos:

1. El 9 de abril de 2026, Se sostuvo una reunión con la Dirección de Asesoría Jurídica y el Departamento de Tarifas, con el propósito de revisar y retroalimentar el borrador de los términos de referencia de la “Consultoría para la fiscalización del cumplimiento de inversiones en el Sistema Aislado de Roatán aprobado”. Durante la reunión se analizaron los objetivos y el alcance de la consultoría, así como temas relacionados con el Reglamento de Tarifas (RT) y la posible modificación de artículos del Reglamento de Sistemas Aislados (RSA), aún pendiente de aprobación.
2. El 16 de abril de 2026 se llevó a cabo una reunión con la Dirección de Regulación para analizar la propuesta de modificación de ciertos artículos del Reglamento de Sistemas Aislados (RSA), aún pendientes de aprobación, con el propósito de valorar la incorporación de disposiciones necesarias para verificar la ejecución del plan de inversiones.
3. El 25 de mayo de 2026, esta Comisión remitió a RECO el oficio CREE-181-2026, mediante el cual se solicitó información sobre el Plan de Inversión de la empresa.



4. El 8 de junio de 2026, se llevó a cabo una reunión entre la Dirección de Regulación y el equipo de Fiscalización, con el propósito de abordar la propuesta de modificación de ciertos artículos del Reglamento de Sistemas Aislados (RSA).
5. El 8 de junio de 2026, se presentaron ante el Directorio de Comisionados los Términos de Referencia (TDR) para la fiscalización de las inversiones de RECO. Asimismo, se abordaron temas de cumplimiento obligatorio previos a la ejecución de dichos TDR, entre ellos la necesidad de contar con la información requerida a RECO mediante el oficio CREE-181-2026, así como la aprobación del Reglamento de Precalificación de Empresas Consultoras y del Reglamento de Sistemas Aislados.
6. El 9 de junio de 2026, la empresa RECO remitió a esta Comisión la respuesta al oficio CREE-181-2026, en la que compartió el detalle de las inversiones y de los proyectos a realizar en el período 2024-2029 en la red de distribución.
7. El 12 de junio de 2026, se realizó la última reunión con el equipo de Regulación para tratar la propuesta de modificación del RSA.
8. El 17 de junio se sostuvo una reunión con la Dirección de Asesoría Jurídica y el Departamento de Tarifas para revisar la información remitida por RECO en respuesta al oficio CREE-181-2026, con el propósito de validarla de cara a la consultoría prevista.

2.3.5 Resultados

El marco regulatorio establece que la fiscalización de las inversiones aprobadas debe realizarse anualmente, a partir de la información trimestral remitida por la Empresa Distribuidora. El proceso no se limita a comprobar la existencia física de una obra; debe determinar si la inversión fue prevista en el plan aprobado, si fue ejecutada conforme a su alcance, si sus costos son prudentes y eficientes, y si corresponde su incorporación o permanencia en la Base de Activos Regulatorios.

La aprobación del costo del servicio, de la estructura tarifaria y de las fórmulas de ajuste aplicables a RECO hace necesario verificar que las inversiones consideradas en el estudio tarifario produzcan los beneficios comprometidos para los usuarios. En consecuencia, la fiscalización debe evaluar la correspondencia entre las inversiones reconocidas tarifariamente, los activos efectivamente incorporados, la fecha de puesta en operación, la vida útil, la depreciación acumulada y la mejora verificable en la capacidad, la calidad, la continuidad o la reducción de pérdidas.



Con el propósito de fortalecer el marco regulatorio y dotar a la Comisión de las herramientas necesarias para la adecuada fiscalización del Plan de Negocio y del Plan de Inversiones en los sistemas aislados, esta dirección impulsó diversas gestiones de carácter normativo e institucional. Como resultado de dichas acciones, se avanzó en la modificación del Reglamento de Sistemas Aislados (RSA), incorporando disposiciones orientadas a brindar mayor claridad normativa al proceso de fiscalización del Plan de Negocio y del Plan de Inversiones en los sistemas aislados. Este ajuste constituye un avance sustantivo, en tanto fortalece el marco regulatorio aplicable y permite definir con mayor precisión los criterios, alcances y mecanismos necesarios para verificar el cumplimiento de las inversiones comprometidas.

Asimismo, se destaca como logro el trabajo coordinado entre la Dirección de Asesoría Jurídica, la Dirección de Regulación y la Dirección de Fiscalización en la elaboración del Reglamento de Firmas Precalificadas. Dicho instrumento resulta fundamental para viabilizar el proceso de fiscalización del Plan de Inversiones, conforme a lo establecido en el Reglamento de Tarifas (RT) y en el nuevo Reglamento de Sistemas Aislados, asegurando que las consultorías especializadas se desarrollen conforme a criterios de idoneidad, transparencia y rigor técnico.

Por otra parte, se alcanzó un avance significativo con la remisión, por parte de la empresa RECO, de un detalle más amplio de las inversiones previstas para el período 2025-2029. Esta información permite contar con una base más robusta para el análisis técnico y facilita el cumplimiento de los objetivos de la consultoría prevista, al proporcionar mayor claridad sobre los proyectos, montos, alcances y prioridades asociados al plan de inversiones en la red de distribución.

2.3.6 Conclusiones

1. La fiscalización del Plan de Inversiones constituye un mecanismo fundamental para verificar que las inversiones reconocidas tarifariamente hayan sido ejecutadas conforme a los planes aprobados, con costos eficientes y generando mejoras efectivas en la prestación del servicio eléctrico.
2. Las acciones desarrolladas permitieron fortalecer el marco regulatorio de los sistemas aislados mediante la actualización del Reglamento de Sistemas Aislados y la elaboración



del Reglamento de Firmas Precalificadas, proporcionando mayor claridad normativa y respaldo técnico al proceso de fiscalización.

3. La información adicional remitida por RECO sobre su Plan de Inversiones 2025-2029 fortalece la base técnica para la fiscalización y facilitará la validación documental y técnica de las inversiones, permitiendo evaluar de manera más precisa su cumplimiento respecto a lo aprobado y su eventual incorporación a la Base de Activos Regulatorios. No obstante, la validación documental de las inversiones deberá completarse en las siguientes etapas del proceso de fiscalización.

2.3.7 Recomendaciones

1. Validar la información remitida por RECO mediante una matriz de revisión por proyecto, identificando la información completa, inconsistente, incompleta o pendiente de aclaración.
2. Solicitar a RECO las aclaraciones o documentos faltantes, particularmente aquellos relacionados con costos ejecutados, avance físico, fechas de puesta en operación, activos capitalizados y tratamiento contable.
3. Actualizar los Términos de Referencia para que la consultoría incluya la verificación documental, la inspección física selectiva, la conciliación financiera, la revisión contable, la evaluación de la prudencia en costos y el análisis tarifario.
4. Definir una muestra de proyectos basada en el riesgo, priorizando inversiones de mayor monto, activos críticos para la continuidad del servicio, proyectos con desviaciones de costo o de plazo y obras con incidencia relevante en la tarifa.
5. Requerir que la fiscalización distinga las inversiones previstas de las no previstas, así como las inversiones ejecutadas, reprogramadas, sustituidas o no realizadas, conforme a los mecanismos establecidos en el Reglamento de Tarifas y/o en el Reglamento de Sistemas Aislados.
6. Dar seguimiento formal a la aprobación del Reglamento de Firmas Precalificadas y del Reglamento de Sistemas Aislados, a fin de asegurar que la contratación y la ejecución de la consultoría se desarrollen conforme a los instrumentos regulatorios vigentes.
7. Establecer un cronograma de trabajo con responsables, entregables, fechas de revisión y mecanismos de escalamiento para evitar que la fiscalización se limite a una revisión documental sin efectos sobre el seguimiento tarifario.



2.3.8 Matriz de seguimiento

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Verificar la información que RECO envió sobre el detalle de las inversiones.	Acción	Verificar la documentación recibida.	1. ^a semana de julio	Pendiente
2	Solicitar aclaraciones y documentos complementarios a RECO, cuando corresponda	Documento	Oficio	Abierto	Pendiente
3	Actualizar los Términos de Referencia conforme a la información validada.	Documento	Versión actualizada de los términos de referencia	2. ^a semana de julio	Pendiente
4	Solicitar a la Dirección de Asesoría Jurídica la actualización del proceso de aprobación del reglamento de firmas precalificadas	Acción	Comunicación oficial y respuesta recibida.	1. ^a semana de julio	Pendiente
5	Solicitar a la Dirección de Regulación la actualización del proceso de aprobación del Reglamento de Sistemas Aislados.	Acción	Comunicación oficial y respuesta recibida.	1. ^a semana de julio	Pendiente

2.4 SUPERVISIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA AISLADO DE ROATÁN

2.4.1 Introducción

El presente documento tiene como objetivo presentar el análisis de los costos asociados al suministro de combustible Gas Licuado de Petróleo (LPG) utilizado por la sociedad mercantil Roatán Electric Company, S.A. de C.V. (RECO) para la generación de energía eléctrica en el sistema aislado de la isla de Roatán, departamento de Islas de la Bahía.

En el marco del proceso de revisión tarifaria correspondiente al año 2026, el Departamento de Tarifas remitió a la Dirección de Fiscalización una solicitud acompañada de información relacionada con diversas facturas comerciales y cargos logísticos asociados al proceso de adquisición, importación y descarga del combustible LPG utilizado en dicho sistema aislado. En particular, respecto de dos facturas correspondientes a febrero de 2026, se solicitó determinar si las actividades y servicios reflejados en dichas facturas guardan relación directa con el suministro y manejo del combustible, y si los costos asociados debían ser considerados dentro del precio del combustible utilizado para el cálculo del pliego tarifario, también se solicitó la revisión de la estimación del cargo por alumbrado público. Asimismo, mediante una ampliación del memorándum se solicitó la revisión de todas las facturas asociadas a las compras de combustible realizadas desde febrero hasta abril de 2026.

Para efectos de este análisis, se revisó la documentación contractual correspondiente al suministro internacional de LPG, las facturas comerciales remitidas, la información adicional presentada por RECO y la normativa nacional e internacional aplicable a las operaciones marítimas, portuarias y de comercio internacional de hidrocarburos. Asimismo, se consideró el marco regulatorio del subsector eléctrico aplicable a la determinación de costos reconocibles dentro de las tarifas del servicio eléctrico.

2.4.2 Objetivos

Brindar apoyo al Departamento de Tarifas en la revisión de la estructura de costos del combustible LPG utilizado para generación de energía eléctrica en el sistema aislado.

1. Revisar la documentación comercial y técnica remitida por el Departamento de Tarifas y por RECO, correspondiente a las facturas de compra de combustible LPG y los servicios asociados al proceso de importación y descarga del mismo.

2. Identificar y clasificar los distintos componentes de costo asociados al suministro del combustible, diferenciando entre el costo directo del LPG y los costos logísticos vinculados a su abastecimiento.

2.4.3 Marco Legal

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) y sus reformas crearon a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como el ente regulador del subsector eléctrico. La cual tiene entre sus funciones, la de definir la metodología para el cálculo de las tarifas de transmisión y distribución, vigilar su aplicación, aprobar, difundir y poner en vigencia las tarifas resultantes.

El artículo 18 de la LGIE establece que el Estado supervisará la operación del subsector a través de la CREE, estando obligadas las empresas o usuarios regulados por la LGIE a proporcionarle toda la información que la CREE requiera para tal fin.

El artículo 14 de la LGIE establece que, las empresas distribuidoras que sirven sistemas aislados podrán tener sus propias centrales generadoras.

Por otro lado, el artículo 18 de la referida Ley establece que en ningún caso se trasladarán al consumidor final, vía tarifas, las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas públicas, privadas o mixtas del subsector eléctrico, sean estas de generación, transmisión o distribución.

2.4.4 Análisis Regulatorio

El marco regulatorio del subsector eléctrico hondureño define las disposiciones jurídicas que organizan, supervisan y regulan las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como las competencias de las instituciones responsables de asegurar la adecuada prestación del servicio. En este contexto, la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) constituye el instrumento normativo que estructura el sector y establece los principios regulatorios orientados a garantizar eficiencia, sostenibilidad y continuidad en el suministro eléctrico.

En aplicación de la LGIE, se creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como ente técnico regulador del subsector, responsable de, entre otras cosas, emitir la metodología tarifaria, supervisar su aplicación y aprobar las tarifas del servicio eléctrico. Estas facultades



permiten asegurar que la determinación tarifaria se base en criterios técnicos y económicos objetivos, promoviendo eficiencia en la prestación del servicio y protección a los usuarios.

La LGIE establece que las ineficiencias operativas o administrativas de las empresas del subsector eléctrico no deben trasladarse al consumidor final mediante las tarifas. En este marco, el ente regulador debe evaluar los costos reportados, reconociendo únicamente aquellos asociados a una prestación eficiente del servicio. Este principio protege a los usuarios y, simultáneamente, incentiva mejoras en la gestión técnica y administrativa de las empresas reguladas.

2.4.5 Antecedentes

1. Que la sociedad mercantil Roatán Electric Company, S.A. de C.V. (RECO) es la empresa responsable de la generación y distribución de energía eléctrica en el sistema aislado de la isla de Roatán, Islas de la Bahía.
2. Que en agosto de 2022 la Secretaría de Energía (SEN) manifestó ante la CREE su preocupación por el deterioro en la calidad del suministro eléctrico y el incremento de precios en la isla, lo que dio lugar al inicio de un proceso de inspección técnica por parte de esta Comisión.
3. Que en diciembre de 2022 la CREE efectuó inspecciones en las áreas de generación, distribución y procesos comerciales del sistema aislado de Roatán, generando los informes técnicos respectivos con sus hallazgos y recomendaciones.
4. Que en julio de 2024 la CREE requirió a RECO la presentación de su propuesta de pliego tarifario para el año 2025, junto con la información técnica, financiera y operativa necesaria para sustentar el estudio tarifario.
5. Que en agosto de 2025 la CREE aprobó el procedimiento para la conformación de una Comisión Pericial, con el propósito de resolver las discrepancias surgidas durante la revisión de la propuesta tarifaria presentada por RECO.
6. Que en fecha cuatro (04) de noviembre de 2025 en la isla de Roatán se llevó a cabo la audiencia pública para dar a conocer a la población los valores del pliego tarifario que la CREE estaría próximo a aprobar, conforme con lo establecido en la normativa vigente.



7. Que en fecha 28 de noviembre de 2025 la CREE mediante Acuerdo CREE-150-2025 aprobó el costo de servicio y estructura tarifaria que RECO aplicará a sus usuarios finales en los municipios de Roatán y José Santos Guardiola del Departamento de Islas de la Bahía.
8. Que mediante auto de requerimiento de fecha 27 de abril de 2026 la CREE solicitó a RECO información correspondiente al suministro del combustible LPG.
9. Que en fecha 13 de mayo de 2026, RECO presentó la información solicitada en fecha 27 de abril de 2026.
10. Que en fecha 22 de mayo de 2026, el Departamento de Tarifas de la Dirección de Regulación remitió a esta Dirección el memorándum No. 013-2026, mediante el cual se solicita un dictamen técnico sobre dos puntos: (i) Revisar si las facturas de febrero 000-001-01-0023XXXX y 000-001-01-0024XXXX corresponde a la renta de barco. Dicha revisión obedece a que RECO notificó que la empresa BIP no disponía de la barcaza CONO¹ durante ese período debido a trabajos de mantenimiento. (ii) Además, se debe revisar la estimación del cargo por Alumbrado Público para el cuál se adjunta el documento 'Módulo de estimación de cargo AP.xlsx' mediante el cual determina el monto de 0.5113 L/kWh por el cargo de Alumbrado Público.
11. Que en fecha 26 de mayo de 2026, el Departamento de Tarifas de la Dirección de Regulación remitió a esta Dirección una solicitud de ampliación al memorándum No. 013-2026, solicitando la revisión de las facturas correspondientes a las compras de combustible de febrero, marzo y abril de 2026.

2.4.6 Procedimiento

En seguimiento a la solicitud realizada por el Departamento de Tarifas (DT), se procedió a revisar la información remitida por dicho departamento relacionada con el proceso de compra de combustible para la generación de energía eléctrica en el sistema aislado de

¹ Un barco fijo que sirve como plataforma intermedia para poder descargar gas de un buque grande en un muelle poco profundo. La barcaza denominada “CONO” permanece atracada en la terminal de RECO.



Roatán. Asimismo, se revisó la información previamente presentada por RECO en fechas 09 de febrero de 2026 y 13 de mayo de 2026.

Por otro lado, se realizó la revisión y análisis de la información remitida correspondiente al alumbrado público.

2.4.6.1 Facturas de renta de barco febrero 2026

a) Escrito de manifestación (09 de febrero de 2026)

En fecha 19 de enero de 2026 se solicitó a RECO información correspondiente a las compras de combustible realizadas y a los costos reportados, con el fin de determinar si los mismos debían ser reconocidos en la tarifa de los usuarios finales.

En escrito de manifestación de fecha 06 de febrero de 2026 RECO manifiesta lo siguiente:

“No existen servicios discrecionales. Los servicios portuarios se encuentran regulados por la normativa tributaria y aduanera de Honduras. Adicionalmente, deben considerarse las condiciones particulares del sistema insular de Roatán, caracterizado por la escasez de profesionales especializados (capitanes) habilitados para maniobrar embarcaciones de alto calado, necesarias para la descarga de gas LPG en la operación de la sociedad ROATAN ELECTRIC COMPANY (RECO).

Servicios obligatorios:

- *Servicio de Remolque (TUG) para maniobra de ingreso a bahía, atraque y zarpe: USD 2,000.*
- *Servicio de Piloto Práctico para maniobra de ingreso a bahía, atraque y zarpe: USD 1,300.*
- *Renta de embarcación espaciadora entre muelle y buque (ocasional): USD 2,250.”*

b) Escrito de manifestación (13 de mayo de 2026)

En fecha 27 de abril de 2026 se solicitó a RECO información de la factura 001- 001-01-0000XXXX correspondiente a la segunda compra de combustible en el mes de enero de 2026, con el fin de determinar si dicho monto debía ser trasladado definitivamente a la tarifa de los usuarios finales de RECO.

Descripción del servicio:



El servicio contratado corresponde a la renta de una embarcación espaciadora, el cual responde a una necesidad operativa derivada de la ausencia de la barcaza denominada CONO, debido a que esta se encontraba en mantenimiento. Asimismo, se indica que la provisión de dicho servicio se realiza mediante la contratación de empresas que cuenten con disponibilidad de embarcaciones en la fecha requerida.

Necesidad o importancia del servicio:

RECO señaló que, durante los períodos en que la barcaza CONO se encuentra fuera de servicio, la terminal se ve en la necesidad de rentar una embarcación con características similares que permita realizar las operaciones. En este sentido, se indica que la barcaza cumple una función esencial como elemento espaciador entre el muelle y el buque, lo cual permite alcanzar la profundidad necesaria para realizar de forma segura la maniobra de atraque y la descarga del combustible. Asimismo, se establece que la renta del barco espaciador responde a una necesidad técnica, operativa y de seguridad.

Identificación del servicio y rol específico dentro de la operación:

Según RECO, el servicio corresponde a la renta de una embarcación espaciadora cuya función es actuar como elemento entre el muelle y el buque durante la operación. Esta embarcación permite mantener condiciones seguras en la maniobra de atraque y facilita la descarga del combustible. Adicionalmente, se indica que el pilotaje asociado es requerido como norma internacional para apoyar al capitán en las maniobras de ingreso y zarpe del buque.

La provisión del espaciador se contrata con Eagle Marine Roatán o con Bay Island Petroleum (BIP), según la disponibilidad que tenga cada empresa para suministrar la embarcación en la fecha requerida.

Justificación de la periodicidad y del monto facturado:

RECO indicó que la periodicidad de este servicio es no recurrente, ya que está asociada a períodos en los que la barcaza CONO se encuentra en mantenimiento en dique seco. En cuanto al monto facturado, se establece que la renta del barco espaciador se contrata conforme a condiciones de mercado y que su costo depende del número de descargas programadas y de la disponibilidad de la embarcación. Asimismo, se señala que el costo incluye la puesta a disposición de la embarcación, el tiempo de permanencia durante la operación y los recursos operativos asociados.

Finalmente, RECO indica lo siguiente sobre el servicio:

*“Sí corresponde al servicio descrito por la sociedad **ROATAN ELECTRIC COMPANY (RECO)** en el documento de manifestación de fecha 06 de febrero de 2026, identificado como “Renta de embarcación espaciadora entre muelle y buque (ocasional): USD 2,250”.”*

c) Informe de inspección a la barcaza CONO

Como parte de la revisión documental, se revisó el Informe de inspección emitido por Horizon International Naval Surveying & Inspection Bureau² de la barcaza con registro No. U-223XXXX, en el cual se indica que el último mantenimiento mayor en dique seco fue realizado entre enero y marzo de 2023 (ver **Imagen 2-1**), estableciéndose además que el período máximo entre estos mantenimientos es de aproximadamente dos años y medio, encontrándose ya planificados nuevos trabajos para enero de 2026.



Imagen 2-1 Constancia de reserva de dique (Fuente: RECO)

² Organizaciones Reconocidas – Dirección General de la Marina Mercante de Honduras
<https://marinamercante.gob.hn/seguridad-maritima/organizaciones-reconocidas/>



Asimismo, el informe señala la presencia de corrosión, degradación de pintura e incrustaciones marinas en distintas áreas de la barcaza, lo que evidencia la necesidad de mantenimiento. En ese sentido, la información disponible resulta consistente con lo manifestado por RECO respecto a la indisponibilidad temporal de la barcaza CONO durante el período analizado, respaldando que su salida de operación obedece a una condición operativa asociada a mantenimientos que deben realizarse de forma periódica.

d) Constancia de mantenimiento

Adicionalmente, se revisó una constancia emitida por Eagle Marine S.A., en la cual se acredita que la barcaza CONO permaneció en dique seco desde el 20 de enero hasta el 01 de marzo de 2026 (ver **Imagen 2-2**), período durante el cual se realizaron trabajos de mantenimiento que incluyeron limpieza, aplicación de recubrimientos, renovación de elementos estructurales y cambio de ánodos de protección, entre otros.

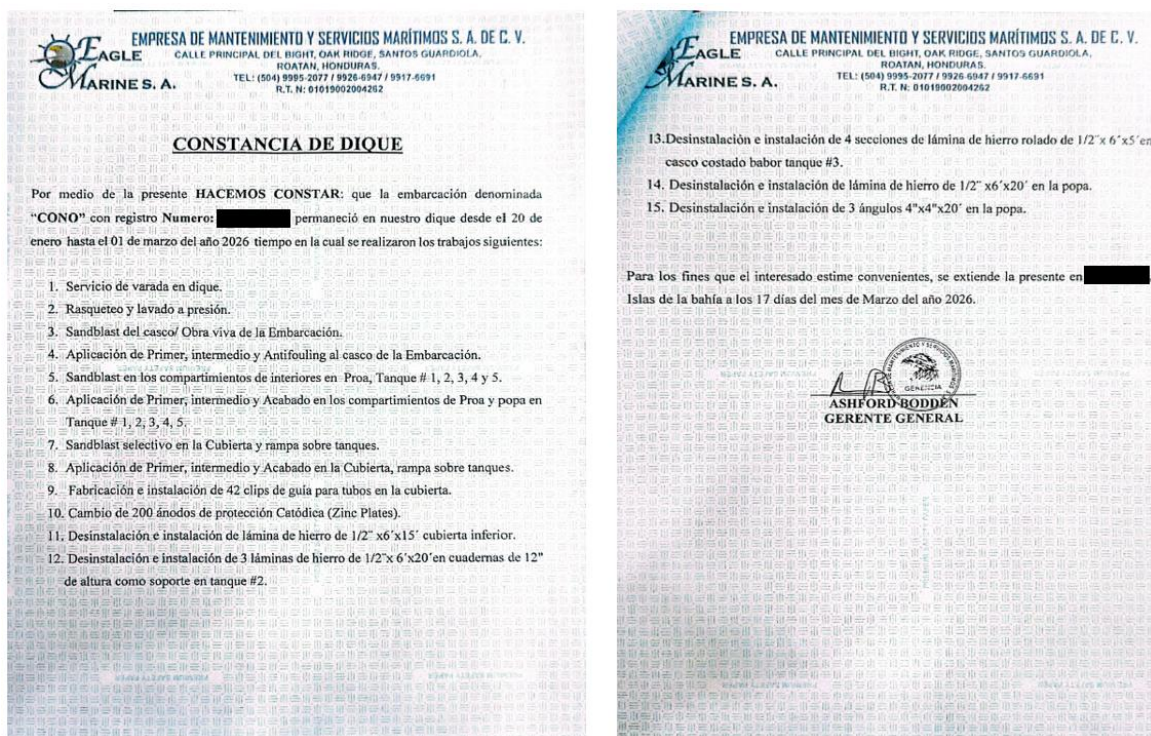


Imagen 2-2 Constancia de mantenimiento (Fuente: RECO)

En ese sentido, la documentación remitida por RECO permite corroborar que la barcaza CONO estuvo efectivamente fuera de operación durante el período analizado, debido a trabajos de mantenimiento.

e) Revisión de facturas de renta:

Como parte del análisis de la información, se procedió a revisar las facturas correspondientes al servicio de renta de la embarcación durante el mes de febrero de 2026. De acuerdo con lo informado por RECO, dichas facturas corresponden al alquiler de un buque espaciador debido a que la barcaza CONO se encontraba en mantenimiento. En la **Tabla 2-1**, se presenta un resumen de los principales datos contenidos en dichas facturas.

Fecha de Emisión	Período del Servicio	Descripción del servicio en la factura	Total [USD]
19/2/2026	11–13 febrero 2026	Renta de barco \$2,500 x día (mínimo 2 días)	4,496.44
27/2/2026	25–27 febrero 2026	Renta de barco \$2,500 x día (mínimo 2 días)	4,500.00

Tabla 2-1 Revisión de facturas

En las facturas mencionadas se observa un descuento o rebaja de USD 500 aplicado al monto facturado, por lo cual, el total facturado de aproximadamente USD 4,500.00 corresponde a todo el periodo en cada factura. Esto es consistente con la tarifa diaria de USD 2,250, que es el valor previamente indicado por RECO en la respuesta de fecha 09 de febrero de 2026.

f) Revisión de facturas de febrero – abril 2026

Mediante la solicitud de ampliación del Memorándum DT-No. 013-2026 el Departamento de Tarifas remitió una serie de facturas comerciales, así como de otros servicios utilizados por RECO al momento de recibir los buques que transportan el combustible LPG.

Para el análisis, se diferencian los costos del combustible incluidos en el precio contractual del LPG (valor del producto, flete, seguros y ajustes de facturación) de los costos logísticos asociados a su importación y descarga, tales como servicios portuarios, nacionalización e inspección, entre otros, necesarios para su disponibilidad en el sistema aislado de Roatán. Considerando las compras de combustible realizadas en el periodo de febrero hasta abril de 2026 se obtiene un precio ponderado total de 112.43 USc/gal o 1.1243 USD/gal.

Por otro lado, con el objetivo de presentar una comparación de precios del LPG, se realizó un análisis tomando como referencia la información oficial remitida por la Secretaría de Energía (SEN), particularmente los archivos que contienen el precio de importación del LPG sin impuestos como el Aporte para la Atención a Programas Sociales y Conservación del Patrimonio Vial (ACPV), puesto en Tela, Atlántida (ver **Tabla 2-2**).



Fecha	Precio promedio mensual RECO [USc/gal]	Precio referencia [USc/gal]	Diferencia [%]
feb-26	103.57	96.59	7.22%
mar-26	112.47	100.11	12.36%
abr-26	118.09	110.74	6.64%

Tabla 2-2 Comparación de precios del LPG

Cabe aclarar que los precios de RECO son puestos en Roatán, Islas de la Bahía y los de referencia son puestos en Tela, Atlántida, por lo que existen diferencias entre los mismos, debido a valores como el flete marítimo y otras consideraciones inherentes a los puertos de Roatán. También resaltar que existe la necesidad de una estructura de precios establecida por la SEN en Islas de la Bahía, con el fin de poder comparar dichos precios de forma más precisa.

2.4.7 Resultados

Con base en la revisión de la información remitida por RECO, así como en la revisión de las facturas correspondientes al servicio de renta de embarcación espaciadora durante el mes de febrero de 2026, se estima que dicho servicio se encuentra directamente vinculado al proceso de recepción del combustible utilizado para la generación de energía eléctrica en el sistema aislado de Roatán.

Asimismo, tal como es declarado por RECO, la contratación del servicio obedece a una condición operativa específica, derivada de la indisponibilidad temporal de la barcaza CONO por motivos de mantenimiento, lo cual implica la necesidad de utilizar una embarcación alternativa para garantizar condiciones seguras durante la maniobra de atraque y la descarga de combustible LPG.

Adicionalmente, los valores facturados resultan consistentes con la información previamente proporcionada por RECO, particularmente en relación con la tarifa diaria referencial del servicio (USD 2,500), no identificándose inconsistencias en los montos reportados. En ese sentido, considerando que el servicio es necesario para la recepción del combustible, que se encuentra directamente asociado al periodo de descarga del LPG y que corresponde a un costo inherente al proceso de adquisición del combustible bajo condiciones operativas específicas y sobre todo seguras, resulta procedente reconocer los costos asociados a las facturas No. 000-001-01-0023XXXX y No. 000-001-01-0024XXXX como parte del costo del combustible.



Respecto a la revisión de las facturas asociadas a las compras realizadas en el periodo de febrero hasta abril de 2026, el costo del combustible LPG consignado en las facturas comerciales internacionales y sus correspondientes notas de crédito o débito para los meses de febrero, marzo y abril 2026 corresponde directamente al precio conforme al contrato internacional de suministro de combustible. Asimismo, se establece que los costos asociados a la nacionalización, inspección de cantidad de gas, servicios de remolcador (TUG), cargos por zarpe, practica y agenciamiento marítimo mantienen una relación directa, necesaria e inevitable con el proceso de importación, descarga y puesta a disposición del combustible en un sistema aislado, constituyéndose, por tanto, como costos de abastecimiento congruentes con el suministro y manejo del LPG.

2.4.8 Conclusiones

En atención a los antecedentes, valoraciones y normativa anteriormente expuesta, así como, tomando en consideración los hallazgos derivados de la información remitida, se concluyó lo siguiente:

1. Respecto a las facturas No. 000-001-01-00239826 y No. 000-001-01-00240020, de la revisión de la información remitida por RECO, se concluye que el servicio de renta de embarcación espaciadora se encuentra directamente relacionado con el proceso de recepción del combustible utilizado para la generación de energía eléctrica en el sistema aislado de Roatán. Asimismo, se comprobó que la contratación de dicho servicio se deriva de la indisponibilidad temporal de la barcaza CONO debido a trabajos de mantenimiento, lo que implicó la necesidad de utilizar una embarcación alternativa para garantizar la continuidad y seguridad en la operación de descarga de LPG.
2. Con base en las facturas comerciales y notas de crédito presentadas, esta Dirección calculó el costo unitario del combustible LPG para el periodo comprendido entre febrero y abril de 2026 en un valor de 112.43 US\$/gal.
3. En cuanto a la comparación entre los precios de RECO y los precios de referencia, las diferencias observadas se consideran razonables, dadas las condiciones geográficas y los costos logísticos asociados al suministro de combustible en Roatán. No obstante, estas diferencias también evidencian la necesidad de contar con una referencia de precios específica para las Islas de la Bahía, que permita evaluaciones más precisas, objetivas y representativas de las condiciones particulares de abastecimiento en esa región.

2.4.9 Recomendaciones

En atención a los antecedentes, valoraciones y normativa anteriormente expuesta, así como, tomando en consideración los hallazgos derivados de la información remitida, se recomendó al Departamento de Tarifas de la Dirección de Regulación, lo siguiente:

1. Reconocer los costos asociados a la renta de la embarcación espaciadora como parte del costo del combustible (facturas No. 000-001-01-0023XXXX y No. 000-001-01-0024XXXX), considerando que dichos costos se encuentran directamente vinculados al proceso de recepción del mismo y responden a una condición operativa debidamente justificada.
2. Reconocer los costos del combustible incluidos en el precio contractual del LPG (valor del producto, flete, seguros y ajustes de facturación) y los costos logísticos asociados a su importación y descarga, tales como servicios portuarios, nacionalización e inspección, entre otros, necesarios para su disponibilidad en el sistema aislado de Roatán. Tomar como referencia los costos de combustible desglosados en la **Tabla 2** del Dictamen Técnico DT-DF-024-2026.

2.4.10 Matriz de seguimiento

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Dictamen técnico	Dictamen	Correo	Semana 10, 2026	Finalizado

2.5 SUPERVISIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN DEL SISTEMA AISLADO DE GUANAJA

2.5.1 Introducción

El presente documento tiene como finalidad informar sobre las acciones realizadas por esta Dirección en relación con la fiscalización del proceso de adquisición y traslado de combustible para la operación del sistema eléctrico del municipio de Guanaja, operado actualmente por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), en el marco de la intervención dispuesta mediante el Acuerdo SEN-41-2024.

A raíz de la revisión de la propuesta tarifaria presentada por la ENEE para la isla de Guanaja, y en atención a las observaciones formuladas por el Departamento de Tarifas, esta Dirección ha venido realizando una serie de análisis técnicos orientados a verificar los precios de combustible incluidos en dicha propuesta, así como a evaluar la eficiencia del proceso de compra y la correcta aplicación de los beneficios fiscales establecidos para los sistemas aislados.

Este informe recopila los principales antecedentes, acciones de revisión y análisis de información. Asimismo, presenta un balance del estado actual de la información técnica disponible, incluyendo observaciones sobre la documentación recibida, la evolución de los precios reportados, y las consideraciones que han guiado la revisión del costo de combustible a ser trasladado a tarifa en la isla de Guanaja.

2.5.2 Objetivos

1. Brindar apoyo técnico al Departamento de Tarifas mediante el análisis, verificación y validación de la información relacionada con los costos de combustible utilizado en el sistema aislado del municipio de Guanaja, con el fin de sustentar la determinación de los precios aplicables a los ajustes tarifarios trimestrales aprobados por la CREE.
2. Analizar la información remitida por la SEN con el fin de obtener precios de referencia y compararlos con costos de combustible utilizados en el sistema aislado del municipio de Guanaja remitidos por la ENEE, con el fin de recomendar los precios aplicables al ajuste tarifario.

2.5.3 Marco Legal

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), aprobada mediante el Decreto No. 404-2013 y publicada en el Diario Oficial “La Gaceta” el 20 de mayo de 2014, creo la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE o Comisión) como la entidad reguladora del subsector eléctrico. Posteriormente, esta ley fue reformada por el artículo 19 del Decreto Legislativo No. 46-2022, publicado en “La Gaceta” el 16 de mayo de 2022. Entre las funciones asignadas a la CREE se incluyen la definición de la metodología para el cálculo tarifario, la vigilancia de su aplicación, y la aprobación, ajuste y puesta en vigencia de las tarifas resultantes.

La LGIE en su artículo 8, literal B, establece que la Secretaría, en este caso la Secretaría de Energía (SEN), previa opinión de la CREE, puede acordar la intervención de cualquier empresa de generación, transmisión o distribución cuya situación o desempeño amenace afectar la continuidad o seguridad del servicio.

El artículo 18 de la LGIE indica que en ningún caso se trasladarán al consumidor final, vía tarifas, las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas públicas, privadas o mixtas del subsector eléctrico, sean estas de generación, transmisión o distribución.

La Ley Especial para Garantizar el Servicio de la Energía Eléctrica como un Bien Público de Seguridad Nacional y un Derecho Humano de Naturaleza Económica contenida en el Decreto 46-2022, reconoce lo siguiente:

- i. Que el servicio de energía eléctrica como un bien público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social.
- ii. Que El Estado de Honduras asume la obligación de garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica a toda la población urbana y rural y ejercerá el control a través de la ENEE como una empresa pública responsable de la generación, transmisión y distribución.
- iii. Que el artículo 3 de la Ley supra mencionada reconoce a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica como el ente regulador.

2.5.4 Análisis Regulatorio

El marco regulatorio del subsector eléctrico hondureño define las disposiciones jurídicas que organizan, supervisan y regulan las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como las competencias de las instituciones responsables de asegurar la

adecuada prestación del servicio. En este contexto, la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) constituye el instrumento normativo que estructura el sector y establece los principios regulatorios orientados a garantizar eficiencia, sostenibilidad y continuidad en el suministro eléctrico.

En aplicación de la LGIE, se creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como ente técnico regulador del subsector, responsable de, entre otras cosas, emitir la metodología tarifaria, supervisar su aplicación y aprobar las tarifas del servicio eléctrico. Estas facultades permiten asegurar que la determinación tarifaria se base en criterios técnicos y económicos objetivos, promoviendo eficiencia en la prestación del servicio y protección a los usuarios.

La LGIE establece que las ineficiencias operativas o administrativas de las empresas del subsector eléctrico no deben trasladarse al consumidor final mediante las tarifas. En este marco, el ente regulador debe evaluar los costos reportados, reconociendo únicamente aquellos asociados a una prestación eficiente del servicio. Este principio protege a los usuarios y, simultáneamente, incentiva mejoras en la gestión técnica y administrativa de las empresas reguladas.

Asimismo, la normativa vigente contempla mecanismos institucionales para salvaguardar la continuidad y seguridad del suministro. En particular, la Secretaría de Energía, con opinión técnica previa de la CREE, puede acordar la intervención de empresas del subsector cuando su desempeño represente un riesgo para la continuidad o seguridad del servicio.

Por su parte, la Ley Especial para Garantizar el Servicio de la Energía Eléctrica como un Bien Público de Seguridad Nacional reconoce el servicio eléctrico como un bien público esencial y un derecho de carácter económico y social. Bajo esta normativa, el Estado asume la responsabilidad de asegurar la prestación del servicio en todo el territorio nacional, tanto urbano como rural.

En cumplimiento de dicha Ley, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) mantiene a su cargo las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica como empresa pública prestadora del servicio, siendo la CREE el ente regulador encargado de velar por el cumplimiento del marco regulatorio vigente.

2.5.5 Antecedentes

1. Que en fecha 2 de mayo de 2024 la Secretaría de Energía emitió el Acuerdo SEN-41-2024 mediante el cual intervino integralmente el sistema eléctrico del municipio de Guanaja, operado por la sociedad mercantil Bonacco Electric Company S. A. de C. V. (BELCO), debido

a la mala calidad del servicio público de energía eléctrica y los altos costos ofrecidos a la población. Asimismo, mediante el referido Acuerdo se delegó a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica para asumir y ejercer el control de las responsabilidades inherentes al suministro, distribución y comercialización de la energía en el municipio de Guanaja.

2. Que esta Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) recibió de parte de la ENEE la propuesta de tarifa transitoria a aplicar en el municipio de Guanaja para su aprobación, la cual fue revisada por parte del Departamento de Tarifas.
3. Que en fecha 26 de noviembre de 2024, la CREE, junto con la Secretaría de Energía (SEN) y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), realizaron la audiencia pública en el municipio de Guanaja con el fin de socializar la propuesta tarifaria presentada por la ENEE, que se preveía aplicar a los usuarios de este municipio.
4. Que en fecha 10 de enero de 2025, el Departamento de Tarifas, mediante memorándum DT-001-2025, indicó que, durante dicha audiencia se identificaron aspectos que requerían ser esclarecidos con respecto a los precios de combustible utilizados por la ENEE en su calidad de interventor de la operación del sistema eléctrico del municipio de Guanaja. En consecuencia, se solicitó a la Dirección de Fiscalización, mediante el mismo documento, identificar si dichos precios incorporados en la propuesta tarifaria de la ENEE derivan de procesos eficientes.
5. Que en fecha 13 y 14 de enero de 2025, la Dirección de Fiscalización solicitó a la Dirección de Asesoría Jurídica revisar el proceso administrativo de compra de los combustible efectuado por la ENEE en el municipio de Guanaja y una opinión legal sobre la aplicación de la exoneración del Aporte para la Atención a Programas Sociales y Conservación del Patrimonio (ACPV) a los combustibles utilizados en la generación de energía eléctrica, así como de cualquier otro componente exonerado en los sistemas aislados.
6. Que en fecha 17 de enero de 2025 la Dirección de Fiscalización emitió un dictamen técnico (DF-001-2025) en el cual recomendó, entre otras cosas, lo siguiente: *“Se recomienda que, para la tarifa transitoria a aplicar en la isla de Guanaja, emitida por el Departamento de Tarifas, se considere el precio de referencia del combustible proporcionado por la Dirección de Fiscalización, basado en la investigación realizada, sin perjuicio de posibles modificaciones que la SEN pudiera establecer en los precios, así como de las determinaciones de la Dirección de Asesoría Jurídica respecto al proceso administrativo llevado a cabo por la ENEE, las cuales podrían implicar en un ajuste tarifario.”*

7. Que en fecha 25 de enero de 2025, la Dirección de Asesoría Jurídica emitió el dictamen legal mediante el cual concluyó, entre otras cosas, que, tomando en consideración lo establecido en el artículo 18 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), la CREE, se encuentra facultada para aprobar el traslado del costo de combustible conforme con el valor identificado por parte de la Dirección de Fiscalización mediante el dictamen técnico de fecha 17 de enero de 2025. Lo anterior sin perjuicio de los cambios que podrían realizarse una vez que se presente el dictamen técnico que se requerirá a la Secretaría de Energía.
8. Que en fecha 13 de febrero de 2025, se emitió el Acuerdo CREE-05-2025, mediante el cual se aprobó el traslado a la tarifa final de los usuarios en el municipio de Guanaja del costo por concepto de combustible utilizado por la ENEE. Lo anterior sin perjuicio de las modificaciones que pudieran resultar del dictamen técnico que se solicitaría a la SEN.
9. Que en fecha 11 de marzo de 2025, en seguimiento a lo establecido en el Acuerdo CREE-005-2025, la CREE envió un requerimiento formal a la SEN solicitando el dictamen técnico mencionado en el Acuerdo CREE-05-2025, el cual es fundamental para determinar el precio de referencia definitivo del combustible. Sin embargo, a la fecha, no se ha recibido respuesta alguna por parte de la SEN.
10. Que en fecha 12 de marzo de 2025, la CREE envió el Oficio No. CREE-096-2025 a la SEN, solicitando en el marco de su responsabilidad de regular, supervisar y controlar la cadena de comercialización de hidrocarburos y biocombustibles, la determinación de precios regulados para el combustible en los Departamentos de Islas de la Bahía y Gracias a Dios, con el fin de asegurar tarifas eléctricas eficientes.
11. Que en fecha 23 de abril de 2025, esta Dirección emitió el Dictamen Técnico DF-010-2025 en el cual recomendó que para el ajuste tarifario del primer trimestre de 2025, se utilizara nuevamente el análisis de precios de flete y logística previamente realizado por esta Dirección, en conjunto con los precios de combustible en La Ceiba (excluyendo el ACPV), como base para el cálculo del costo de combustible a trasladar a los usuarios el municipio de Guanaja, considerando que la SEN aún no ha emitido el dictamen técnico solicitado para establecer el precio de referencia del combustible en Guanaja, y en virtud de que esta Dirección ya realizó un análisis de los costos de flete y logística hasta Guanaja, el cual sirvió de base para la aprobación de la tarifa transitoria (Acuerdo CREE-05-2025).

12. Que la Secretaría General de esta Comisión trasladó a esta Dirección mediante auto de fecha 30 de abril de 2025 la respuesta recibida por parte de la SEN en relación con la información asociada a la compra de combustible en el sistema aislado de Guanaja por parte de la ENEE.
13. Que en fecha 30 de abril de 2025, esta Dirección emitió el Dictamen Técnico DF-013-2025 en el que se recomendó utilizar el análisis de precios de flete y logística previamente realizado, junto con los precios de combustible en La Ceiba (excluyendo el ACPV) con base en la estructura de precios de la SEN. Esto debido a que la información remitida por la SEN mediante auto de la misma fecha presentaba inconsistencias en las facturas y valores declarados, además de haber sido entregada tardíamente, lo que dificultó un análisis detallado y la posibilidad de realizar requerimientos posteriores.
14. Que la CREE mediante Acuerdo CREE-042-2025 publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 09 de mayo de 2025 aprobó de manera condicionada el procedimiento y fórmulas de ajuste para la estructura tarifaria que la ENEE aplica a sus usuarios finales en el municipio de Guanaja, dicho procedimiento 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.”*, lo cual incluye lo relacionado a las compras de combustible y el uso del mismo.
15. Que la Secretaría General de esta Comisión trasladó a esta Dirección mediante correo de fecha 21 de mayo de 2025 la información remitida por la ENEE, referente a los documentos relacionados con la compra de combustible en el sistema aislado de Guanaja correspondientes a abril y mayo de 2025.
16. Que en fecha 4 de junio de 2025 esta Dirección solicitó a la SEN aclaraciones sobre la información asociada a la compra de combustible en el sistema aislado de Guanaja por parte de la ENEE, presentada el 30 de abril de 2025. La SEN respondió mediante Oficio No. 391-2024-SEN-DM, con fecha 12 de junio de 2025.
17. Que en fecha 20 de junio de 2025, esta Dirección solicitó nuevamente a la SEN aclaraciones respecto a la información previamente presentada, ya que durante la revisión se identificaron deficiencias relevantes en la documentación remitida. Por tal motivo, se solicitó reenviar la información en condiciones legibles y completas. En vista de que no se obtuvo respuesta, en

fecha 15 de julio de 2025 se envió un nuevo requerimiento reiterando la solicitud de remisión de la información.

18. Que la Secretaría General de esta Comisión trasladó a esta Dirección, mediante correo de fecha 16 de julio de 2025, la información remitida por la SEN en respuesta al requerimiento enviado el 15 de julio del presente.
19. Que en fecha 23 de julio de 2025 la CREE recibió por parte de ENEE Distribución el Oficio GD-317-07-2025 referente al Informe de Generación de Guanaja de junio de 2025 en cumplimiento a lo establecido en el Acuerdo CREE-42-2025 numeral 3.
20. Que en fecha 30 de julio de 2025, esta Dirección emitió el Dictamen Técnico DF-019-2025 en el que se recomendó utilizar los precios reales facturados en los meses de abril, mayo y junio de 2025. Considerando que a partir de marzo de 2025 las facturas presentadas muestran precios razonables, eficientes y exentos del impuesto ACPV.
21. Que en fecha 20 de agosto la CREE recibió por parte de ENEE Distribución el Oficio GD-365-08-2025 referente al Informe de Generación de Guanaja de julio de 2025 en cumplimiento a lo establecido en el Acuerdo CREE-42-2025 numeral 3.
22. Que en fecha 28 de agosto de 2025 la Secretaría General de la CREE notificó el requerimiento sobre la información presentada por la ENEE correspondiente a los costos de julio de 2025, y que la ENEE presentó una solicitud de prórroga de 10 días hábiles que fue concedida por esta Comisión.
23. Que en fecha 23 de septiembre de 2025 la CREE recibió por parte de ENEE Distribución el Oficio GD-412-09-2025 referente al Informe de Generación de Guanaja de agosto de 2025 en cumplimiento a lo establecido en el Acuerdo CREE-42-2025 numeral 3.
24. Que en fecha 23 de septiembre de 2025 la CREE recibió por parte de ENEE Distribución la respuesta del requerimiento realizado en fecha 28 de agosto de 2025, mediante el Oficio GD-415-09-2025, en el cual no se respondieron a conformidad todas las inconsistencias resaltadas en el referido requerimiento.
25. Que la Secretaría General de esta Comisión trasladó a esta Dirección mediante correo de fecha 24 de septiembre de 2025 la información remitida por la ENEE, referente a los documentos

relacionados con la compra de combustible en el sistema aislado de Guanaja correspondientes a julio y agosto de 2025.

26. Que en fecha 10 de octubre de 2025 la Secretaría General de la CREE notificó el requerimiento sobre la información presentada por la ENEE correspondiente a los costos de julio y agosto de 2025.
27. Que en fecha 21 de octubre de 2025 la CREE recibió por parte de ENEE Distribución el Oficio GD-450-10-2025 referente al Informe de Generación de Guanaja de septiembre de 2025 en cumplimiento a lo establecido en el Acuerdo CREE-42-2025 numeral 3.
28. Que en fecha 24 de octubre de 2025 la Secretaría General de la CREE notificó el requerimiento sobre la información presentada por la ENEE correspondiente a los costos de septiembre de 2025.
29. Que en fecha 29 de octubre de 2025 la CREE recibió por parte de ENEE Distribución la respuesta del requerimiento realizado en fecha 24 de octubre de 2025, mediante el Oficio GD-456-10-2025.
30. Que en fecha 29 de octubre de 2025, esta Dirección emitió el Dictamen Técnico DF-027-2025 en el que se recomendó utilizar los precios reales facturados en los meses de julio, agosto y septiembre de 2025.
31. Que en fecha 02 de diciembre de 2025 la CREE recibió por parte de ENEE Distribución el Oficio GD-496-11-2025 referente al Informe de Generación de Guanaja de octubre de 2025 en cumplimiento a lo establecido en el Acuerdo CREE-42-2025 numeral 3.
32. Que en fecha 12 de enero de 2026 la CREE recibió por parte de ENEE Distribución el Oficio GD-560-12-2025 referente al Informe de Generación de Guanaja de noviembre de 2025 en cumplimiento a lo establecido en el Acuerdo CREE-42-2025 numeral 3.
33. Que en fecha 23 de enero de 2026 la CREE recibió por parte de ENEE Distribución el Oficio GD-016-01-2026 referente al Informe de Generación de Guanaja de diciembre de 2025 en cumplimiento a lo establecido en el Acuerdo CREE-42-2025 numeral 3.
34. Que en fecha 17 de febrero de 2026, esta Dirección emitió el Dictamen Técnico DF-007-2026 en el que se recomendó utilizar los precios reales facturados en los meses de octubre,

noviembre y diciembre de 2025. Considerando que a partir de marzo de 2025 las facturas presentadas muestran precios razonables, eficientes y exentos del impuesto ACPV.

35. Que en fecha 15 de abril de 2026 la CREE recibió por parte de ENEE Distribución el Oficio GD-175-04-2026 referente al Informe de Generación de Guanaja de enero de 2026 en cumplimiento a lo establecido en el Acuerdo CREE-42-2025 numeral 3.
36. Que en fecha 16 de abril de 2026 la CREE recibió por parte de ENEE Distribución el Oficio GD-181-04-2026 referente al Informe de Generación de Guanaja de febrero y marzo de 2026 en cumplimiento a lo establecido en el Acuerdo CREE-42-2025 numeral 3.
37. Que en fecha 17 de abril de 2026 el Departamento de Tarifas remitió el memorándum DT-No-011-2026 mediante el cual solicitan a la Dirección de Fiscalización evaluar si los costos de compra de combustible expuestos en las facturas presentadas por la ENEE para los meses de enero a marzo de 2026 deben ser utilizados para realizar el ajuste tarifario que entrará en vigor a partir del 1 de mayo de 2026.

2.5.6 Procedimiento

En el proceso de ajustes tarifarios trimestrales aprobados por la CREE a la tarifa que aplica la ENEE a los usuarios en el municipio de Guanaja, esta Dirección realiza una revisión mensual de los precios de compra de combustible reportados por la ENEE. Esto con el fin de emitir un Dictamen Técnico sobre la revisión y los hallazgos más relevantes. Dicho dictamen sirve al Departamento de Tarifas en cada ajuste trimestral para la toma de decisiones con respecto al precio de combustible que debe ser trasladado a la tarifa de los usuarios finales en Guanaja.

2.5.6.1 Identificación de ineficiencias en el proceso de compra de combustible

Como parte del análisis previo realizado por esta Dirección, se identificó que las cotizaciones de la ENEE para la adquisición de combustible destinado a la operación del sistema aislado en el municipio de Guanaja incluían el Aporte para la Atención a Programas Sociales y Conservación del Patrimonio (ACPV). Esta situación se derivó de la ausencia de una resolución de exoneración aplicable a la ENEE, a pesar de que el Decreto No. 260-2021 y la Ley de la Zona Libre Turística establecen expresamente la exoneración de dicho impuesto para el subsector eléctrico en sistemas aislados y en el departamento de Islas de la Bahía.

2.5.6.2 Análisis de costos de transporte y logística

Durante la audiencia pública llevada a cabo en el municipio de Guanaja el 26 de noviembre de 2024 se identificó la necesidad de investigar los costos relacionados con el transporte, acarreo y logística del combustible desde La Ceiba hasta Guanaja. Para este propósito, esta dirección solicitó una cotización a una de las empresas que operan en las Islas de la Bahía. La cotización recibida en fecha 14 de enero de 2025, indicaba un costo unitario de L73.17 por galón, sin incluir el ACPV, desde Puerto Cortés.

En este contexto, esta Dirección también llevó a cabo un estudio sobre los costos de transporte, acarreo y logística asociados al traslado de combustible desde La Ceiba hasta el municipio de Guanaja. Como parte de este análisis, se solicitaron cotizaciones a proveedores del servicio, a fin de obtener parámetros de mercado que permitieran estimar un costo razonable de referencia.

Considerando que el precio de venta al público sin ACPV en Puerto Cortés, según la Estructura de Precios de Combustible emitida por la SEN para la fecha de la cotización, era de L70.29 por galón, se identificó una diferencia de L2.88 por galón, atribuida al costo de fletes, acarreo y logística. Este costo incluye:

- El transporte del combustible desde Puerto Cortés hasta Roatán (terminal de almacenamiento).
- El traslado posterior al municipio de Guanaja.
- El envío de un camión en barcaza para completar el transporte hasta los tanques de almacenamiento de la central de generación de la ENEE.

En virtud de lo expuesto, para los fines del presente análisis se adopta el valor de L 2.88 por galón como referencia del costo de acarreo, flete y logística aplicable al suministro de combustible destinado a la central de generación en el municipio de Guanaja.

2.5.6.3 Determinación provisional del costo de combustible y solicitud de dictamen a la SEN

Con base en esta información, y considerando los precios promedios observados en las compras reportadas, la CREE aprobó mediante el Acuerdo CREE-05-2025 una tarifa transitoria que incluía un costo de combustible de L72.52 por galón para los usuarios del sistema eléctrico de Guanaja. Esta aprobación se realizó sin perjuicio de los ajustes que pudieran derivarse del dictamen técnico solicitado a la Secretaría de Energía (SEN) como ente encargado de regular, supervisar y controlar

la cadena de comercialización de hidrocarburos y biocombustibles. No obstante, a la fecha de este informe, dicho dictamen no ha sido remitido.

2.5.6.4 Análisis de la información trasladada por la Secretaría de Energía

La SEN remitió a esta Dirección la estructura semanal de precios de combustibles correspondiente al período de análisis que comprende los meses de enero, febrero y marzo de 2026, información que fue examinada con el propósito de obtener precios de referencia semanales aplicables al proceso de validación de los costos reportados por la ENEE.

A partir de la información proporcionada por la SEN, se calcularon precios de referencia semanales del diésel sin considerar el Ajuste por Costo de Producto Variable (ACPV), a los cuales se adicionó el costo de flete determinado mediante el análisis realizado por la CREE para el sistema aislado de Guanaja. Estos valores permitieron obtener un precio de referencia ajustado para cada semana del período evaluado.

Posteriormente, los precios de referencia calculados fueron comparados con los precios reportados por la ENEE en las facturas correspondientes, considerando la fecha de emisión de cada factura para su contraste con la semana de referencia aplicable. Este ejercicio permitió verificar la consistencia y razonabilidad de los costos de combustible reportados por la ENEE.

2.5.6.5 Información presentada por la ENEE

En el marco del proceso de revisión y verificación de la documentación relacionada con la adquisición y distribución de combustible diésel para el funcionamiento de la planta del sistema aislado del municipio de Guanaja, se identificó que la ENEE presentó de manera legible y completa las facturas de enero, febrero y marzo de 2026, por lo que no fue necesario requerir a la ENEE información adicional.

Por lo cual, con base en la remisión de los documentos en condiciones legibles y completas, se considera que la documentación correspondiente a los meses mencionados anteriormente no presenta inconsistencias ni observaciones relevantes.

2.5.7 Resultados

2.5.7.1 Revisión de precios actuales

En la **Tabla 2-3** se muestra el precio de referencia unitario que simuló esta Dirección, considerando el costo por flete y logística cotizado anteriormente y el precio del combustible en

La Ceiba, basado en la estructura de precios de la SEN, excluyendo el impuesto ACPV. Asimismo, se presentan los valores promedio correspondientes a cada mes analizado.

Semana	Precio venta sin ACPV (HNL/gal)	Costo por flete (HNL/gal)	Precio de referencia final (HNL/gal)
lunes 05 de enero de 2026	70.42	2.88	73.30
lunes 12 de enero de 2026	69.51	2.88	72.39
lunes 19 de enero de 2026	69.50	2.88	72.38
lunes 26 de enero de 2026	70.45	2.88	73.33
Promedio			72.85
lunes 02 de febrero de 2026	70.38	2.88	73.26
lunes 09 de febrero de 2026	72.73	2.88	75.61
lunes 16 de febrero de 2026	74.28	2.88	77.16
lunes 23 de febrero de 2026	75.52	2.88	78.40
Promedio			76.11
lunes 02 de marzo de 2026	76.78	2.88	79.66
lunes 09 de marzo de 2026	79.96	2.88	82.84
lunes 16 de marzo de 2026	85.50	2.88	88.38
lunes 23 de marzo de 2026	93.72	2.88	96.60
lunes 30 de marzo de 2026	103.09	2.88	105.97
Promedio			90.69

Tabla 2-3 Precios de referencia calculados por la Dirección de Fiscalización, con valores promedio mensuales

Durante la revisión de las facturas remitidas, correspondientes al periodo comprendido entre enero y marzo de 2026, se constató que los precios reflejados en las compras de combustible ya no incluyen el impuesto ACPV y presentan niveles consistentes con los costos logísticos razonables para la zona, lo cual evidencia una mejora en la eficiencia del proceso de compra.

Por otro lado, en la **Tabla 2-4** se muestra una comparación detallada respecto a los precios de las compras realizadas en los meses de enero, febrero y marzo de 2026.

Semana 2026	Precios ENEE	Precios de referencia		Diferencia	
	Precio Unitario (HNL/gal)	Precio Unitario (HNL/gal)	Promedio mes (HNL/gal)	Precio Unitario (%)	Promedio Ponderado (%)
Lunes 05 de enero	69.30	73.30	72.85	-5.45%	-4.87%
Lunes 05 de enero	69.05	73.30	72.85	-5.79%	-5.21%

	Precios ENEE	Precios de referencia		Diferencia	
Semana 2026	Precio Unitario (HNL/gal)	Precio Unitario (HNL/gal)	Promedio mes (HNL/gal)	Precio Unitario (%)	Promedio Ponderado (%)
Lunes 02 de febrero	68.86	73.26	76.11	-6.01%	-9.52%
Lunes 16 de febrero	71.35	77.16	76.11	-7.54%	-6.25%
Lunes 23 de marzo	90.81	96.60	90.69	-5.99%	0.13%
				-6.16%	-6.46%

Tabla 2-4 Comparación de los precios facturados por la ENEE y los precios de referencia para el mes de enero, febrero y marzo de 2026

Como se muestra en la tabla anterior, al comparar los precios de combustible facturados por la ENEE con los precios de referencia correspondientes a cinco fechas entre enero y marzo de 2026, se observa una diferencia entre ambos. Sin embargo, cabe resaltar que los precios de ENEE se mantienen en valores cercanos y no significativamente alejados de los precios de referencia. El precio unitario facturado por la ENEE es inferior al de referencia, con una variación promedio de -6.16 %. De igual forma, el costo total del combustible presenta variaciones que oscilan entre -9.52 % y 0.13 %, y el precio promedio refleja una diferencia acumulada de -6.46 %. Estos resultados indican que persisten las condiciones técnicas y económicas para utilizar los precios facturados por la ENEE, mostrando que se reflejan niveles de eficiencia que permiten su traslado a la tarifa.

2.5.8 Conclusiones

1. El análisis realizado por esta Dirección sobre los costos de transporte y logística permitió estimar un valor razonable de referencia para el precio del combustible entregado en Guanaja, lo que sirvió de base para la aprobación de una tarifa transitoria mediante el Acuerdo CREE-05-2025.
2. A la fecha de este informe, no se ha recibido el dictamen técnico solicitado a la Secretaría de Energía (SEN), el cual es fundamental para validar y, en su caso, ajustar el precio del combustible aplicado en la tarifa.
3. Se constató una mejora en el proceso de adquisición a partir de marzo de 2025, reflejada en la exclusión del impuesto ACPV en los precios facturados y en la alineación de los costos reportados con los parámetros logísticos estimados.

4. Al comparar los precios reales de compra de combustible para los meses de enero, febrero y marzo de 2026 (5 fechas) con el precio de referencia estimado por esta Dirección, se observó una variación de -6.16 %, lo que confirma que los precios de la ENEE son similares a los de referencia determinados por la CREE.

2.5.9 Recomendaciones

1. Reforzar los mecanismos de verificación documental, exigiendo que toda la información técnica remitida cumpla con estándares mínimos (legibilidad, integridad, consistencia), para permitir un análisis riguroso y eficiente.
2. Elaborar el siguiente dictamen técnico que contemple la información más reciente disponible, con el fin de incorporar los ajustes correspondientes en el próximo proceso de revisión tarifaria para el sistema aislado de Guanaja.
3. Sostener una reunión con la Secretaría de Energía (SEN) con el fin de conocer el estado del estudio de estructuras de precios para las Islas de la Bahía, el cual es fundamental para validar y, en su caso, ajustar el precio del combustible en los sistemas aislados que operan en esta zona.

2.5.10 Matriz de seguimiento

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Dictamen técnico para el siguiente ajuste tarifario.	Dictamen	Correo	Pendiente	Pendiente
2	Sostener una reunión con la SEN.	Oficio	Correo	Pendiente	Pendiente

P12-PF05-PI03
INFORME FISCALIZACIÓN DEL PAGO DE
LA TASA DE REGULACIÓN

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

Junio 2026



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS
★ ★ ★ ★ ★

CRÉE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3 INFORME FISCALIZACIÓN DEL PAGO DE LA TASA DE REGULACIÓN

3.1 INTRODUCCIÓN

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en el ejercicio de sus atribuciones de regulación, supervisión y fiscalización del subsector eléctrico nacional, continúa desarrollando el proyecto institucional orientado a la verificación del cumplimiento de las obligaciones relacionadas con el pago de la Tasa de Regulación por parte de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Esta iniciativa responde al fortalecimiento de los mecanismos de control regulatorio, con el propósito de asegurar la correcta aplicación de la Norma Técnica para el Pago y Liquidación de la Tasa de Regulación (Acuerdo CREE-023), la cual establece el procedimiento que deben seguir las empresas distribuidoras, incluida la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en su calidad de distribuidora, para efectuar dicho pago, en concordancia con lo dispuesto en el artículo 3, literal E, de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE).

Durante el primer trimestre de 2026 se desarrollaron actividades orientadas a la recopilación, organización y validación de la información relacionada con la facturación reportada y los pagos efectuados por concepto de Tasa de Regulación. En seguimiento a las actividades, durante el segundo trimestre de 2026 se avanzó hacia una etapa de análisis y conciliación de información, iniciándose el proceso de conciliación de saldos con la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) mediante reuniones técnicas de trabajo orientadas a la revisión de la facturación reportada, los pagos realizados y la documentación de respaldo asociada a la Tasa de Regulación.

Asimismo, se continuó con la recopilación y organización de información correspondiente a Bonaco Electric Company (BELCO), Roatán Electric Company (RECO) y Utila Power Company (UPCO), la cual fue incorporada a las actividades de fiscalización de la Tasa de Regulación con el propósito de facilitar su análisis y revisión en etapas posteriores.

El presente informe documenta las actividades desarrolladas y los avances alcanzados durante el segundo trimestre de 2026, como parte del proceso de fiscalización del pago de la Tasa de Regulación.

3.2 OBJETIVOS

Realizar la fiscalización del cumplimiento de las obligaciones establecidas en la Norma Técnica para el Pago y Liquidación de la Tasa de Regulación, mediante un proceso estructurado de verificación, análisis y seguimiento, basado en criterios técnicos y documentales que permitan asegurar la consistencia, trazabilidad y cumplimiento de las obligaciones por parte de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

3.2.1 *Objetivo Específicos*

1. Validar la información de facturación reportada, verificando su integridad, consistencia y respaldo documental.
2. Evaluar la correcta determinación de la Tasa de Regulación, con base en la información de la facturación reportada, verificando la consistencia entre los montos declarados y los pagos efectuados.
3. Identificar y documentar diferencias o inconsistencias, determinando los ajustes correspondientes en el cálculo y pago de la tasa.
4. Notificar los hallazgos y dar seguimiento a su subsanación, verificando el cumplimiento por parte de las empresas distribuidoras y gestionando, cuando corresponda, las acciones correspondientes.

3.3 MARCO LEGAL

3.3.1 *Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE)*

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), aprobada mediante Decreto No. 404-2013 y publicada en el Diario Oficial “La Gaceta” el 20 de mayo de 2014, establece el marco jurídico que regula el funcionamiento del subsector eléctrico en la República de Honduras, así como las competencias de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como ente regulador.

De conformidad con el artículo 3, literal D, numeral I, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) tiene la función de aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias del subsector eléctrico, estando facultada para realizar inspecciones con el fin de confirmar la veracidad de las informaciones que las empresas del sector o los consumidores le hayan suministrado.

La ley en su artículo 3, literal E establece que el financiamiento de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) proviene de la aplicación de una tasa equivalente al 0.25% sobre las ventas mensuales de electricidad, la cual debe ser pagada por las empresas distribuidoras dentro de los primeros cinco (5) días de cada mes, con base en la facturación del período correspondiente.

3.3.2 Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE)

El Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) establece las disposiciones que desarrollan las facultades de supervisión, requerimiento de información y fiscalización de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) en el subsector eléctrico.

El artículo 6 establece que la CREE puede requerir a los actores del sector eléctrico y usuarios toda la información necesaria para el ejercicio de sus funciones de supervisión, quienes están obligados a proporcionarla. Asimismo, faculta a la Comisión para exigir su cumplimiento mediante acto administrativo y aplicar las sanciones correspondientes en caso de incumplimiento. Adicionalmente, dispone que la CREE puede realizar inspecciones en oficinas e instalaciones, revisar documentación, sistemas y registros, con el fin de verificar la veracidad de la información reportada.

Por su parte, el artículo 7 regula el tratamiento de la información confidencial, estableciendo que la CREE podrá declarar como confidencial la información suministrada cuando corresponda, garantizando su resguardo y uso conforme al marco legal aplicable.

Asimismo, el artículo 8 establece los principios aplicables a las visitas de inspección, tales como legalidad, seguridad jurídica, objetividad y confidencialidad, los cuales deben regir el desarrollo de las actuaciones de supervisión realizadas por la CREE.

De igual forma, el artículo 9 regula el procedimiento para la realización de inspecciones, estableciendo que estas deben ser ordenadas formalmente, definiendo su alcance, objeto y responsables, así como la posibilidad de efectuar inspecciones sin previo aviso en los casos que corresponda. También establece la obligación de documentar las actuaciones realizadas y las consecuencias ante la negativa injustificada de permitir la inspección.



3.3.3 Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución (RSED)

El Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución (RSED), aprobado mediante Acuerdo CREE-099-2025 por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), establece las disposiciones aplicables a la prestación del servicio público de electricidad en el segmento de distribución.

En este sentido, el artículo 56 establece que los usuarios deben permitir el acceso al personal debidamente autorizado de la Empresa Distribuidora, de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) o de quien estos designen, a los equipos de medición e instalaciones asociadas, tanto en horas hábiles como inhábiles cuando esté debidamente justificado.

Por su parte, el artículo 57 dispone que la Empresa Distribuidora debe realizar la lectura periódica de los medidores, estableciendo que el intervalo entre lecturas no debe ser menor de veintiocho (28) ni mayor de treinta y dos (32) días calendario, salvo excepciones justificadas.

Asimismo, el artículo 59 establece que la Empresa Distribuidora debe facturar la energía eléctrica suministrada conforme al pliego tarifario vigente aprobado por la CREE.

De igual forma, el artículo 60 dispone que la facturación debe basarse en lecturas reales del servicio e incluir los cobros correspondientes conforme a la normativa vigente, regulando además los casos excepcionales en los que procede la facturación promediada, previa autorización de la CREE.

Dicho reglamento regula los procesos técnicos y comerciales asociados a la medición, facturación, control del suministro y atención al usuario, constituyendo un instrumento normativo fundamental para la validación de la información que sirve de base para el cálculo de la Tasa de Regulación.

3.3.4 Norma Técnica para el Pago y Liquidación de la Tasa de Regulación (Acuerdo CREE-023)

La Norma Técnica para el Pago y Liquidación de la Tasa de Regulación, aprobada mediante Acuerdo CREE-023, establece el procedimiento que deben seguir las empresas distribuidoras, incluida la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), para la determinación, declaración y pago de la tasa de regulación, conforme a lo dispuesto en el artículo 3, literal E de la LGIE.

De conformidad con el artículo 2, las empresas distribuidoras deben remitir mensualmente a la CREE la información certificada de facturación correspondiente al período inmediato anterior.

El artículo 3 establece que el pago de la Tasa de Regulación deberá efectuarse dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes, por un monto equivalente al cero punto veinticinco por ciento (0.25%) del total facturado.

Asimismo, el artículo 4 dispone la obligación de presentar la evidencia documental del pago realizado dentro del plazo establecido.

En materia de fiscalización, el artículo 10 faculta a la CREE para requerir información en cualquier momento, así como efectuar las verificaciones necesarias para comprobar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en la norma.

Adicionalmente, el artículo 12 establece que el incumplimiento de estas disposiciones constituye una infracción sujeta a la aplicación de las sanciones correspondientes.

3.4 ANTECEDENTES

La Tasa de Regulación, establecida en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), constituye un mecanismo de financiamiento de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), equivalente al cero punto veinticinco por ciento (0.25 %) de las ventas mensuales facturadas por las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

La emisión de la normativa técnica para el pago y liquidación de la Tasa de Regulación surge ante la necesidad de fortalecer los mecanismos de control, verificación y seguimiento del cumplimiento de las obligaciones relacionadas con la determinación, declaración y pago del aporte correspondiente al 0.25 % por parte de las empresas distribuidoras.

Con el propósito de fortalecer los mecanismos de control y seguimiento relacionados con esta obligación, la Comisión inició durante el primer trimestre de 2026 un proceso de fiscalización orientado a recopilar, validar y organizar la información histórica relacionada con la facturación reportada y los pagos efectuados por las empresas distribuidoras.

Como parte de este proceso, durante el segundo trimestre de 2026 se recibió del área financiera de la Comisión la documentación histórica relacionada con la Tasa de Regulación correspondiente a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), Utila Power Company,



S.A. de C.V. (UPCO), Roatán Electric Company, S.A. de C.V. (RECO) y Bonaco Electric Company (BELCO).

Posteriormente, se inició las actividades de organización, clasificación y estructuración de la información recibida de las empresas distribuidoras, con el propósito de disponer de registros consolidados que permitieran desarrollar las actividades de revisión y análisis correspondientes.

Derivado de dicho proceso, se inició el cotejo de la información histórica correspondiente a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), mediante la comparación de los registros de facturación reportados, los pagos efectuados y la documentación de respaldo disponible. Como resultado de esta revisión preliminar se identificó la necesidad de conciliar saldos y validar determinados registros históricos, por lo que se conformó una mesa técnica de trabajo entre la CREE y la ENEE, orientada a revisar la información disponible y avanzar en el proceso de conciliación de saldos relacionados con la Tasa de Regulación.

Las actividades desarrolladas durante el período constituyen la base para las siguientes etapas del proceso de fiscalización, orientadas a fortalecer la trazabilidad, consistencia y confiabilidad de la información asociada al pago de la Tasa de Regulación.

3.5 RESULTADOS

Durante el segundo trimestre de 2026 se continuó con el desarrollo del proceso de fiscalización del pago de la Tasa de Regulación mediante actividades de revisión, análisis y validación de la información recopilada durante la etapa inicial del proyecto.

Como parte de estas actividades, se conformó una mesa técnica de trabajo entre la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). A partir del 21 de mayo de 2026 se iniciaron reuniones semanales de trabajo orientadas a la revisión de registros, documentación de respaldo y análisis de la información necesaria para el proceso de conciliación de saldos asociados a la Tasa de Regulación.

Durante la revisión de la información se analizaron los reportes de facturación utilizados para la determinación de la Tasa de Regulación, así como los pagos efectuados a favor de la Comisión. Asimismo, se revisaron los criterios utilizados para la determinación de la base de cálculo de la tasa, identificándose que esta se determina sobre los conceptos de energía, potencia, alumbrado público y comercialización.

La revisión efectuada comprendió registros correspondientes al período entre junio de 2015 y marzo de 2026, identificándose diferencias entre los valores registrados por la ENEE y la información reportada a la Comisión, particularmente en los años 2017, 2018, 2021, 2022 y 2023, las cuales continúan sujetas a validación dentro del proceso de conciliación.

Posteriormente, se avanzó en la conciliación de los pagos realizados por concepto de Tasa de Regulación, revisándose los registros correspondientes al período comprendido entre los años 2016 y 2019. Como resultado de este análisis, se identificaron ciclos de facturación correspondientes a los años 2017, 2018 y 2019 que continúan pendientes de validación respecto a su cancelación, debido a la necesidad de verificar la aplicación de determinadas transferencias y su correspondencia con los ciclos facturados.

De igual forma, se identificó la necesidad de contar con documentación complementaria por parte de la ENEE, que permita respaldar la aplicación de pagos históricos y aclarar las diferencias encontradas entre los registros revisados por ambas instituciones.

Paralelamente, se continuó con la recopilación y organización de información correspondiente a Bonaco Electric Company (BELCO), Roatán Electric Company (RECO) y Utila Power Company (UPCO), fortaleciendo la base documental necesaria para su análisis y revisión en las siguientes etapas de la fiscalización.

Los avances alcanzados durante el período permitieron fortalecer el proceso de conciliación entre la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), identificar diferencias en los registros de facturación reportados, avanzar en la revisión de los pagos históricos efectuados por concepto de Tasa de Regulación y definir acciones orientadas a la validación de los ciclos y saldos que continúan sujetos a revisión.

3.6 CONCLUSIONES

1. Durante el segundo trimestre de 2026 se conformó una mesa técnica de trabajo entre la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), permitiendo desarrollar un proceso sistemático de revisión y conciliación de la información relacionada con la Tasa de Regulación.
2. El proceso de conciliación permitió identificar diferencias en determinados períodos entre los valores de facturación reportados por la ENEE para la determinación de la

Tasa de Regulación y la información disponible en la Comisión, particularmente en los años 2017, 2018, 2021 y 2023, las cuales continúan sujetas a revisión y validación.

3. La revisión de los pagos correspondientes al período comprendido entre los años 2016 y 2019 evidenció la necesidad de contar con documentación de respaldo adicional que permita determinar la correspondencia entre determinadas transferencias realizadas y los ciclos de facturación asociados a la Tasa de Regulación.
4. Se continuó con la recopilación y organización de la información correspondiente a las demás empresas distribuidoras sujetas al proceso de fiscalización, fortaleciendo la base documental necesaria para las siguientes etapas de revisión y análisis de la Tasa de Regulación.

3.7 RECOMENDACIONES

1. Continuar con el proceso de conciliación de saldos históricos entre la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), a fin de completar la validación de los registros de facturación y pagos asociados a la Tasa de Regulación.
2. Dar seguimiento a la remisión y análisis de la documentación de respaldo por parte de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), necesaria para determinar la correspondencia entre las transferencias históricas realizadas y los ciclos de facturación asociados a la Tasa de Regulación.
3. Continuar con la revisión y análisis de las diferencias identificadas durante el proceso de conciliación con la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), a fin de validar los saldos correspondientes a los períodos que permanecen sujetos a revisión.
4. Avanzar con la revisión y análisis de la información recopilada de RECO, BELCO y UPCO, a fin de verificar el cumplimiento de las obligaciones relacionadas con el pago de la Tasa de Regulación.



3.8 MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Dar continuidad a la recopilación y validación de la información requerida.	Acción	Correos electrónicos	2026	En proceso
2	Actualizar, organizar y consolidar la documentación recibida para facilitar su revisión	Documento	Documentación / Archivo digital	2026	En proceso
3	Continuar con la revisión, análisis y conciliación de la información en revisión para sustentar la fiscalización.	Documento	Archivo de Excel, documentos y Minutas de reunión.	2026	En proceso
4	Evaluar criterios y herramientas para optimizar la revisión y análisis.	Acción	Documento y Archivo digital	2026	En proceso

P12-PF05-PI04
**INFORME DE SUPERVISIÓN DEL SERVICIO DE
ALUMBRADO PÚBLICO**

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

Junio 2026



**GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS**
★ ★ ★ ★ ★

CRÉE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4 INFORME DE SUPERVISIÓN DEL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO

4.1 INTRODUCCIÓN

El presente informe tiene como propósito dar seguimiento a las acciones planteadas por la Dirección de Fiscalización en la respuesta técnica y regulatoria a la solicitud presentada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), en su calidad de Empresa Distribuidora, relacionada con la aprobación del volumen de energía a facturar por concepto de alumbrado público. Esta revisión se realiza en cumplimiento de las facultades conferidas a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) por la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), su Reglamento, el Reglamento de Tarifas y el Reglamento de Alumbrado Público.

En este contexto, la Dirección de Fiscalización efectuó un análisis integral de la información remitida por la ENEE, incluyendo inventarios de luminarias, potencias instaladas, factores de encendido, estimaciones de energía y documentación técnica de respaldo. Asimismo, se incluyeron actividades de verificación mediante campañas de inspección en campo orientadas a validar el estado operativo y las características tecnológicas del parque de alumbrado público.

El presente informe desarrolla el seguimiento técnico y regulatorio a las acciones derivadas de la revisión previa del volumen de energía estimado por concepto de alumbrado público, incluyendo la actualización y depuración de la base de datos de luminarias, la evaluación de los factores de circuito encendido aplicados y la separación comercial entre el Sistema Interconectado Nacional y los Sistemas Aislados. Asimismo, se documenta el estado actual de dichas acciones, respecto de las cuales, a la fecha de emisión del presente informe, no se han verificado avances sustantivos por parte de la Empresa Distribuidora; por lo que su revisión, análisis y atención serán incorporados dentro de las actividades de fiscalización previstas para el siguiente trimestre, con el propósito de asegurar la trazabilidad de la información, la consistencia técnica del proceso y el cumplimiento de los principios de eficiencia, transparencia y no traslado de ineficiencias al usuario final.

4.2 OBJETIVOS

Dar seguimiento técnico y regulatorio a las acciones derivadas de la revisión de la solicitud presentada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), en su calidad de Empresa

Distribuidora, respecto al volumen de energía a facturar por concepto de alumbrado público, verificando el avance en la atención de los aspectos identificados y su alineación con el marco normativo aplicable.

4.2.1 Objetivos Específicos

1. Verificar el avance de la Empresa Distribuidora en la atención de las observaciones formuladas sobre la información presentada, particularmente respecto a los factores de encendido aplicados en los cálculos de energía asociados al alumbrado público y la documentación de respaldo correspondiente.
2. Evaluar el estado de avance de la Empresa Distribuidora en la ejecución de las acciones orientadas a la separación del sistema comercial entre el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los Sistemas Aislados (SA), verificando que su seguimiento contribuya a la trazabilidad de la información, la correcta asignación de costos y el cumplimiento de los principios de eficiencia, transparencia y no traslado de ineficiencias al usuario final.

4.3 MARCO LEGAL

A continuación, se describen las disposiciones legales y reglamentarias asociadas al presente informe:

1. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE o Ley), aprobada mediante el Decreto 404-2013 publicado en el diario oficial “La Gaceta” en fecha 20 de mayo de 2014 y sus reformas, tiene por objeto regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el territorio de la República de Honduras.
2. Que el Artículo 3, literal D, romano IX, de la LGIE establece como función de esta Comisión aprobar a las empresas distribuidoras el volumen de energía a facturar mensualmente por concepto de alumbrado público.
3. Que el Artículo 16 de la LGIE define que las empresas distribuidoras quedan facultadas para cobrar el servicio de alumbrado público directamente a los usuarios de la zona correspondiente en forma proporcional a su consumo eléctrico, hasta un techo de consumo que se fijará reglamentariamente.



4. En caso de que no sea posible medir todo el consumo de energía para alumbrado público, la parte no medida será estimada por las empresas distribuidoras, quienes deberán solicitar a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) que autorice la cantidad de kilovatios-hora estimados que podrán facturarle anualmente a las empresas suministradoras del alumbrado público.
5. Que el Artículo 18 de la LGIE establece que las tarifas reflejarán los costos de generación y transmisión. En ningún caso se trasladarán al consumidor final, vía tarifas, las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas públicas, privadas o mixtas del subsector eléctrico, sean éstas de generación, transmisión o distribución.
6. Que el Artículo 62 del Reglamento de Tarifas define las categorías tarifarias que deberá contener la estructura tarifaria que deberá ser propuesta por la Empresa Distribuidora. Para términos del presente informe se cita lo indicado sobre la categoría tarifaria de Alumbrado público, indicando lo siguiente:

Alumbrado Público: Para aquellas conexiones que no cuenten con medidor, se facturará un cargo mensual por potencia de lámpara instalada (L/kW). Para aquellas conexiones que cuenten con medidor, se facturará un cargo por consumo de energía que variará en función de quién realice el mantenimiento de la red: a) redes de Alumbrado Público con mantenimiento a cargo de la Empresa Distribuidora; y, b) redes de Alumbrado Público con mantenimiento a cargo de terceros.

7. Que el Artículo 6 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) faculta a la CREE a requerir a los Actores del Mercado Eléctrico Nacional toda la información para realizar la función de supervisión del subsector eléctrico, determinando a su vez que todas las empresas del sector están obligadas a proporcionar los datos, información, documentación y colaboración que requiera la CREE.
8. Asimismo, puede practicar visitas de inspección a las oficinas e instalaciones físicas de los actores del MEN y usuarios, a fin de verificar el origen y veracidad de la información reportada, realizando entrevistas, revisando archivos, equipos de cómputo, informes, manuales de operación, registros, dictámenes, instalaciones y demás información necesaria para confirmar la veracidad de la información

suministrada, de conformidad con el procedimiento establecido en el presente reglamento.

9. Que el Artículo 9 del RLGIE, determina el procedimiento y los requisitos para las inspecciones realizadas por la Comisión; señalando que el procedimiento de inspección iniciará cuando la CREE emita una orden de inspección por escrito, ya sea en físico o electrónico, con al menos tres días de antelación y exceptuado de dicha antelación los casos que se trate de una inspección sin previo aviso.
10. Que el Reglamento de Alumbrado Público (RAP), Artículo 6, literal 1, establece que corresponde a la Empresa Distribuidora remitir mensualmente, de forma sincronizada con el proceso de facturación del servicio público de distribución, la nota de solicitud de aprobación del volumen de energía y potencia a facturar por concepto de alumbrado público.

4.4 ANTECEDENTES

La CREE, en el ejercicio de las funciones de supervisión y fiscalización de las actividades reguladas del subsector eléctrico conferidas por la LGIE, y conforme a lo dispuesto Artículo 3, literal D, numeral IX, está facultada para aprobar mensualmente el volumen de energía a facturar por concepto de alumbrado público a las Empresas Distribuidoras.

Asimismo, el Reglamento de Alumbrado Público, artículo 6, literal 1, define la responsabilidad de la Empresa Distribuidora en remitir mensualmente y de forma sincronizada con el proceso de facturación del servicio público de distribución, la nota de solicitud de aprobación del volumen de energía y potencia a facturar por concepto de alumbrado público.

En cumplimiento de esta disposición, la CREE, a través de la Dirección de Fiscalización, requirió a la ENEE, mediante el oficio CREE-045-2025 de fecha 28 de enero de 2025, la presentación de dicha solicitud.

En respuesta, la ENEE, en su calidad de Empresa Distribuidora, remitió el oficio GD-095-03-2025, de fecha 12 de marzo de 2025, solicitando la aprobación de un volumen de energía mensual de 25,125,521.11 kWh, correspondiente a 529,599 luminarias adjuntando la base de datos Anexo 1. DATOS AP FORMATO CREE.



Como resultado del análisis de la información presentada por la ENEE, la Dirección de Fiscalización identificó inconsistencias en los datos reportados en la solicitud de aprobación del volumen de energía como ser: la incorporación del volumen de energía correspondiente a los activos asociados a los Sistemas Aislados de Brus Laguna y Guanaja, así como como campos en blanco en las columnas departamento y municipio. Estas observaciones fueron comunicadas a la ENEE mediante oficio CREE-275-2025, de fecha 18 de julio de 2025.

En respuesta, la ENEE remitió los oficios GD-334-07-2025, de fecha 29 de julio de 2025, y GD-351-08-2025, de fecha 6 de agosto de 2025, donde se adjuntó el archivo AP CREE 06.08.2025 (acompañada con la documentación técnica de respaldo), en los cuales se solicitó la aprobación de un volumen de energía de 24,776,582 kWh, correspondiente al parque de alumbrado público instalado en el SIN y de los Sistemas Aislados (SA) de Brus Laguna y Guanaja. Cabe aclarar que dentro del archivo AP CREE 06.08.2025 se adjunta los siguiente:

- Resumen del cálculo realizado por ENEE
- AP SIN Normal: contiene las luminarias en buen funcionamiento dentro del SIN.
- AP SA Normal: contiene las luminarias en buen funcionamiento dentro de los SA.
- AP Encendido 24 horas SIN: contiene las luminarias permanentemente encendidas dentro del SIN.
- AP Encendido 24 horas SA: contiene las luminarias permanentemente encendidas dentro de los SA.
- AP Dañado SIN: contiene las luminarias fuera de servicio dentro del SIN.
- AP Dañado SA: contiene las luminarias fuera de servicio dentro del SA.

La inclusión de los SA dentro del volumen de energía total fue justificada por la ENEE, argumentando que actualmente no cuentan con un sistema comercial independiente para cada uno de los sistemas eléctricos bajo su operación.

En coordinación con la Empresa Distribuidora, se sostuvo una reunión el 30 de octubre de 2025, en la cual se abordó la revisión de la documentación soporte relacionada con la

aplicación del factor de potencia de circuito encendido, así como la validación de los campos vinculados a los identificadores de apoyo.

Como resultado de los compromisos establecidos durante dicha reunión, la Empresa Distribuidora remitió el 06 de noviembre de 2025 el Memorándum UAPCS-XI-274-2025, acompañado de las Fichas Técnicas de Luminarias y la Hoja de Pruebas de Parámetros Eléctricos de Lámparas de vapor de sodio (corregida) y lámparas LED.

Paralelamente, la Dirección de Fiscalización incorporó en su POA una consultoría para evaluar el estado del alumbrado público en el SIN. Los TDR del concurso CPRI-CREE-04-2025 (“Contratación de Consultoría de Campañas de Supervisión de la Calidad del Alumbrado Público”) fueron aprobados mediante Acuerdo CREE-56-2025 de fecha 02 de mayo de 2025. No obstante, aunque el comité evaluador recomendó la adjudicación el 21 de julio de 2025 y el Directorio la aprobó mediante Acuerdo CREE-96-2025 de fecha 29 de julio de 2025, la Dirección Financiera Administrativa solicitó su revocación al constatar incumplimientos documentales del proveedor; en consecuencia, el Directorio derogó la adjudicación mediante Acuerdo CREE-140-2025 de fecha 14 de octubre de 2025.

Ante esta situación, la Dirección de Fiscalización ejecutó un plan piloto para estimar los recursos y parámetros técnicos necesarios para realizar la verificación con personal propio. El piloto se llevó a cabo los días 25 y 26 de septiembre de 2025 en la Colonia Loarque, Distrito Central. Con base en los resultados obtenidos, se formuló el Plan de Trabajo para la Verificación del Sistema de Alumbrado Público en el SIN.

Posteriormente, la Dirección de Fiscalización llevó a cabo el proceso de inspección CREE-077-2025 entre el 03 y el 17 de noviembre de 2025, mediante campañas de supervisión del sistema de alumbrado público en el SIN. El objetivo fue verificar el estado operativo y las características tecnológicas de una muestra de luminarias pertenecientes a la Empresa Distribuidora, contrastando la información reportada por esta con la observada en campo.

La metodología de inspección incluyó la verificación del estado de operación y características técnicas de un conjunto de luminarias seleccionadas de aquellas reportadas en buen funcionamiento por la ENEE. La inspección se realizó en dos jornadas: jornada diurna y jornada nocturna. En la jornada nocturna, del total de 751 luminarias inspeccionadas, se verificó que el 72 % se encontraban en buen funcionamiento, mientras que el 28 % presentaban anomalías, como apagadas o con operación intermitente. Con base en estos



resultados, se estimó una reducción de 12,311.36 kWh por mes en el cálculo de energía por concepto de alumbrado público, equivalente al 0.05 % del valor originalmente en revisión. En la jornada diurna se identificó que el 3.06 % de las luminarias permanecían encendidas de manera permanente, lo que evidencia ineficiencias en el sistema. Además, se detectaron otras irregularidades, como luminarias sin difusor (4 %), afectadas por maleza (6 %) y con soportes dañados (2 %).

En cuanto a la verificación tecnológica, se encontraron discrepancias significativas entre la información declarada y la observada en campo. El bloque de sodio resultó 48.22 % menor respecto a lo reportado, mientras que el bloque LED presentó un incremento del 48.16 %. Asimismo, se constató la presencia de otras tecnologías, como mercurio y ahorrador, y cinco puntos sin luminaria instalada. Se observó también una amplia variación en las potencias de luminarias LED, atribuida a sustituciones realizadas por iniciativa de los usuarios. Finalmente, se confirmó que las luminarias registradas como duplicadas en la base de datos corresponden a postes con más de una luminaria instalada, situación frecuente en bulevares.

Con base en los resultados de la inspección CREE-077-2025 y el análisis documental, la Dirección de Fiscalización emitió el Informe de Fiscalización donde determinó un volumen corregido de energía mensual para el SIN de 24,772,502.19 kWh/mes, asociado a 528,853 luminarias. Asimismo, se identificaron fallas metodológicas en los criterios de la ENEE, puntualmente la aplicación generalizada de un factor de circuito encendido (f.c.e.) igual a 1 para tecnología LED, omitiendo la justificación técnica de rangos de potencia por falta de trazabilidad y respaldo normativo.

Por consiguiente, el informe previo recomendó una aprobación condicionada del volumen de energía del SIN, supeditada a: la actualización y depuración integral de la base de datos de activos y la evaluación técnica profunda de los factores de encendido aplicados.

El seguimiento a la separación de los sistemas comerciales del SIN y los Sistemas Aislados (según lo manifestado en el oficio GD-351-08-2025). El presente informe tiene como objeto principal efectuar el seguimiento a las acciones derivadas de las recomendaciones condicionantes antes descritas. No obstante, a la fecha de emisión de este documento, no se han verificado avances sustantivos por parte del regulado en la atención de los aspectos señalados. En consecuencia, la fiscalización de estos compromisos, la depuración de la información, el análisis de los factores de encendido y la efectiva separación comercial de los

Sistemas Aislados serán integrados con carácter prioritario dentro del plan de actividades del próximo trimestre, salvaguardando la consistencia técnica del proceso y evitando el traslado de costos ineficientes al usuario final.

4.5 METODOLOGÍA DE FISCALIZACIÓN

La presente sección describe de manera general el procedimiento de fiscalización aplicado por parte de la Dirección de Fiscalización en los análisis contenidos en este informe, según se muestra en la **Imagen 4-1**.

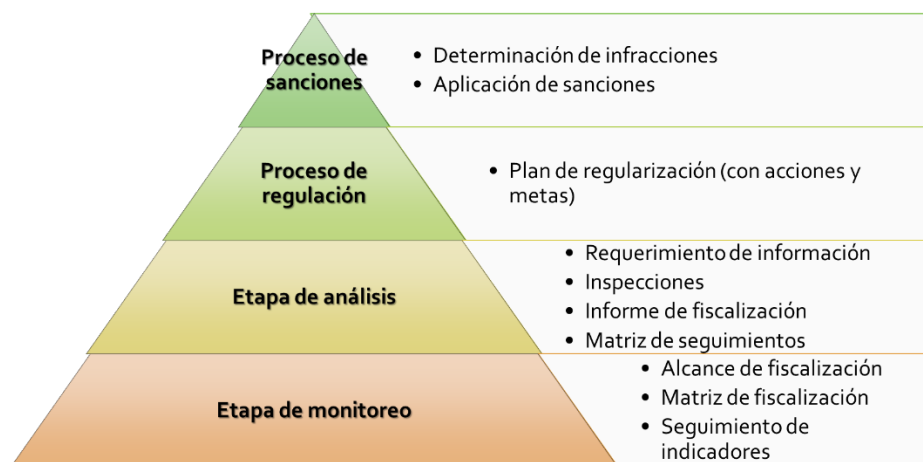


Imagen 4-1 Metodología de fiscalización de la Dirección de Fiscalización de la CREE

Las etapas que conforman dicha metodología son:

1. **Etapas de monitoreo:** describe el monitoreo continuo por parte de la Dirección sobre las actividades de los actores del subsector eléctrico, con base en los alcances, indicadores y disposiciones establecidas en la normativa objeto de fiscalización. Cuando se identifica un posible incumplimiento a la normativa o una posible irregularidad con respecto a una actividad regulada por la LGIE, se inicia la siguiente etapa.
2. **Etapas de análisis:** se realiza un análisis exhaustivo de información obtenida a través de canales de comunicación oficiales de las empresas objeto de análisis, requerimientos de información realizados por parte de la CREE como parte de su facultad de supervisión del subsector eléctrico e inspecciones para la verificación de información. Luego se realiza un informe de fiscalización que determina las acciones que la empresa objeto de análisis debe realizar para regularizar su actividad.

3. Proceso de regularización: esta etapa contempla el cumplimiento del plan de regularización en los plazos y con la formalidad establecida por la CREE. El incumplimiento de dicho plan conlleva al inicio de la siguiente etapa.
4. Proceso de sanciones: Se inicia el proceso de sanciones según se define en la LGIE y su reglamento, el cual inicia con la identificación de las infracciones a la Ley cometidas por el actor del subsector y concluye con la imposición de los valores de sanciones.

4.6 ANÁLISIS REGULATORIO

El marco regulatorio hondureño define las bases normativas que regulan la gestión, facturación, supervisión y control del servicio de alumbrado público. A continuación, se presenta un análisis integrado de estas disposiciones orientado al ámbito específico del alumbrado público.

4.6.1 Alumbrado público dentro del subsector eléctrico

La LGIE regula de manera integral las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Si bien el alumbrado público presenta características particulares respecto de dichas actividades, su operación está intrínsecamente asociada a la red de distribución, por lo que se encuentra bajo supervisión de la CREE.

Esto implica que la determinación del volumen de energía de alumbrado público no es una decisión discrecional de la Empresa Distribuidora, sino un proceso sujeto a autorización regulatoria formal.

El Artículo 16 de la LGIE faculta a las Empresas Distribuidoras a cobrar el servicio de alumbrado público directamente a los usuarios, aplicando proporcionalidad según el consumo eléctrico y respetando los techos reglamentarios.

Cuando el consumo del alumbrado público no es medible, la normativa establece dos obligaciones clave:

- La Empresa Distribuidora debe estimar técnicamente la energía correspondiente.
- Toda estimación debe ser revisada por la CREE antes de su facturación.

Esto implica que cualquier información utilizada, como ser: factores de encendido, inventarios de luminarias, potencias instaladas o estimaciones operativas— debe ser técnicamente válida y verificable, aspecto que respalda los procesos de revisión técnica realizados en este informe.

Asimismo, la LGIE establece un principio esencial de no trasladar al consumidor final ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas del subsector eléctrico. En el contexto del alumbrado público, esto incluye:

- a. Luminarias apagadas;
- b. Inventarios desactualizados;
- c. Inconsistencias en bases de datos;
- d. Factores no verificables,

Por este motivo, la CREE realiza un proceso de verificación y fiscalización de la información presentada, con el objetivo de ajustar el volumen de energía cuando se identifiquen desviaciones no justificadas.

Considerando lo dispuesto en el Artículo 62 del Reglamento de Tarifas en donde se define la categoría tarifaria de alumbrado público y se establece el mecanismo de facturación para los siguientes dos casos:

- a. Sin medidor: se factura un cargo mensual basado en la potencia instalada (L/kW).
- b. Con medidor: la facturación se realiza por energía consumida (kWh), diferenciando si el mantenimiento es realizado por la Empresa Distribuidora o por terceros.

Por tanto, el volumen de energía reportado debe corresponder a la realidad operativa del sistema de alumbrado, y debe considerar correctamente:

- 1. La potencia real instalada,
- 2. El número de luminarias en operación,
- 3. Los actores propuesto-verificables, y
- 4. La condición medida/no medida de cada circuito.

El Artículo 6 del Reglamento de Alumbrado Público establece que la Empresa Distribuidora debe remitir mensualmente, de forma sincronizada con su proceso de facturación, la nota de solicitud para la aprobación del volumen de energía y potencia asociado al alumbrado público.

Cabe mencionar que la Empresa Distribuidora en el último proceso de aprobación del volumen de energía realizado en el año 2018, presentó la siguiente metodología para la estimación de la energía por concepto de alumbrado público. Dicha metodología continúa observándose en la aplicación realizada en la presente solicitud, y se describe a continuación:

$$E = \frac{P * Q * fu * fce * 730 \text{ horas} *}{1000} \quad (1)$$

Donde:

E = Energía en kWh;

P = Potencia de Lámpara, en W;

Q = Cantidad de luminarias;

fu = factor de utilización estimado a 0.5, para ajustar las 730 horas del mes a doce horas de noche, por día;

fce = factor de potencia de circuito encendido, estimado a 1.1.

El cumplimiento de las disposiciones normativas, esta Comisión realizará una revisión y verificación de la información presentada por la Empresa Distribuidora, presentado un análisis técnico de la revisión, con la finalidad de asegurar el traslado adecuado a la tarifa de los usuarios en el SIN.



4.7 ACCIONES DE SEGUIMIENTO TRIMETRALES

No.	Recomendación	Seguimiento	Estado
1	Remitir el Informe de Fiscalización de Supervisión del Servicio de Alumbrado Público Trimestre I, a la Dirección de Asesoría Jurídica para la emisión de la resolución correspondiente.	Se remitirá el informe completo y documentación soporte a la Dirección de Asesoría Jurídica. Esta acción de seguimiento se dará continuidad en el siguiente trimestre.	No iniciado
2	Realizar una evaluación técnica integral de la justificación utilizada para los factores de encendido aplicados	Se prepara un análisis técnico para determinar la validez y coherencia de los valores propuestos por la ENEE, respecto a los valores de f.c.e. propuestos.	No iniciado
3	Elaborar y dar seguimiento al oficio GD-351-08-2025 sobre la separación del sistema comercial de SIN y SA.	Se elaborará un oficio en seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones en el siguiente trimestre.	No iniciado

P12-PF05-PI05
INFORME DE SUPERVISIÓN DE LA
APLICACIÓN DE SUBSIDIOS

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

Junio 2026



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS
★ ★ ★ ★ ★

CRÉE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA



5 INFORME DE SUPERVISIÓN DE LA APLICACIÓN DE SUBSIDIOS

5.1 INTRODUCCIÓN

El presente informe tiene como finalidad presentar los resultados del proceso de supervisión de la implementación de los subsidios aplicables al servicio de energía eléctrica en concordancia con las disposiciones regulatorias vigentes durante el periodo de febrero 2026 a abril 2026, en el marco de las disposiciones regulatorias vigentes.

El análisis contempla en la verificación del subsidio dirigido a usuarios con consumos mensuales menores o iguales a 150 kWh dentro de del sistema interconectado y el sistema aislado de Guanaja, así como la revisión del cumplimiento de la transferencia equivalente al 40% del monto total de dicho subsidio hacia usuarios no residenciales, excluyendo a los clientes comerciales conectados en baja tensión con consumos menores o iguales a 3,000 kWh, conforme a lo establecido en la normativa aplicable.

De igual manera, se evalúa la implementación del segundo subsidio dentro del sistema interconectado destinado a reducir los impactos derivados de los ajustes trimestrales en la tarifa, verificando que su aplicación se realice conforme a los criterios y lineamientos definidos en la regulación vigente.

Por último, también contempla evaluar la implementación del subsidio del 50% de los montos no facturados en el sistema aislado de Guanaja autorizados por el gobierno a raíz de la intervención realizada a este sistema en mayo 2024, teniendo como periodo de aplicación desde mayo 2024 hasta enero 2025.

5.2 OBJETIVOS

Poner de manifiesto los resultados obtenidos en relación con la supervisión de lo establecido en el Decreto Ejecutivo PCM-42-2025, PCM-003-2026, Decreto Ejecutivo-004-2026 y el PCM-010-2026. Refiriéndose a la aplicación del subsidio a la factura de energía para los usuarios con consumo igual o inferior a 150 kWh durante el ejercicio fiscal de febrero 2026 a abril 2026, así como el análisis de la implementación del segundo subsidio destinado a cubrir los impactos de las modificaciones tarifarias que se realizan de manera trimestral.

5.2.1 *Objetivos Específicos*

1. Verificar el cumplimiento asociado a las operaciones presupuestarias, financieras y



contables, que permitan a la ENEE disponer del monto equivalente al pago del 60 % del subsidio, así como de un segundo subsidio para cubrir los impactos de las modificaciones tarifarias que se realizan de manera trimestral.

2. Evaluar el cumplimiento de la aplicación del subsidio a los usuarios con consumo igual o inferior a 150 kWh tanto en el sistema interconectado como en el sistema aislado de Guanaja.
3. Evidenciar el cumplimiento del traslado equivalente al 40% del monto del subsidio, a los clientes no residenciales, exceptuando los clientes comerciales integrados a la red de baja tensión con consumos iguales o inferiores a 3000 kWh (micro, pequeña y medianas empresas).
4. Revisar el cumplimiento del inicio del proceso de profundización de la focalización de dicho subsidio realizado por la SEN, con el fin que el mismo sea recibido por las familias que de ingresos precarios categorizadas como en pobreza extrema.
5. Verificar el cumplimiento de la aplicación del subsidio para cubrir los impactos de las modificaciones tarifarias que se realizan de manera trimestral.
6. Verificar el cumplimiento del subsidio del 50% de los montos no facturados en el sistema aislado de Guanaja a raíz de la intervención realizada a este en mayo 2025, aplicado a los montos que comprenden el periodo de mayo 2024 a enero 2026.

5.3 MARCO LEGAL

Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) aprobada mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el diario oficial “La Gaceta” el 20 de mayo del 2014, y reformada mediante los Decretos Legislativos números 61-2020 y 02-2022, tiene por objeto regular las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el territorio de la República de Honduras. Además, el Decretos Legislativo número 46-2022 creó la Ley Especial para Garantizar el Servicio de la Energía Eléctrica como un bien Público de Seguridad Nacional y un Derecho Humano de Naturaleza Económica y Social.

Que la Ley en su artículo 3, literal F, romanos I establece que es una función de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE o Comisión) la aplicación y fiscalización del cumplimiento de las normas y reglamentos que rigen la actividad del subsector eléctrico,

para lo cual podrá realizar las inspecciones que considere con el fin de confirmar la veracidad de la información que las empresas del sector o los consumidores le hayan suministrado.

Que el Decreto Legislativo 02-2022 publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 11 de febrero de 2022, contiene la reforma del artículo 18 de la Ley General de la Industria Eléctrica que indica que cuando el Estado decida subsidiar a los consumidores de bajos ingresos, deberá hacerlo sin afectar las finanzas del subsector eléctrico pudiendo para ello cargar a una categoría de usuarios, costos atribuibles a otra categoría.

El **Decreto Ejecutivo PCM-02-2022**, publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 17 de marzo de 2022, en su **Artículo 1** Instruye a la Secretaría de Estado en el Despacho de Finanzas (SEFIN) realizar las operaciones presupuestarias, financieras y contables durante el ejercicio fiscal 2022 para disponer del subsidio del 60 % a favor de los usuarios con consumo iguales o inferiores a 150 kWh, el cual es trasladado mensualmente a la ENEE.

De Igual manera en el **Artículo 2** instruye a la ENEE a trasladar el 40 % del subsidio a los clientes no residenciales, exceptuando a los clientes comerciales integrados a la red de baja tensión con consumos iguales o inferiores a 3,000 kWh (micro, pequeña y medianas empresas).

Por último, en el **Artículo 3** instruye a la Secretaría de Energía (SEN) y a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para que verifiquen el cumplimiento de lo indicado en los artículos precedentes.

El **Decreto Ejecutivo PCM-25-2022**, publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 30 de septiembre de 2022, con vigencia a partir del mes de octubre 2022 (**Artículo 4**), en el **Artículo 1** Instruye a la SEFIN y a la SEN que realicen las operaciones presupuestarias, financieras y contables durante el ejercicio fiscal 2022, que permitan utilizar los fondos no ejecutados del **PCM 02-2022** del subsidio del pago del 60% para evitar el impacto de la aplicación del ajuste tarifario para el período de octubre a diciembre 2022, estableciendo en el **Artículo 2** que la ENEE implemente este nuevo subsidio de tarifa a todos los clientes.

En el **Artículo 3** instruye a la SEN y a la CREE verificar el cumplimiento de lo indicado en los artículos precedentes.

Es con base a lo establecido en el **PCM-02-2022**, a fin de dar continuidad a él subsidio de 150 kWh, el **Decreto Ejecutivo PCM-42-2025**, publicado en el Diario Oficial La Gaceta



el 30 de diciembre de 2025 con vigencia a partir del mes de enero de 2026, Instruye en su **Artículo 1** que SEFIN realice las operaciones presupuestarias, financieras y contables necesarias que permitan disponer del subsidio del pago del sesenta por ciento (60%) para la ENEE que representa aproximadamente L195,000,000.00, a favor de alrededor de un 1,000,000 de clientes con consumos iguales o inferiores a 150 kWh en categoría residencial, para el periodo del 1 al 26 de enero 2026. Adicionalmente, este fondo se utilizará para subsidiar a los clientes de ENEE en los sistemas eléctricos aislados Guanaja y Brus Laguna que cuenta con aproximadamente 2000 clientes residenciales con consumos iguales o inferiores a 150 kWh por un monto estimado mensual de L5,000,000.00.

Seguidamente, en el **Artículo 2** se instruye que la ENEE traslade la diferencia del subsidio equivalente al 40% a los clientes no residenciales, exceptuando los clientes comerciales integrados a la red de baja tensión con consumos iguales o inferiores a 3000 kWh. Adicionalmente la ENEE, en conjunto con la SEN y de otras instituciones del sector público según sea necesario, deberán continuar con el proceso de profundización de la focalización de dicho subsidio.

En el **Artículo 3** se instruye a SEFIN que realice las operaciones presupuestarias, financieras y contables necesarias que permitan disponer de un monto adicional al actual subsidio asignado a la SEN para subsidiar el 50% los montos no facturados en la Isla Guanaja desde la intervención a enero 2025, que representan un aproximado de L18,000,000.00.

En el **Artículo 4** se instruye a la SEN y a la CREE que verifiquen el cumplimiento de lo indicado en los artículos precedentes. A su vez, la SEN junto con la ENEE, deberá continuar implementando campañas de ahorro de energía.

De igual manera, a fin de dar continuidad a lo establecido en el **PCM—25-2022 el Decreto Ejecutivo PCM-003-2026**, publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 03 de enero de 2026, en su **Artículo 1** instruye a SEFIN que realice las operaciones presupuestarias, financieras y contables necesarias para el ejercicio fiscal 2026 que permitan disponer de un segundo subsidio para reducir los impactos de los ajustes tarifarios declarados por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para el período trimestral enero-marzo 2026, por un monto de TRESCIENTOS SESENTA MILLONES DE LEMPIRAS (L. 360,000,000.00).

En el **Artículo 2** instruye tanto a la SEN como a la CREE que verifiquen el cumplimiento



de lo indicado en el artículo precedente, así como instruye a la SEN junto con la ENEE continuar implementando campañas de ahorro de energía. Con vigencia a partir del mes de enero de 2026, acorde al **Artículo 3**.

Seguidamente, en el **Decreto Ejecutivo PCM-004-2026**, publicado el 27 de enero de 2026, en el **Artículo 1** establece que, como medida extraordinaria en materia económica por razones de interés público y social, prorrogar en todas sus disposiciones, hasta el treinta (30) de abril del año dos mil veintiséis, (2026), la vigencia del **DECRETO EJECUTIVO NÚMERO PCM 42-2025**, de fecha 30 de diciembre de 2025.

Por último, en el **Decreto Ejecutivo PCM-010-2026**, como medida extraordinaria en materia económica por razones de interés público y social, en el **Artículo 1**, se instruye a SEFIN realizar las operaciones presupuestarias, financieras y contables necesarias durante el ejercicio fiscal 2026 que permitan la continuidad efectiva del subsidio para reducir los impactos de los ajustes tarifarios declarados por la CREE para el periodo trimestral abril-junio 2026, por un monto de **L420,143,901.00**.

De igual manera, en el **Artículo 2** se instruye a la SEN y a la CREE dar verificar el cumplimiento estricto de lo indicado en el artículo precedente.

En el **Artículo 3** se instruye a la SEN y la ENEE profundizar y ampliar las campañas de ahorro de energía.

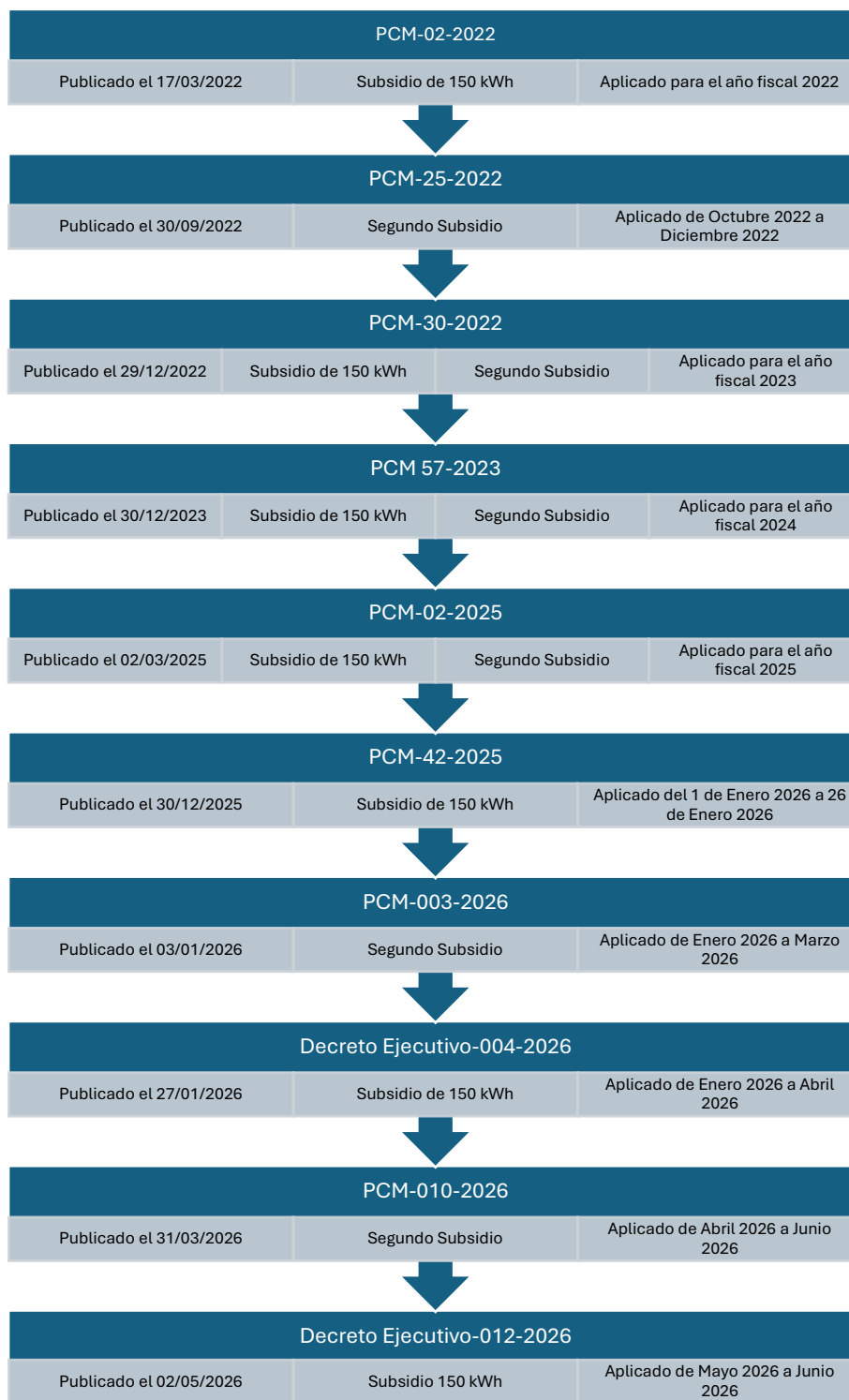


Imagen 5-1: Decretos Ejecutivos aplicables para subsidios en la facturación de energía.

5.4 ANTECEDENTES

La CREE se pronunció mediante el oficio No. CREE 039-2022 de fecha 06 de abril de 2022, para comunicar a la SEN las acciones a tomar por parte de la CREE para garantizar el cumplimiento de la regulación vigente con respecto al subsidio 150 kWh.

La CREE requirió información a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), mediante oficio No. CREE-066-2022, No. CREE168-2022 y No. CREE-212-2022 con el fin de verificar el cumplimiento de lo establecido en el Decreto Ejecutivo PCM-02-2022. La ENEE dio respuesta mediante los oficios No. GGENEE-0450-VI-2022, No. GD-095-09-2022 y GD-114-11-2022. Luego en complemento al oficio GD-114-11-2022 se obtuvo una segunda respuesta en fecha 15 de diciembre de 2022 con las bases de datos correspondientes al mes de noviembre adjuntas.

La Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN) notificó a esta Comisión acerca de los términos de referencia para una asistencia solicitada por su parte al Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), con respecto a la determinación de la metodología de subsidios en el sector eléctrico de Honduras, en consecuencia, esta Comisión remitió en fecha 02 de agosto de 2022 sus comentarios y sugerencias correspondientes a la SEN.

La CREE en conjunto con la SEN y la ENEE desarrolló reuniones de trabajo de forma presencial y de forma virtual con el fin de cumplir la supervisión en los términos establecidos en los artículos 3 del Decreto Ejecutivo PCM-02-2022, artículo 4 del Decreto Ejecutivo PCM-30-2022, y los términos establecidos en el Decreto Ejecutivo PCM-25-2022.

La CREE, en colaboración con la SEN y la ENEE, llevó a cabo una reunión el 4 de julio de 2023 con el objetivo de aclarar dudas relacionadas con el cumplimiento del Decreto Ejecutivo PCM-25-2022.

La CREE solicitó a la ENEE presentar un informe detallado acerca de la metodología y los procedimientos empleados para la aplicación del subsidio por ajuste a la tarifa, así como la información faltante en las bases de datos correspondientes a ambos subsidios mencionados anteriormente, mediante el Oficio CREE-181-2023.

La CREE emitió un acto administrativo debido a la entrega de información incompleta por parte de la ENEE en relación con el Oficio CREE-181-2023, de acuerdo con lo establecido en

el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, artículo 6, cabe mencionar que dicha información aún no ha sido remitida a nuestras oficinas.

La CREE requirió información complementaria a la ENEE mediante oficio No. CREE-03-2023, con relación a la aplicación del subsidio del año 2022 y continuar con la supervisión de la aplicación del subsidio para el año 2023 de conformidad con lo dispuesto en el Decreto Ejecutivo 30- 2022. La ENEE dio respuesta por medio del oficio No. GG-069-02-2023 en fecha 10 de febrero de 2023.

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica remitió a las oficinas de la CREE el Oficio GD-660-12-2023 comunicando la decisión de suspender el subsidio de energía eléctrica a clientes que fueron encontrados con hurtos de energía.

El 2 de mayo de 2024, la SEN emitió el acuerdo SEN-41-2024, ordenando la intervención de BELCO y designando a la ENEE como el ente técnico encargado de prestar el servicio de distribución en la isla de Guanaja.

La CREE, en colaboración con la SEN y la ENEE, llevó a cabo una reunión el 3 de mayo 2024 con el objetivo de discutir en un panorama general los acontecimientos relacionados a la aplicación del segundo subsidio.

El 16 de mayo la ENEE tomó el control técnico del plantel, generación y distribución del sistema aislado de Guanaja.

El 20 de mayo de 2024 la CREE remitió a la ENEE el oficio de seguimiento CREE-192-2023 del proceso de supervisión, mismo en el que se solicitó la actualización sobre el proceso de focalización de los subsidios, la revisión de la información correspondiente a los usuarios no residenciales, exceptuando a los comerciales con consumos menores a 3000kWh con el objetivo de verificar la aplicación del monto de compensación del subsidio.

El 21 de mayo de 2024 la CREE solicitó a la SEN confirmación de la metodología utilizada para ejecutar las transferencias mensuales a la ENEE y notificar sobre el actual proceso de focalización de la aplicación del subsidio liderado por esta Secretaría.

En octubre 2025 se llevó a cabo una reunión junto con el equipo de la SEN para esclarecer unas dudas respecto a diferencias encontradas en los montos en el subsidio de 150 kWh, donde se informó que, desde abril 2025, la ENEE ha aplicado un nuevo ajuste a este



subsidio, el ajuste cc446, con base a esto se procedió a realizar las correcciones necesarias a los montos reportados para los meses subsecuentes de abril 2025 en adelante.

El 6 de febrero 2026, se llevó a cabo una reunión entre miembros de la ENEE, la SEN y la CREE a fin de socializar y discutir sobre las inconsistencias encontradas respecto al subsidio de 150 kWh, de igual manera se manifestaron dudas respecto al PCM-42-2025, en particular su aplicación después de la prórroga mediante el PCM-004-2026 y a su vez se consulto acerca del proceso a realizar respecto a las tarifas aplicadas a Guanaja donde se informó que se procedió a aplicar retroactivamente la tarifa aprobada en febrero 2025.

En marzo de 2026 se desarrollaron reuniones técnicas de seguimiento para la revisión y conciliación de la información reportada por la SEN y la CREE respecto a los subsidios de 150 kWh y por ajuste de tarifa, con el fin de fortalecer la consistencia metodológica y la confiabilidad de los datos presentados.

5.5 PROCEDIMIENTOS

En esta sección se presenta el procedimiento utilizado para el análisis de los subsidios a fin de validar y confirmar el cumplimiento de los criterios a seguir:

5.5.1 Operaciones Presupuestarias

El Decreto Ejecutivo PCM-02-2025 instruye a SEFIN a realizar las operaciones presupuestarias, financieras y contables necesarias durante el ejercicio fiscal del año 2025 que permitan a la ENEE disponer del equivalente al 60 % del monto total del pago del subsidio, con el fin de poder beneficiar a los usuarios con consumos iguales o inferiores a 150 kWh y que se permita disponer del monto para aplicar un segundo subsidio y cubrir los impactos de las modificaciones tarifarias que se realizan de manera trimestral.

La SEN, en su función como órgano rector de las políticas públicas energéticas, elaboró un procedimiento con el fin de coordinar las acciones presupuestarias correspondientes con SEFIN y ENEE. Dicho procedimiento se publicó en el diario oficial "La Gaceta" mediante Acuerdo SEN-071-2022 con fecha 16 de agosto del 2022.



5.5.2 Metodología aplicada desde 2023 por parte de la SEN para realizar las transferencias mensuales a la ENEE de los fondos para dar cumplimiento al subsidio de 150 kWh

La metodología utilizada para el cálculo de las estimaciones del monto mensual del subsidio pagado por SEFIN y los usuarios correspondientes, es la siguiente:

La ENEE utiliza 5 códigos de transacción para la aplicación del subsidio de 150 kWh, los cuales se detallan a continuación:

- CC481 – Subsidio PCM marzo 2022
- CC482 – Compensación Subsidio PCM marzo 2022
- VA372 – Subsidio Gob. Decreto 2-2022 (ajuste)
- VA373 – Compensación Gob. Decreto 2-2022 (ajuste)
- CC446 – Reintegro de Subsidio PCM marzo 2022 (ajuste)

Donde el cargo CC446 es aplicado desde abril 2025 hasta la fecha, siendo aplicado como un ajuste a los cargos CC481 y VA372.

Con base a esta información la SEN realiza una revisión de cada base de datos correspondiente, identificando la categoría tarifaria aplicada para los usuarios con consumo igual o inferior a 150 kWh, que, en este caso, por parte de la ENEE se toman en cuenta categorías relacionadas a “101 BT RESIDENCIAL”, “102 BT RESIDENCIAL TRIFASICO” y “201 BT COMERCIAL MONOFASICO”. Sin embargo, la SEN solo reconoce los montos subsidiados en la categoría tarifaria 101 BT RESIDENCIAL, en concordancia a la estructura tarifaria aprobada por esta Comisión mediante Acuerdo-CREE-135-2025 para el trimestre 4 de 2025 y el Comunicado “Estructura tarifaria autorizada por la CREE a la ENEE vigente para el primer trimestre de 2026 (enero, febrero y marzo)” para el mes de enero, en los cuales las categorías en las bases de datos denominadas como “102 BT RESIDENCIAL TRIFASICO”, “201 BT COMERCIAL MONOFASICO”, “202 BT COMERCIAL TRIFASICO”, “501 MT GOBIERNO MONOFASICO”, “502 MT GOBIERNO TRIFASICO”, “601 MT MUNICIPALIDAD MONOFASICO”, “701 MT SERV. COMUNITARIO MONOFASICO” y “702 MT SERV. COMUNITARIO TRIFA” se encuentran fuera de la categoría Servicio Residencial reconocida en el pliego tarifario actual.

Es importante hacer mención que la aplicación del subsidio de 150 kWh por parte de ENEE toma como referencia una categoría tarifaria utilizada por la empresa antes de la publicación del pliego tarifario aprobado por la CREE en el 2016.

Además, se toman en consideración los valores subsidiados para aquellos consumos de energía superiores a 150 kWh y un valor de factura subsidiada superior a L 1,100. Esto se debe a que el subsidio otorgado debe estar aproximadamente en un rango de L 900 a L 1,100, teniendo en cuenta el factor de corrección al momento de calcular el cargo por alumbrado público.

Por tanto, a la fecha el orden metodológico para identificar lo anteriormente expuesto se muestra a continuación:

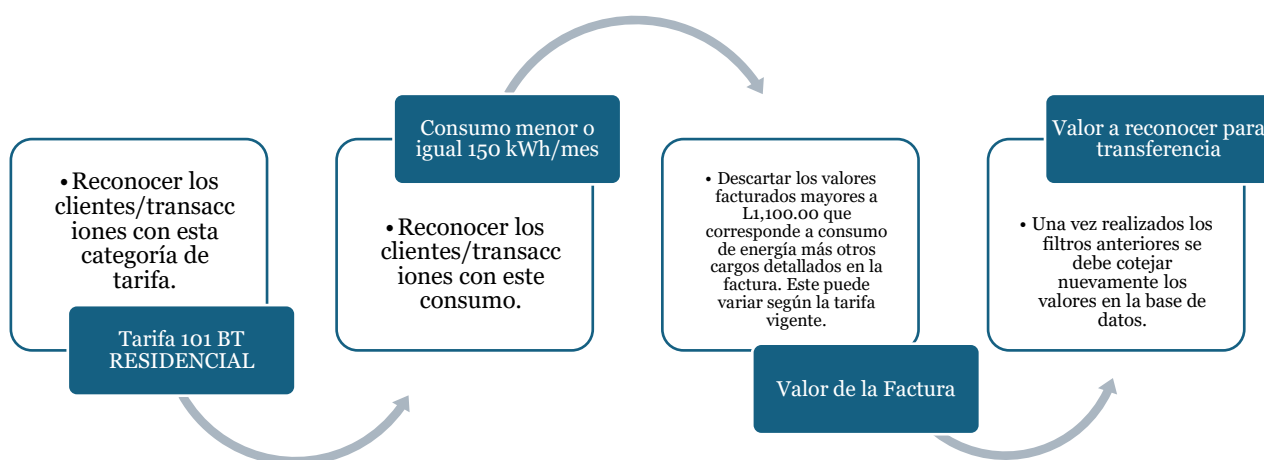


Imagen 5-2: Metodología para la selección de información confiable para pago.

Fuente: Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN).

5.5.2.1 Proceso de Focalización

Para la aplicación de este subsidio la ENEE toma en cuenta criterios de focalización tales como: exceptuar a los usuarios que tengan más de un servicio de medición a su nombre o usuarios que viven en zonas de alta plusvalía.

No obstante, con base a reuniones realizadas entre la CREE, la ENEE y la SEN se ha manifestado que se han encontrado inconsistencias donde se han identificado, por ejemplo, usuarios en zonas de alta plusvalía gozando del beneficio del subsidio de 150 kWh, así como personas jurídicas que han sido incluidas dentro del esquema de este subsidio.

De igual manera cabe destacar que se han identificado esfuerzos por parte de la ENEE para fortalecer el proceso de focalización mediante procesos de focalización con base al oficio **GD-210-05-2026, “Modelo Técnico de Focalización”** el cual plantea los siguientes lineamientos:

1. **Segmentación**, donde se define el universo inicial de clientes elegibles bajo los criterios:
 - a. **Tarifa del suministro**, donde el cliente debe estar registrado bajo la tarifa residencial del sistema comercial de la ENEE.
 - b. **Criterio geoespacial y socioeconómico**, donde el suministro no debe estar ubicado en zonas residenciales clasificadas como de ingresos medios o altos.
2. **Categorización**, donde se depura y valida la elegibilidad de los clientes con base:
 - a. **Consistencia comercial del suministro**, donde se verifica que el usuario no registre en su historial comercial reportes de ausencia de consumo, inmueble deshabitado o desuso del suministro durante los últimos 3 meses consecutivos.
 - b. **Integridad y cumplimiento**, donde el cliente no deberá registrar penalizaciones asociadas a fraude, hurto de energía o manipulación indebida con dolo comprobado del servicio eléctrico.
 - c. **Exclusividad del beneficio**, donde el usuario no deberá ser beneficiario simultáneo de otros subsidios, exoneraciones o beneficios tarifarios que cubran la totalidad de la factura.
 - d. **Comportamiento de pago**, donde el usuario no deberá mantener mora activa de 3 o más facturas vencidas.
 - e. **Coherencia socioeconómica del consumo**, donde el consumo de energía debe ser consistente con hogares en condición de vulnerabilidad social, comprendiendo entre 1 a 150 kWh.

- f. **Estabilidad del consumo**, donde el suministro deberá tener un consumo promedio histórico anual dentro del rango de 1 a 150 kWh mensuales.
3. **Focalización**, donde una vez segmentados y categorizados los clientes se procede a la focalización mediante la validación en campo:
- a. **Trabajo de campo y validación socioeconómica**, donde se aplican consultas orientadas a validar condiciones observables del entorno del usuario tales como:
- Tipo de vivienda
 - Materiales de construcción
 - Condiciones del entorno (cerca, piso, infraestructura)
 - Otras consultas diseñadas por organizaciones dedicadas a la observación socioeconómica.
4. **Actualización y Control del Modelo**, donde se actualizará la segmentación y categorización de forma automática en cada periodo de facturación, así como la permanencia del beneficio estará condicionada al cumplimiento continuo de los criterios establecidos, donde en caso del incumplimiento de cualquiera de los criterios implicará a la exclusión en el periodo de facturación siguiente.

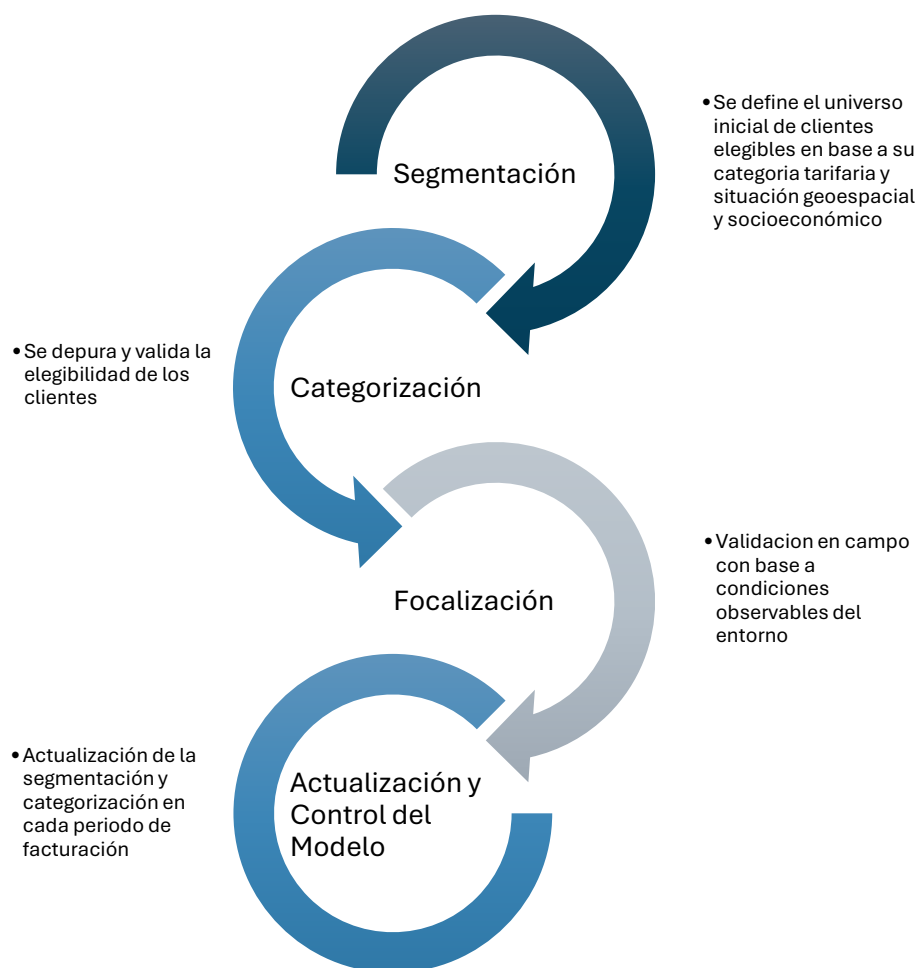


Imagen 5-3: Modelo Técnico para la Segmentación, Categorización y Focalización del Subsidio de 150 kWh.

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

5.5.3 Liberación y obtención de los fondos para disponer de un segundo subsidio en el ejercicio fiscal 2026.

La Secretaría de Finanzas (SEFIN) ha asignado los recursos necesarios para la implementación de un segundo subsidio orientado a mitigar el impacto de los ajustes trimestrales en las tarifas eléctricas, conforme al artículo 2 del PCM-025-2022. Esta disposición se mantuvo en los años posteriores mediante otros PCM que conservaron la misma referencia tarifaria para el cálculo del subsidio; no obstante, a partir del PCM-03-2026 (enero 2026) se modifica la referencia utilizada para la determinación del ajuste.

La **Tabla 5-1** detalla la estructura tarifaria de referencia usada de 2022 a diciembre 2025.



Categoría Tarifaria	Julio 2022 (HNL/kWh)
Residencial <50 kWh	4.4147
Residencial >50 kWh	5.7447
Baja tensión	5.7498
Media tensión	3.7899
Alta tensión	3.5776

Tabla 5-1: Estructura Tarifaria ENEE de octubre 2022 (PCM-025-2022).

La Tabla 5-2 detalla la estructura tarifaria vigente para el periodo enero 2026 a junio 2026

Categoría Tarifaria	Octubre 2025 (HNL/kWh)
Residencial <50 kWh	3.8209
Residencial >50 kWh	4.9719
Baja tensión	4.9978
Media tensión	3.0563
Alta tensión	2.8644

Tabla 5-2: Estructura Tarifaria ENEE de octubre 2025 (PCM-03-2026).

5.6 RESULTADOS

5.6.1 Subsidios Aplicados en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)

En esta sección se presentan los resultados del análisis de la implementación de los subsidios dirigidos a los usuarios con consumos menores o iguales a 150 kWh dentro del sistema interconectado nacional para el periodo de febrero 2026 a abril 2026 con base a la información proveída por la ENEE para el periodo previamente mencionado, así como los resultados relacionados con el segundo subsidio orientado a mitigar el impacto de los ajustes tarifarios trimestrales.

5.6.1.1 Subsidio 150 kWh

5.6.1.1.1 Usuarios que recibieron subsidio 150 kWh

Los Decretos Ejecutivos PCM-42-2025 y PCM-004-2026 instruyen la aplicación del subsidio a usuarios con consumo menores o iguales a 150 kWh. A continuación, se presenta

un resumen detallado de los datos obtenidos a partir de la información proporcionada por la ENEE correspondiente los meses de febrero de 2026 a abril 2026.

Mes	Usuarios	Transacciones	Monto subsidiado (HNL)
Febrero 2026	1,040,477	1,219,888	L359,681,437.61
Marzo 2026	1,000,840	1,022,351	L311,114,420.16
Abril 2026	972,903	999,751	L304,756,782.83

Tabla 5-3: Resumen subsidio de 150 kWh.

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

Donde la **Tabla 5-3** muestra el resumen los montos totales subsidiados por mes durante el trimestre.

El **Gráfico 5-1** podemos ver cómo ha habido una tendencia de disminución tanto en el monto subsidiado y número de usuarios de febrero a marzo, los usuarios disminuyeron 3.81% con una reducción de 39,637 usuarios, y el monto subsidiado con una disminución de 13.5%, equivalente a L48,567,017.45.

De marzo a abril esta tendencia de disminución continuo, donde los usuarios disminuyeron 2.79% con una reducción de 27,937 usuarios, y el monto subsidiado con una disminución de 2.04% equivalente a L6,357,637.33

La tendencia general del trimestre fue de disminución, siendo febrero el mes con más usuarios recibiendo el subsidio y con el mayor monto siendo subsidiado, el trimestre cierra con una disminución de los usuarios de 6.49% de febrero a abril, equivalente a 67,574 usuarios, y una disminución del monto subsidiado de febrero a abril de 15.27%, siendo un total de L54,924,654.78.

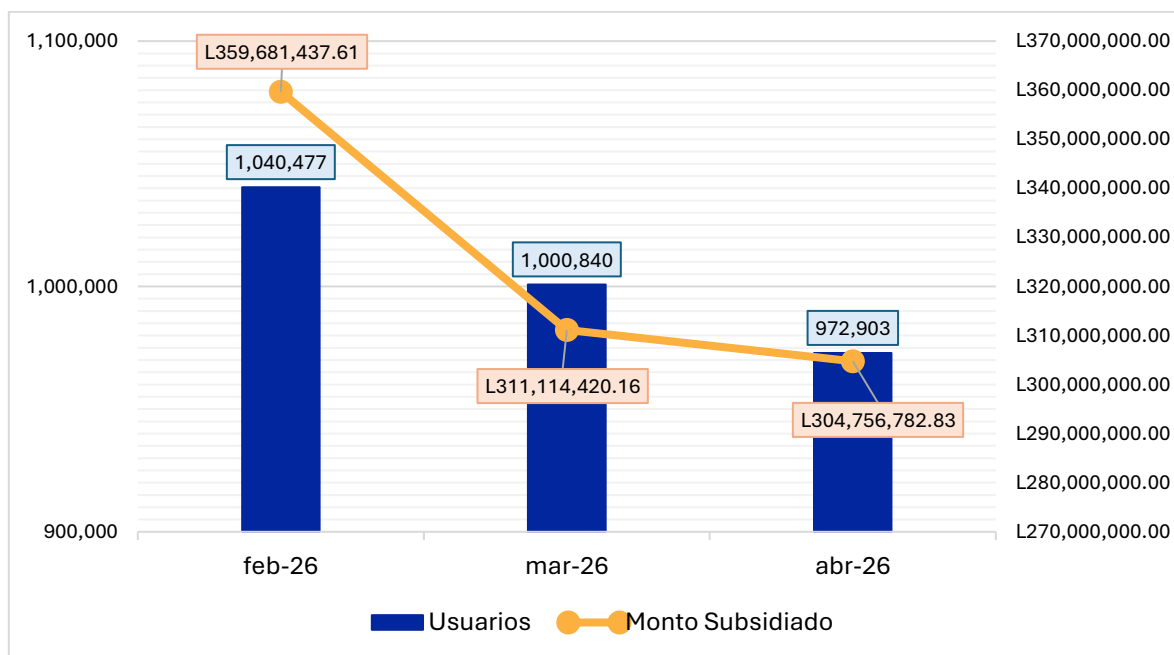


Gráfico 5-1: Usuarios que reciben el subsidio de 150 kWh segundo trimestre 2026.
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

5.6.1.1.2 Traslado de aporte equivalente al cuarenta por ciento (40%) a los usuarios con consumo arriba de 3,000 kWh

El PCM-003-2026 instruyen a la ENEE trasladar la diferencia del subsidio equivalente al cuarenta por ciento (40%), a los clientes no residenciales, exceptuando los clientes comerciales integrados a la red de baja tensión con consumos iguales o inferiores a 3,000 kWh (micro, pequeña y medianas empresas).

A continuación, se muestra una tabla detallada con respecto a los usuarios que aportaron al subsidio de febrero 2026 a abril 2026:

Mes	Usuarios	Transacciones	Monto aportado (HNL)
Febrero 2026	26,333	32,829	L110,378,372.82
Marzo 2026	26,668	28,150	L151,488,516.32
Abril 2026	26,805	27,615	L136,540,580.51

Tabla 5-4: Usuarios que aportan al subsidio de 150 kWh.
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

Donde la **Tabla 5-4** muestra el resumen de los usuarios que aportan al subsidio y sus montos por mes.

Donde con base a estos datos podemos ver que hubo un incremento en el mes de marzo, el total de usuarios que aportan al subsidio incremento en 1.27%, es decir 335 usuarios más que el mes de febrero, mientras que el monto aportado aumento considerablemente en 37.25%, equivalente a L41,110,143.50

Para el mes de abril, el total de usuarios volvió a incrementar, siendo de 0.51% comparado con el mes de marzo, siendo equivalente a 137 usuarios, mientras que el monto aportado disminuyo un 9.87% comparado con el mes de marzo, siendo equivalente a L14,947,935.81.

La tendencia del trimestre fue de crecimiento, cerrando este con un incremento de usuarios que aportan al subsidio de 1.79% de febrero a abril, siendo un total de 472 usuarios.

De igual manera, de febrero a abril hubo un incremento de 23.7% del monto aportado, siendo en total un monto de L26,162,207.69.

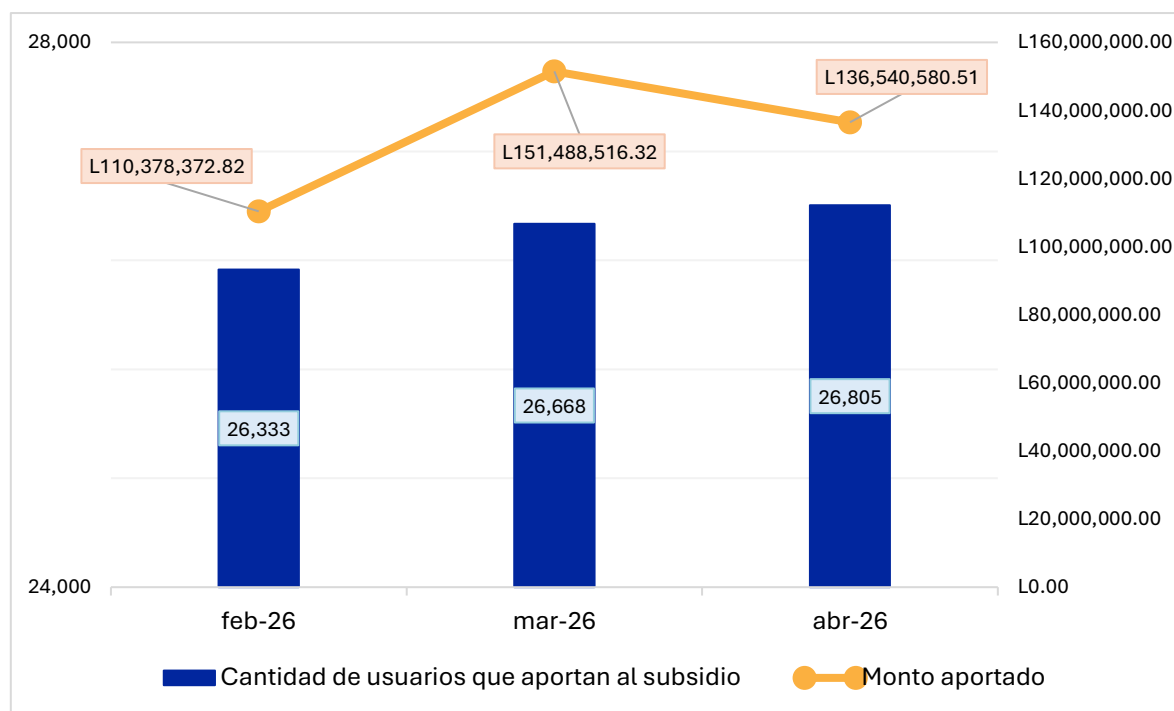


Gráfico 5-2: Usuarios que aportan al subsidio de 150 kWh.
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

A continuación, se muestra un resumen detallado con respecto al porcentaje que aportan los usuarios con consumo mayor a 3,000 kWh y el porcentaje elegible para reconocimiento de subsidio:

Mes	Monto subsidiado (HNL)	Monto aportado por Usuarios (HNL)	Monto elegible para reconocimiento de subsidio (sujepto a validación del Estado) (HNL)	Porcentaje aportado por Usuarios (40%)	Porcentaje elegible para reconocimiento de subsidio (sujepto a validación del Estado) (60%)
Enero 2026	L258,469,821.91	L110,332,176.47	L148,137,645.44	42.69%	57.31%
Febrero 2026	L359,681,437.61	L110,378,372.82	L249,303,064.79	30.69%	69.31%
Marzo 2026	L311,114,420.16	L151,488,516.32	L159,625,903.84	48.69%	51.31%
Abril 2026	L304,756,782.83	L136,540,580.51	L168,216,202.32	44.80%	55.20%

Tabla 5-5: Resumen de montos y porcentajes que cubre los usuarios no residenciales con consumo mensual mayor a 3,000 kWh, así como el porcentaje a subsidiar por fuentes nacionales.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

El **Gráfico 5-3** muestra el porcentaje de referencia del 40% contra el porcentaje aportado calculado con base a la información presentada por la ENEE, donde cabe destacar que este es un valor que se cumple anualmente, según lo conversado en la reunión celebrada entre la CREE, la ENEE y la SEN el 6 de febrero 2026.

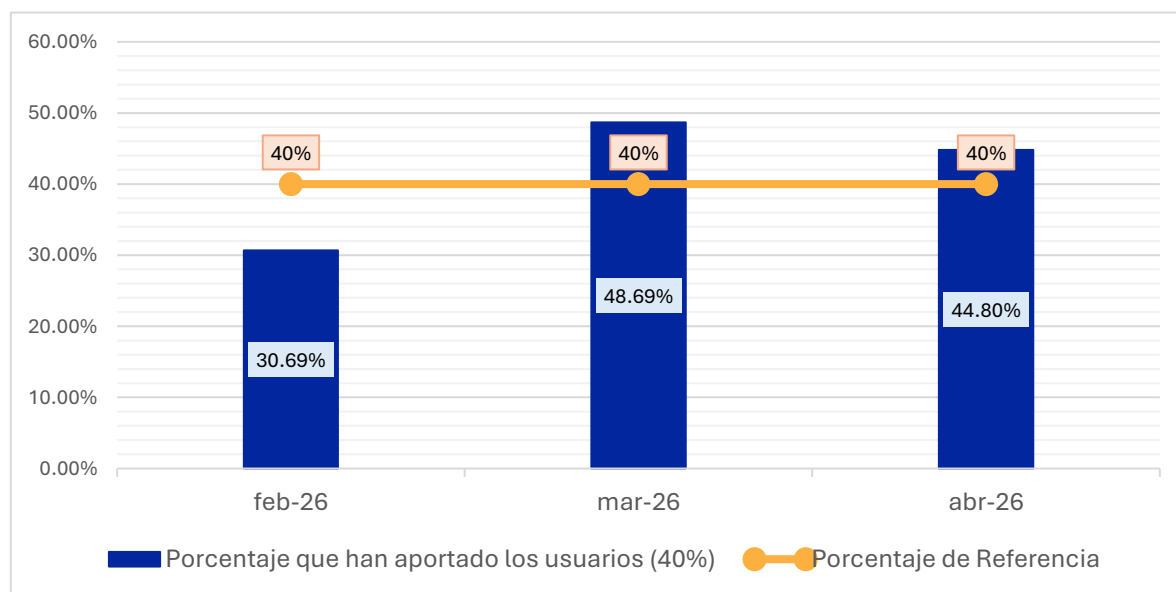


Gráfico 5-3: Porcentaje que han aportado los usuarios.
Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).



Seguidamente, esta Comisión, con base en la información proporcionada por la ENEE, identificó que, en abril de 2026, la empresa contó con un total de **2,177,203 usuarios**, de los cuales los 26,805 usuarios equivalente **al 1.23 %** aportó **el 44.80 %** del monto total del subsidio de 150 kWh correspondiente a los **usuarios no residenciales**, siendo este monto de **L136,540,580.51**

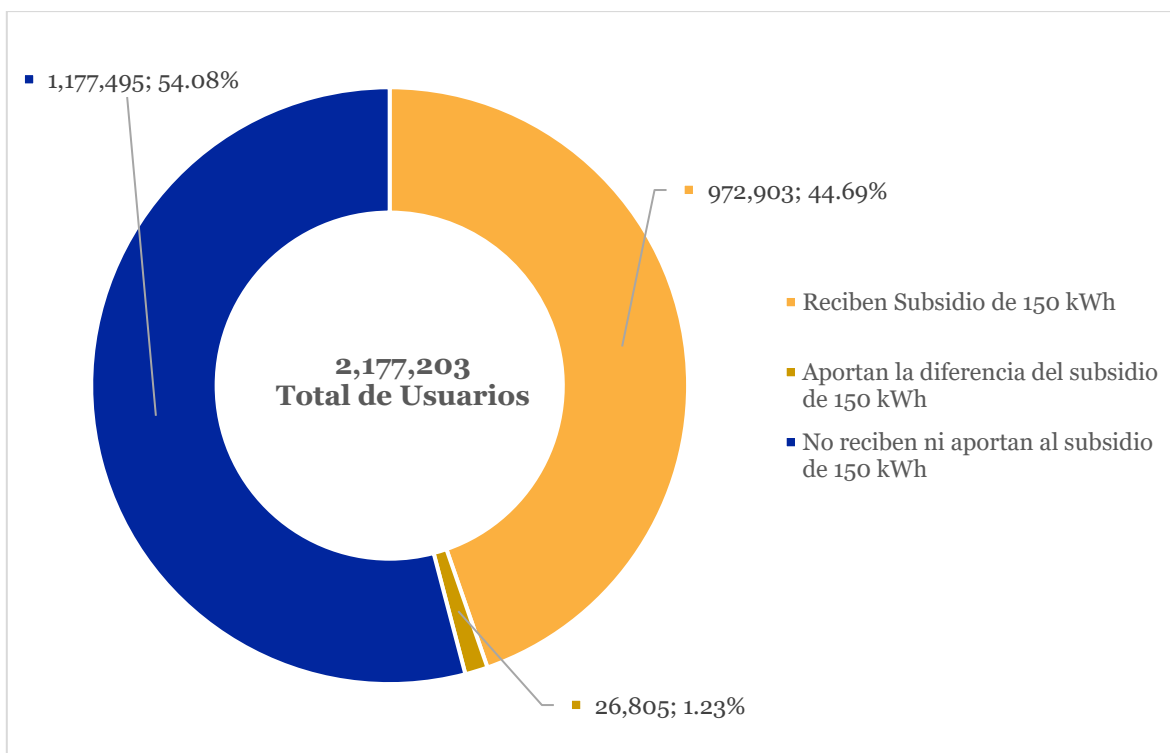


Gráfico 5-4: Resumen de usuarios abril 2026.
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

5.6.1.1.3 Resumen histórico (2025-2026)

Mes	Monto subsidiado (HNL)	Monto aportado por Usuarios (HNL)	Monto elegible para reconocimiento de subsidio (sujeto a validación del Estado) (HNL)	Porcentaje aportado por Usuarios (40%)	Porcentaje elegible para reconocimiento de subsidio (sujeto a validación del Estado) (60%)
Enero 2025	L330,778,631.85	L125,032,029.55	L205,746,602.30	37.80%	62.20%
Febrero 2025	L334,876,235.21	L149,636,430.38	L185,239,804.83	44.68%	55.32%
Marzo 2025	L331,106,579.68	L137,529,513.81	L193,577,065.87	41.54%	58.46%
Abril 2025	L308,547,293.69	L118,892,464.50	L189,654,829.19	38.53%	61.47%
Mayo 2025	L303,847,929.68	L114,739,853.36	L189,108,076.32	37.76%	62.24%
Junio 2025	L274,655,130.40	L128,128,839.77	L146,526,290.63	46.65%	53.35%
Julio 2025	L287,965,763.74	L86,695,634.45	L201,270,129.29	30.11%	69.89%



Mes	Monto subsidiado (HNL)	Monto aportado por Usuarios (HNL)	Monto elegible para reconocimiento de subsidio (sujeto a validación del Estado) (HNL)	Porcentaje aportado por Usuarios (40%)	Porcentaje elegible para reconocimiento de subsidio (sujeto a validación del Estado) (60%)
Agosto 2025	L309,587,015.74	L110,354,212.32	L199,232,803.42	35.65%	64.35%
Septiembre 2025	L312,580,687.94	L133,455,353.76	L179,125,334.18	42.69%	57.31%
Octubre 2025	L307,806,692.02	L121,393,470.29	L186,413,221.73	39.44%	60.56%
Noviembre 2025	L315,125,601.81	L133,142,204.97	L181,983,396.84	42.25%	57.75%
Diciembre 2025	L314,512,357.38	L128,873,517.94	L185,638,839.44	40.98%	59.02%
Enero 2026	L258,469,899.53	L110,332,176.47	L148,137,723.06	42.69%	57.31%
Febrero 2026	L359,681,437.61	L110,378,372.82	L249,303,064.79	30.69%	69.31%
Marzo 2026	L311,114,420.16	L151,488,516.32	L159,625,903.84	48.69%	51.31%
Abril 2026	L304,756,782.83	L136,540,580.51	L168,216,202.32	44.80%	55.20%
Total	L4,965,412,381.65	L1,996,613,171.22	L2,968,799,210.43	40.21%	59.79%

Tabla 5-6: Resumen de montos y porcentajes que cubren los usuarios, así como el porcentaje a subsidiar por fuentes nacionales.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

En el marco de las reuniones técnicas de coordinación sostenidas con la Secretaría de Energía (SEN), orientadas a analizar la información relacionada con los montos del subsidio, se identificó la necesidad de precisar el alcance del concepto utilizado en informes anteriores como “Monto subsidiado por el Estado”.

Derivado de este proceso de revisión conjunta, se determinó que los valores analizados por esta Comisión corresponden al monto del subsidio aplicado en la facturación por la ENEE, conforme a la información remitida por dicha empresa distribuidora. Por su parte, los montos asumidos por el Estado corresponden a los valores que resultan de los procesos de revisión y validación efectuados por la SEN, los cuales pueden diferir de los montos aplicados en la facturación.

En ese sentido, con el propósito de reflejar de manera más precisa el alcance de la información utilizada en el análisis, en el presente informe se ajusta la denominación del campo a “Monto elegible para reconocimiento de subsidio” el cual corresponde al 60% del subsidio sujeto a validación de la SEN para reconocimiento, considerando que esta Comisión analiza la información correspondiente a los valores aplicados en la facturación del servicio eléctrico.

Como resultado de las reuniones técnicas realizadas, se logró homologar la interpretación de los datos entre las instituciones, identificándose que las diferencias observadas en los meses de mayo, julio, septiembre y octubre responden a los procesos de validación efectuados por la SEN para efectos del reconocimiento del subsidio por parte del Estado, y no a inconsistencias en los valores aplicados en la facturación.

La siguiente tabla presenta una comparativa entre los montos reportados por la CREE (Monto elegible para reconocimiento de subsidio), con base en la información remitida por la ENEE, y los montos considerados por la SEN (Monto Asumido/Reconocido por el Estado), posterior al proceso de revisión conjunta de la información para los meses de enero 2025 a noviembre 2025, quedando pendiente los meses de diciembre 2025 a abril 2026 a realizar en una futura reunión una vez hayan sido realizado los desembolsos correspondientes para estos meses.

Mes	Monto Asumido/Reconocido por el Estado (HNL)	Monto elegible para reconocimiento de subsidio (HNL)	Diferencia	Observaciones/Motivos de la Diferencia
Enero 2025	L205,746,602.30	L205,746,602.30	L0.00	
Febrero 2025	L185,239,804.83	L185,239,804.94	L0.00	
Marzo 2025	L193,577,065.87	L193,577,066.04	L0.00	
Abril 2025	L189,654,829.19	L189,654,829.39	L0.00	
Mayo 2025	L189,105,422.65	L189,108,076.32	L2,653.67	Monto no reconocido
Junio 2025	L146,526,290.63	L146,526,290.63	L0.00	
Julio 2025	L201,269,288.84	L201,270,129.29	L840.45	Monto no reconocido
Agosto 2025	L199,232,803.42	L199,232,803.42	L0.00	
Septiembre 2025	L179,116,847.72	L179,125,334.18	L8,486.46	Monto no reconocido
Octubre 2025	L186,409,593.02	L186,413,221.73	L3,628.71	Monto no reconocido
Noviembre 2025	L181,983,396.84	L181,983,396.84	L0.00	
Diciembre 2025		L185,638,839.44		Pendiente de validación
Enero 2026		L148,137,723.06		Pendiente de validación
Febrero 2026		L249,303,064.79		Pendiente de validación
Marzo 2026		L159,625,903.84		Pendiente de validación
Abril 2026		L168,216,202.32		Pendiente de validación

Tabla 5-7: Tabla de comparativa de los montos subsidiados por el estado reportados por la CREE y la SEN.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).



5.6.1.2 Subsidio por ajuste tarifario

El Decreto Ejecutivo PCM-003-2026 instruye a SEFIN a realizar las operaciones presupuestarias, financieras y contables necesarias durante el periodo febrero 2026 a abril 2026 a fin de utilizar los fondos no ejecutados del Decreto Ejecutivo PCM-42-2025 y el Decreto Ejecutivo 004-2026, los cuales corresponden al subsidio del pago del 60% a la ENEE, con el fin de evitar el impacto de la aplicación del ajuste tarifario que se realiza de manera trimestral, siendo extendido para el periodo de abril 2026 a junio 2026 mediante el Decreto ejecutivo PCM-010-2026.

De igual manera, ambos decretos ejecutivos instruyen a la SEN y la CREE para que supervisen y verifiquen el cumplimiento de lo establecido anteriormente.

A continuación, se muestra un resumen detallado con respecto a los datos obtenidos de la información proporcionada por la ENEE correspondientes a los meses de febrero 2026 a abril 2026:

Mes	Usuarios	Monto subsidiado (HNL)
Febrero 2026	2,005,709	95,825,516.87
Marzo 2026	1,140,855	55,056,629.08
Abril 2026	1,872,565	131,246,745.75

Tabla 5-8: Resumen de segundo subsidio por ajuste tarifario aplicado a todos los usuarios.

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

Donde con base a la información en la **Tabla 5-8** podemos ver que, de febrero a marzo, los usuarios disminuyeron significativamente, siendo 43.12%, equivalente a 864,854 usuarios menos.

El monto subsidiado también disminuyó de forma importante, siendo la diferencia de 42.55%, lo que equivale a una reducción de L40,768,887.79.

Sin embargo, para el mes de abril hubo un incremento tanto en los usuarios que recibieron el subsidio, siendo un incremento de 64.14% equivalente a 731,710 usuarios, así como un incremento en el monto subsidiado, siendo de 138.39% comparado contra el mes de marzo, equivalente a L76,190,116.67.

Cerrando el trimestre con una diferencia de febrero a abril de 6.64% usuarios menos equivalentes a 133,144 usuarios.

Y el monto subsidiado teniendo un aumento de febrero a abril de 36.96%, siendo un total de L35,421,228.88.

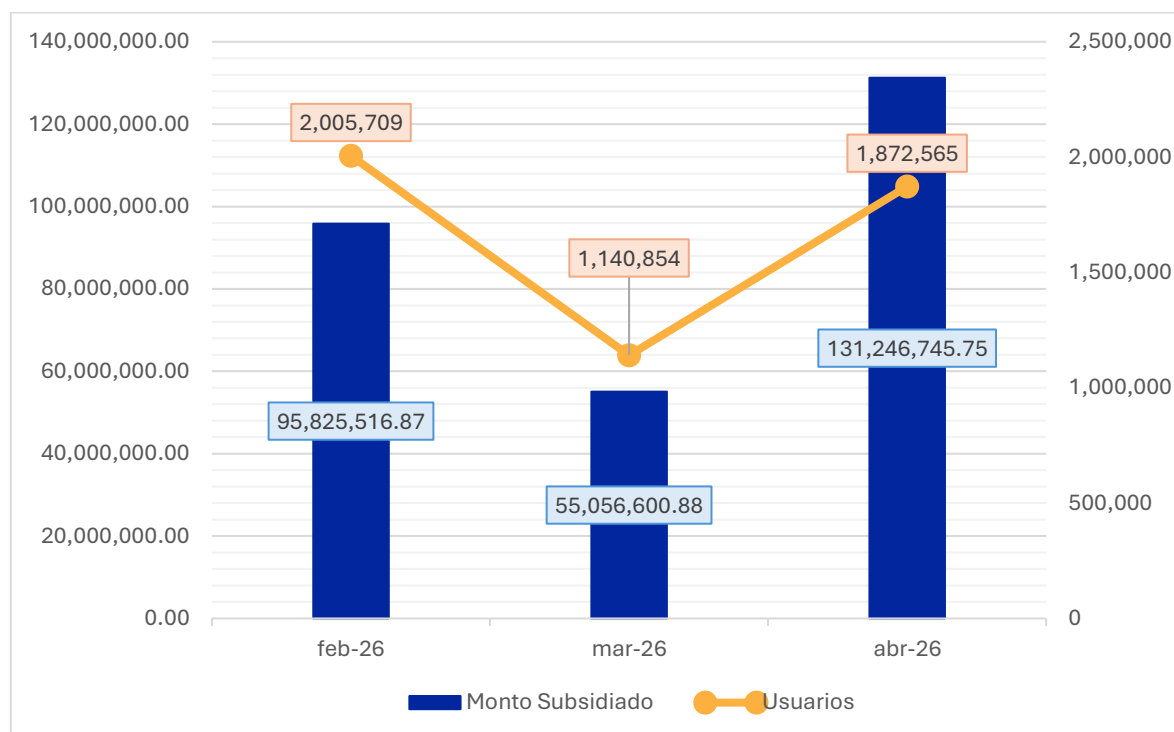


Gráfico 5-5: Resumen de segundo subsidio por ajuste tarifario aplicado a todos los usuarios.
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

5.6.1.2.1 Resumen Histórico (2025, 2026)

Mes	Usuarios	Monto subsidiado (HNL)
Enero 2025	1,862,101	L316,317,617.39
Febrero 2025	1,871,764	L315,090,029.44
Marzo 2025	1,880,987	L332,664,461.09
Abril 2025	1,888,985	L202,875,527.13
Mayo 2025	1,976,856	L187,165,840.39
Junio 2025	1,976,907	L182,253,018.09
Julio 2025	1,999,762	L39,345,942.35
Agosto 2025	1,986,828	L28,850,130.86
Septiembre 2025	1,870,249	L11,768,471.78
Octubre 2025	96,385	L0.00
Noviembre 2025	84,559	L1,605,152.83
Diciembre 2025	84,895	L2,361,332.74



Mes	Usuarios	Monto subsidiado (HNL)
Enero 2025	1,983,881	L100,967,744.41
Febrero 2026	2,005,709	L95,825,516.87
Marzo 2026	1,140,854	L55,056,600.88
Abril 2026	1,872,565	L131,246,745.75
Total	1,536,455	L2,003,394,132.00

Tabla 5-9: Resumen de beneficiarios que reciben subsidio y los montos que el Estado subsidia.

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

Se ha realizado un análisis indicativo del comportamiento tarifario debido a este segundo subsidio, mismo que se muestra en el gráfico a continuación:

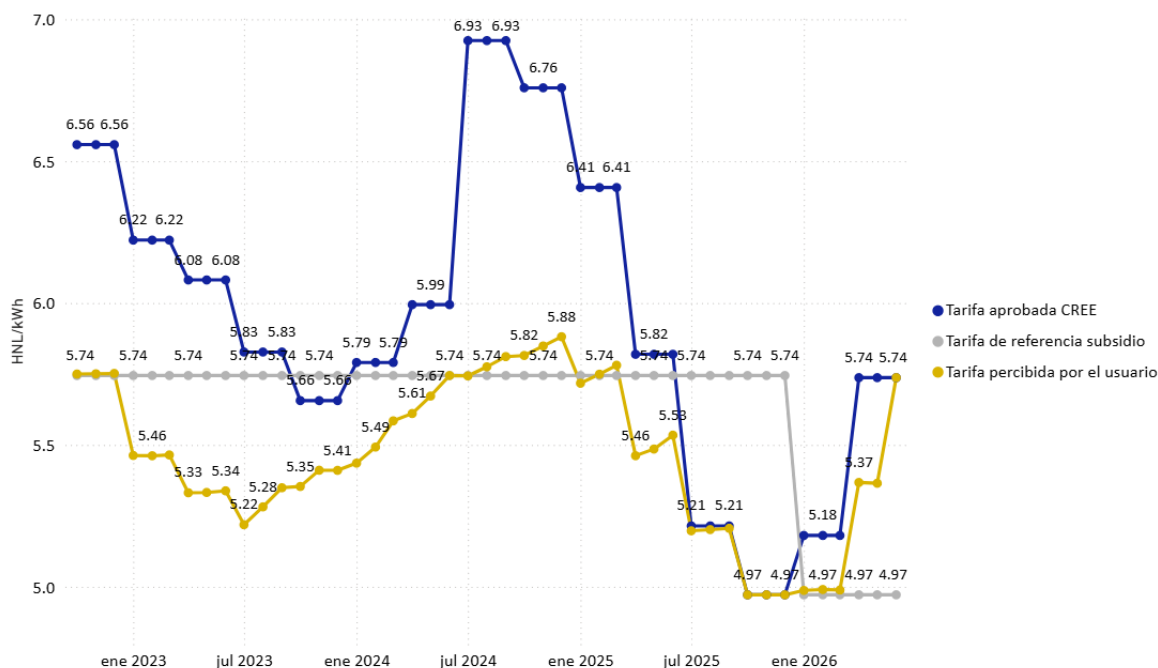


Gráfico 5-6: Comportamiento tarifario debido al segundo subsidio.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

En el gráfico anterior, se ven representada 3 líneas indicativas según los siguientes colores:

Tarifa aprobada por la CREE: esta representa los valores aprobados por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) de forma trimestral.

Tarifa de referencia subsidio: es la tarifa residencial que dictan los PCM asociados al funcionamiento de los subsidios.

Tarifa percibida por el usuario: esta representa la tarifa que perciben los usuarios en su recibo de energía eléctrica mensual, con el subsidio otorgado mediante PCM para aminorar el impacto debido a los ajustes tarifarios trimestrales.

5.6.2 Subsidios Aplicados en el Sistema Aislado de Guanaja

En esta sección se presentan los resultados del análisis de la implementación del subsidio dirigido a los usuarios con consumos menores o iguales a 150 kWh dentro del sistema aislado de Guanaja para el periodo de enero 2026 a abril 2026 con base a la información proveída por la ENEE para este periodo.

5.6.2.1 Subsidio 150 kWh

5.6.2.1.1 Usuarios que recibieron subsidio 150 kWh en Guanaja

El Decreto Ejecutivo PCM-42-2025 (para el periodo de enero a abril del año fiscal 2026) instruye la aplicación del subsidio a usuarios con consumo igual o inferior a 150 kWh para los usuarios en los sistemas aislados de Guanaja y Brus Laguna, sin embargo, debido que Brus Laguna no tiene una tarifa asignada, para el periodo de enero a abril 2026, solo se ha aplicado el subsidio a Guanaja.

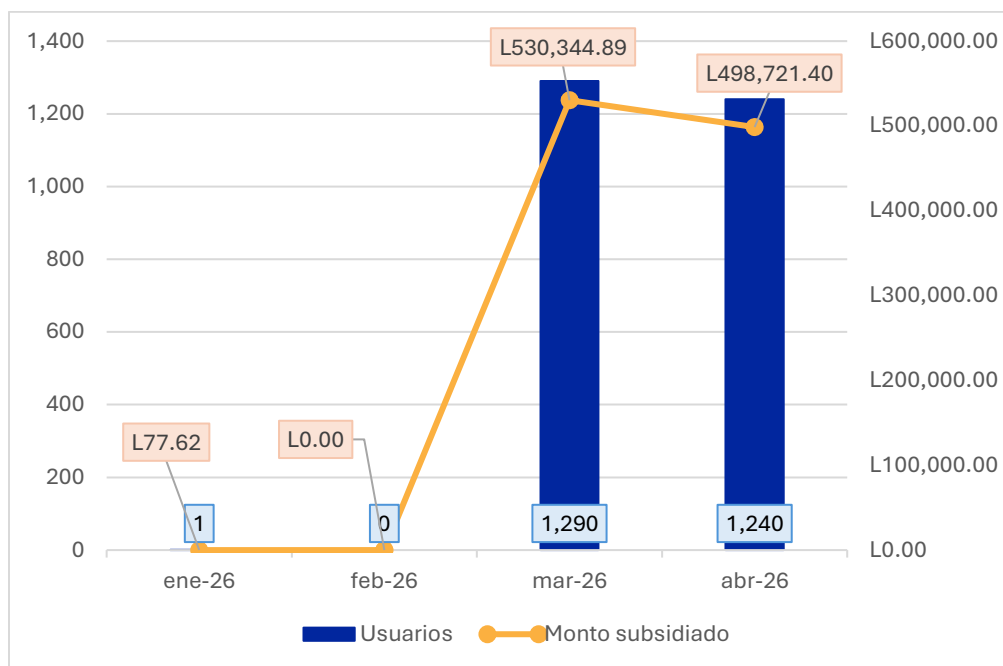
Se identificó que para enero de 2026 la ENEE reportó un usuario procesado para el subsidio de 150 kWh, equivalente a L77.62, con febrero teniendo 0 usuarios a subsidiar y en marzo teniendo un total de 1,290 usuarios con un monto subsidiado de L530,344.89.

A continuación, se presenta un resumen detallado de los datos obtenidos a partir de la información proporcionada por la ENEE correspondiente los meses de enero a abril 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
Abril 2026	1,240	1,256	L498,721.40

Tabla 5-10: Resumen subsidio de 150 kWh, Guanaja.

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).



*Gráfico 5-7: Usuarios que reciben el subsidio de 150 kWh en Guanaja, primer trimestre 2026.
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (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.

Y para el mes de abril, 23 de las 1256 transacciones reportadas fueron por procesos de refactura, siendo aplicado a 7 usuarios de los 1240 usuarios identificados que recibieron el subsidio para este mes.

5.6.2.2 Subsidio del 50 % de los montos no facturados

Al momento de la elaboración de este informe la ENEE con base a la información que la ENEE provee a esta comisión no se cuenta con registro de la aplicación de este subsidio.

5.7 CONCLUSIONES

1. Sistema Interconectado Nacional

○ Subsidio de 150 kWh

- Si bien, hubo un crecimiento significativo durante el primer trimestre de 2026, especialmente entre enero y febrero, período en el cual el número de usuarios beneficiados aumentó en 26.05% y el monto

subsidiado incrementó en 39.16%, en febrero y marzo a habido una disminución donde entre febrero y marzo los usuarios disminuyeron 3.81% y el monto subsidiado 13.5%, y de marzo a abril, los usuarios disminuyeron 2.79% y el monto subsidiado 2.04%, por lo que podemos decir que el comportamiento fue una tendencia general de disminución.

- Se observa que hubo una tendencia de crecimiento en la cantidad de usuarios que aportan al subsidio, empezando el trimestre con 26,333 usuarios y cerrando con 26,805 lo que equivale a un crecimiento de 1.79%, siendo un total de 472 usuarios más, manteniendo la tendencia de crecimiento observada en el trimestre anterior.

De igual manera, hubo una tendencia de crecimiento para el monto aportado, siendo un incremento de 23.7% entre febrero a abril siendo un monto de L26,162,207.69.

- Subsidio por Ajuste Tarifario
 - Hubo una tendencia de disminución en el número de usuarios que recibieron el subsidio, siendo esta de 6.64% menos de usuarios entre febrero a abril equivalente a 133,144 usuarios y un aumento del monto subsidiado de 36.96%, % entre febrero a abril lo que equivale a un monto de L35,421,228.88.

2. Sistema Aislado de Guanaja

- Subsidio de 150 kWh
 - Se identificó que 49.50% de los montos subsidiados al cierre del trimestre son debido al proceso refacturas siendo un total de 1293 para el final del trimestre.
- Subsidio del 50 % de los montos no facturados
 - Con base a la información entregada a la CREE, se carece la capacidad de verificar si este subsidio ha sido aplicado durante el trimestre.

5.8 RECOMENDACIONES

1. Sistema Interconectado Nacional

- Coordinar reuniones con la ENEE y la SEN a fin de optimizar la comunicación interinstitucional y la colaboración entre las unidades técnicas a fin de

solventar las inconsistencias encontradas y manifestadas respecto a la aplicación de los subsidios.

- Coordinar con la ENEE y la SEN la revisión y actualización de los criterios de focalización del subsidio de 150 kWh, a fin de fortalecer la coordinación interinstitucional y asegurar su adecuada aplicación.
- Dar seguimiento al impacto del cambio de tarifa de referencia establecido en el PCM-003-2026 sobre el monto del subsidio, a fin de evaluar su efecto en la sostenibilidad del mecanismo y en los recursos requeridos para su financiamiento.

2. Sistema Aislado de Guanaja

- Requerir a la ENEE la información que permita determinar si el Subsidio del 50% de los montos no facturados ha sido aplicado, y de ser así, requerir los archivos correspondientes a este, en caso contrario, coordinar con la ENEE y la SEN para validar cual es el plan a seguir para la aplicación de dicho subsidio.

5.9 MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Seguimiento de las recomendaciones realizadas a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)	Documento	Oficio recibido por parte de la ENEE	Julio 2026	Pendiente
2	Seguimiento a las recomendaciones realizadas a la Secretaría de Energía (SEN)	Documento	Oficio recibido por parte de la SEN	Julio 2026	Pendiente

P12-PF05-PI06
INFORME DE PROCESOS
SANCIONATORIOS

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

Junio 2026



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS
★ ★ ★ ★ ★

CRÉE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

6 INFORME DE PROCESOS SANCIONATORIOS

6.1 INTRODUCCIÓN

El presente informe consolida las actuaciones desarrolladas por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) en el marco de los distintos procedimientos sancionatorios gestionados durante el período evaluado. Su propósito es documentar de manera ordenada y objetiva las acciones emprendidas, la información analizada y las valoraciones realizadas por las áreas técnicas competentes, en cumplimiento de las atribuciones establecidas en la Ley General de la Industria Eléctrica y su Reglamento.

La estructura del documento integra los antecedentes, las revisiones efectuadas, el análisis de la información presentada por las empresas reguladas y las conclusiones derivadas de cada expediente, permitiendo contar con una visión general del avance y estado de los procesos. Asimismo, se busca fortalecer la transparencia institucional y asegurar la trazabilidad de las decisiones adoptadas por la Comisión en el ejercicio de sus funciones de supervisión, fiscalización y control.

6.2 OBJETIVOS

Analizar y documentar el estado de los procedimientos sancionatorios evaluados, verificando el cumplimiento de la normativa aplicable y proporcionando elementos técnicos que respalden la toma de decisiones regulatorias.

6.2.1 *Objetivos Específicos*

1. Presentar los resultados del seguimiento al proceso sancionatorio PS-ED-001-2024-ENEE, mediante el análisis de la información y base de datos remitida por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en atención al Auto PS-ED-001-2024 ENEE, con el fin de verificar el estado de ejecución de las acciones correctivas aplicadas sobre los casos identificados conforme a los parámetros del Oficio CREE-243-2023.
2. Consolidar los antecedentes y actuaciones realizadas en los expedientes evaluados.

6.3 MARCO LEGAL

A continuación, se describen las disposiciones legales y reglamentarias asociadas al presente informe:



1. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), aprobada mediante el Decreto No. 404-2013 y publicada en el Diario Oficial “La Gaceta” el 20 de mayo de 2014, fue reformada por el artículo 19 del Decreto Legislativo No. 46-2022, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el 16 de mayo de 2022. Esta ley tiene como objetivo regular las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el territorio de la República de Honduras.
2. Que el Artículo 26 de la LGIE literal A, define que las empresas del subsector eléctrico o usuarios que constituyan infracciones serán sancionadas por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE o Comisión) tomando en cuenta los elementos siguientes:
 - i. La gravedad de la infracción;
 - ii. Si el infractor es reincidente;
 - iii. Si el infractor, de manera voluntaria y antes de ser requerido, solventa la infracción.
3. Que el Artículo 26 de la LGIE literal B, clasifica las infracciones en **muy graves, graves y leves**, en función de la naturaleza y el impacto del incumplimiento de las disposiciones regulatorias, incluyendo, entre otros, la aplicación de tarifas no autorizadas, el incumplimiento de obligaciones de información, la obstrucción de la supervisión regulatoria, el desarrollo de actividades sin habilitación y el incumplimiento de normas de calidad del servicio.
4. Que el Artículo 26 de la LGIE literal C, establece que todas las multas deberán pagarse en la Tesorería General de la República, sin perjuicio del pago de la energía consumida y de los intereses correspondientes a la empresa suministradora.

La aplicación de las sanciones la hará la Comisión siguiendo los procedimientos establecidos en los Reglamentos. Las sanciones anteriores se entienden sin perjuicio de la responsabilidad criminal y civil a que pudiere haber lugar de conformidad con la Ley y de las penalizaciones que pudieren pactarse en los contratos regulados por esta Ley y sus Reglamentos.
5. Que el Artículo 67 de RLGIE, establece los criterios para determinar la gravedad de la infracción y la cuantía de las multas
6. Que el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) Artículo 69, modificado mediante Acuerdo CREE-35-2024, define que: Las sanciones y amonestaciones aplicables a través del procedimiento sancionatorio se clasificarán de la siguiente manera:

- i. Amonestación Escrita
- ii. Sanción monetaria

Se podrá imponer una medida correctiva que resulte necesaria, derivada de la determinación de la sanción o amonestación correspondiente.

6.4 ANTECEDENTES

En mayo de 2023, la CREE implementó en su portal institucional una plataforma para fiscalizar la atención de las empresas distribuidoras a los usuarios del servicio eléctrico. A través del análisis de reclamos, se detectaron múltiples casos de ajustes por irregularidad de servicio directo aplicados a usuarios que habían cumplido con las gestiones establecidas en el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED).

Durante la verificación, la CREE solicitó a la ENEE la base de datos y soportes técnicos, constatando que 5,516 usuarios fueron afectados por dichos ajustes, valor que corresponde a L63,508,206.75 en total. Pese a contar con incidencias o reclamos registrados. Como resultado, la CREE emitió el Oficio CREE-243-2023, instruyendo a la ENEE aplicar el procedimiento del Artículo 68 del RSED. La empresa no cumplió la instrucción, configurando incumplimiento regulatorio y motivando la apertura del procedimiento sancionatorio.

El 08 de agosto de 2024, el Departamento de Asesoría al Usuario y Agente concluyó en el análisis del proceso ED-001-2024 que la ENEE incurrió en infracción muy grave, al incumplir los Artículos 20 y 26 de la LGIE y los Artículos 95 y 98 del RSED, por no acatar instrucciones de la CREE y aplicar ajustes contrarios a la normativa vigente.

En el marco del seguimiento al proceso sancionatorio PS-ED-001-2024-ENEE, y ante la respuesta remitida por la ENEE mediante el Oficio ENEEUTCD-REMP-2026-01-2364 de fecha 17 de abril de 2026 en atención al Oficio CREE-107-2026, la Dirección de Fiscalización se pronunció mediante Memorándum MM-DF-109-2026 de fecha 03 de junio de 2026, verificando que, de los 5,516 casos identificados conforme a los parámetros del Oficio CREE-243-2023, la ENEE reportó un universo de 2 casos pendientes de atención, sin haber proporcionado justificación alguna respecto a la causa o circunstancia que impedía su resolución.



En virtud de lo anterior, la CREE emitió el Auto PS-ED-001-2024 ENEE de fecha 04 de junio de 2026, requiriendo a la ENEE: i) culminar la atención de los 2 casos pendientes e informar las razones por las que dichas órdenes de servicio permanecían sin resolverse; y ii) remitir una base de datos actualizada en formato Excel con el universo completo de los 5,516 casos, incluyendo el estado de ejecución de las acciones correctivas aplicadas conforme a los campos mínimos establecidos en la Tabla 1 del Oficio CREE-107-2026, otorgando un plazo de diez (10) días hábiles para el cumplimiento.

En respuesta, la ENEE remitió el Oficio GD-282-06-2026 de fecha 16 de junio de 2026, suscrito por el Gerente de Distribución, mediante el cual adjuntó el Oficio ENEEUTCD-GATC-2026-01-3716 atendiendo los requerimientos establecidos en el Auto PS-ED-001-2024 ENEE.

6.5 PROCEDIMIENTO

De acuerdo con lo establecido Artículo 69 del RLGIE, modificado por el Acuerdo CREE-35-2024 (13 de julio de 2024), el procedimiento sancionatorio se desarrolla en las siguientes etapas:

1. Definición del tipo de sanción a aplicar.
2. Elaboración del informe de incumplimiento.
3. Apertura de expediente de proceso sancionatorio.
4. Notificación del inicio del proceso sancionatorio.
5. Presentación de descargos.
6. Falta de presentación de descargos.
7. Evaluación y evacuación de las pruebas.
8. Emisión de la resolución.
9. Notificación de la resolución.
10. Presentación del recurso de reposición.
11. Publicación de las resoluciones.

La Dirección de Fiscalización está elaborando un procedimiento para determinar el monto por concepto de sanciones, permitiendo que su aplicación eficiente los análisis requeridos en un proceso sancionatorio.

6.6 RESULTADOS

6.6.1 Proceso sancionatorio CREE-001-2024

A continuación, se presentan los resultados del proceso sancionatorio CREE-001-2024 correspondiente a la **Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)** y el estado actual en el que se encuentra dicho proceso.

6.6.1.1 Estado actual

El expediente del proceso sancionatorio PS-ED-001-2024-ENEE se encuentra en etapa de análisis de la información complementaria remitida por la ENEE, en atención al Auto PS-ED-001-2024 ENEE emitido por esta Comisión en fecha 04 de junio de 2026, mediante el cual se requirió a la empresa culminar la atención de los casos pendientes y remitir una base de datos actualizada con el universo completo de los 5,516 casos identificados conforme a los parámetros del Oficio CREE-243-2023. La ENEE dio respuesta mediante el Oficio GD-282-06-2026 de fecha 16 de junio de 2026, adjuntando el Oficio ENEEUTCD-GATC-2026-01-3716 de la misma fecha. En consecuencia, el proceso se mantiene abierto a efectos de emitir la resolución correspondiente con base en las acciones correctivas reportadas y ejecutadas por la ENEE.

6.6.1.2 Hallazgos principales

El En atención al Auto PS-ED-001-2024 ENEE, la ENEE remitió mediante el Oficio ENEEUTCD-GATC-2026-01-3716 de fecha 16 de junio de 2026 la base de datos actualizada del universo de 5,516 casos identificados conforme a los parámetros del Oficio CREE-243-2023, incluyendo el estado de ejecución de las acciones correctivas aplicadas. Adicionalmente, la ENEE informó el tratamiento otorgado a los dos (2) casos que permanecían pendientes de atención: la clave 1422453, correspondiente a la Orden de Servicio 8514643, registraba un ajuste por ECNP por un período de 25 meses, por lo que la ENEE indicó que procedería a corregir dicho ajuste limitándolo al período máximo de seis (6) meses conforme al Oficio CREE-243-2023; y la clave 1453845, con Orden de Servicio 8075759, fue declarada improcedente al verificarse que los promedios facturados eran menores a los consumos posteriores a la normalización del servicio.

Del análisis de la base de datos remitida, y aplicando como criterio de clasificación el período máximo de seis (6) meses establecidos en el Artículo 68 del RSED, se identificaron dos grupos de casos según el período irregular reportado. El primer grupo corresponde a ajustes

con un período mayor a seis (6) meses, conformado por 3,102 casos, de los cuales 3,100 fueron clasificados como improcedentes y 2 como rectificadas. El segundo grupo corresponde a ajustes con un período menor o igual a seis (6) meses, conformado por 2,414 casos, distribuidos en 1,983 facturados, 399 improcedentes y 32 rectificadas. Estos resultados se presentan en el **Gráfico 6-1**.

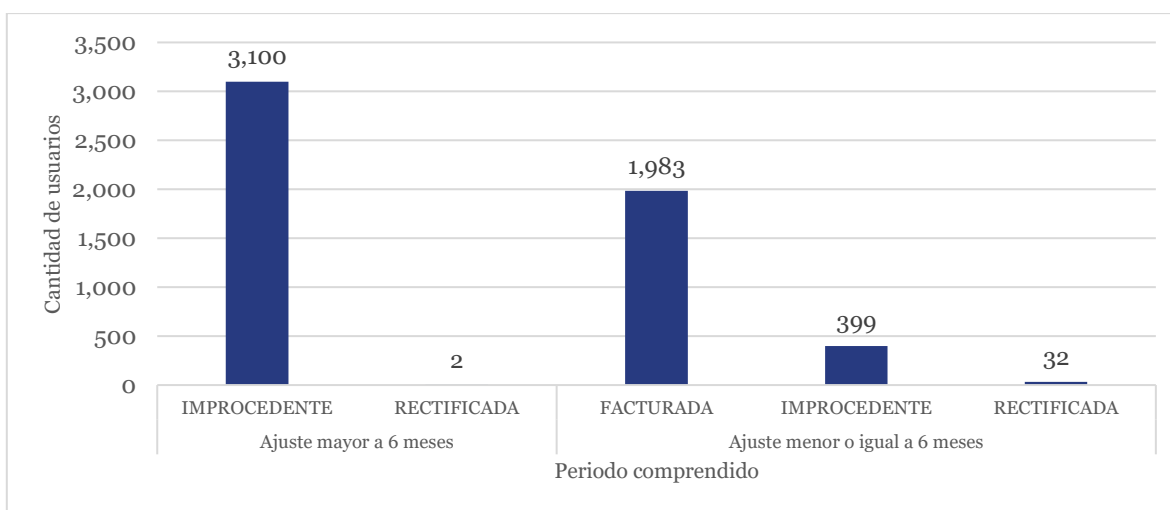


Gráfico 6-1 Distribución de casos por período de ajuste y estado de irregularidad

Con el propósito de evaluar el alcance de los ajustes por Energía Consumida No Pagada (ECNP) reportados en la base de datos remitida por la ENEE, se procedió a realizar un análisis del universo de 5,516 casos clasificados según el período irregular aplicado, tomando como referencia el límite máximo de seis (6) meses, establecido en el Artículo 68 del RSED.

Del análisis efectuado, se determinó que los ajustes con período mayor a seis (6) meses corresponden a 3,698 usuarios, con un total de 7,428,663.00 kWh de ECNP, equivalentes a L41,172,944.64; mientras que los ajustes con período menor o igual a seis (6) meses corresponden a 1,818 usuarios, con un total de 906,401.00 kWh, equivalentes a L4,643,537.81. En conjunto, el universo analizado comprende 5,516 usuarios, 8,335,064.00 kWh de ECNP y un monto total de L45,816,482.45. Estos resultados se presentan en el **Gráfico 6-2**.

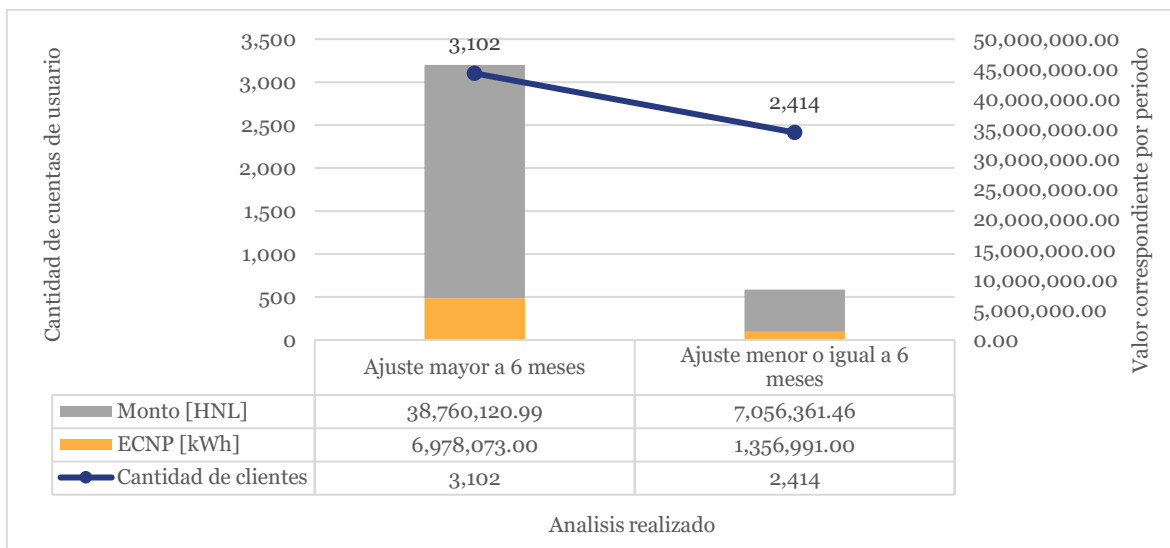


Gráfico 6-2 Análisis de usuarios, ECNP y monto por período de ajuste

6.7 CONCLUSIONES

Del análisis de la base de datos remitida por la ENEE mediante el Oficio ENEEUTCD-GATC-2026-01-3716, se determinó que del universo de 5,516 casos identificados conforme a los parámetros del Oficio CREE-243-2023, la empresa reportó el estado de ejecución de las acciones correctivas aplicadas a la totalidad de los registros, atendiendo los requerimientos establecidos en el Auto PS-ED-001-2024 ENEE. Respecto a los dos (2) casos que permanecían pendientes, la ENEE informó el tratamiento otorgado a cada uno, indicando la corrección del ajuste correspondiente a la clave 1422453 y declarando improcedente el reclamo de la clave 1453845. En consecuencia, la información remitida por la ENEE permite contar con los elementos técnicos necesarios para proceder a la emisión de la resolución definitiva del proceso sancionatorio PS-ED-001-2024-ENEE.

6.8 RECOMENDACIONES

Dar continuidad al proceso sancionatorio PS-ED-001-2024-ENEE, a efectos de que, con base en la información remitida por la ENEE y las acciones correctivas reportadas sobre el universo de 5,516 casos, se proceda con las actuaciones que correspondan para la emisión de la resolución definitiva.



6.9 MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Dar continuidad al proceso sancionatorio PS-ED-001-2024-ENEE, a efectos de que, con base en la información remitida por la ENEE y las acciones correctivas reportadas sobre el universo de 5,516 casos, se proceda con las actuaciones que correspondan para la emisión de la resolución definitiva.	Documento	Documento remitido por correo	Tercera semana de julio 2026	Pendiente

P12-PF05-PI07
INFORME DE ATENCIÓN AL USUARIO

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

ÚLTIMO PAGO L. 1,109.67
FECHA ULT. PAGO: 15/FEB/2022
MESES EN MORA: 0
CONTRATO VIGENTE: 0
VALOR FINANCIADO L. 0.00
CUOTA APLICADA: DE

Junio 2026



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS
★ ★ ★ ★ ★

CRÉE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

7 INFORME DE ATENCIÓN AL USUARIO

7.1 INTRODUCCIÓN

En el marco de las funciones de supervisión y fiscalización que ejerce la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), el presente informe desarrolla el análisis correspondiente al segundo trimestre de 2026 sobre el proceso de atención al usuario en el sector eléctrico, con énfasis en la gestión, seguimiento y resolución de reclamos asociados al servicio de distribución de energía eléctrica.

Este informe constituye la continuidad del análisis realizado durante el primer trimestre de 2026, permitiendo evaluar el avance de las acciones de seguimiento, la evolución de los indicadores de resolución, la gestión de los reclamos pendientes y los resultados obtenidos mediante las acciones desarrolladas por la Mesa Técnica Interinstitucional conformada entre la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

Durante este trimestre, se incorporan los primeros resultados derivados de las mejoras implementadas al formulario de Sistema de Gestión de Reclamos (SIGR), específicamente correspondiente a las variables de caracterización de los usuarios: sexo, etnia, discapacidad y zona. Estas variables permiten ampliar el análisis estadístico institucional y fortalecer la comprensión del perfil de los usuarios que hacen uso de los mecanismos de atención de la Comisión.

Es importante destacar que, tras el cierre de operaciones del Programa Nacional para la Reducción de Pérdidas (PNRP), las gestiones pendientes y las nuevas solicitudes vinculadas a sus funciones fueron remitidas a la Unidad Técnica de Control de Distribución (UTCD) para su atención, seguimiento y resolución, garantizando la continuidad de los procesos y la oportuna atención de los usuarios.

El documento se desarrolla bajo un enfoque de mejora continua, orientado a consolidar un modelo de atención al usuario más eficiente, trazable, inclusivo y alineado con el marco regulatorio vigente, proporcionando insumos técnicos para la toma de decisiones institucionales y al fortalecimiento de los mecanismos de supervisión establecidos en el marco regulatorio vigente.

7.2 OBJETIVOS

Fiscalizar el cumplimiento del marco regulatorio y supervisar las acciones ejecutadas a los usuarios por parte de las empresas distribuidoras incluyendo los sistemas aislados.

7.2.1 *Objetivo Específicos*

1. Supervisar los procedimientos de atención que las empresas distribuidoras realizan a los usuarios.
2. Corroborar los cargos y créditos facturados a las cuentas de los usuarios.
3. Inspeccionar los tiempos de atención a los expedientes generados por los usuarios.
4. Fiscalizar y monitorear que los usuarios reciban una atención de calidad a los reclamos que interponen ante la empresa distribuidora.
5. Mostrar los resultados y los principales hallazgos del proceso de atención al usuario.

7.3 MARCO LEGAL

Entre las disposiciones legales, reglamentarias y procedimientos técnicos asociados al desarrollo de las actividades de supervisión descritas en el presente informe se establece:

1. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) aprobada mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el diario oficial “La Gaceta” el 20 de mayo del 2014 y todas sus reformas, tiene por objeto regular las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el territorio de la República de Honduras.
2. Que el artículo 1 de la LGIE, establece el objeto y ámbito de aplicación de las disposiciones que constituyen el Reglamento del Servicio Eléctrico, el cual tiene por objeto regular las condiciones para la prestación del servicio público de electricidad dentro del territorio de la República de Honduras, con especial énfasis en las relaciones entre la Empresa Distribuidora y los Usuarios o terceros que tengan alguna vinculación con los sistemas de distribución eléctrica.
3. Que la Ley en su artículo 3, literal D, establece que es una función de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE o Comisión) la aplicación y fiscalización del cumplimiento de las normas y reglamentos que rigen la actividad del subsector eléctrico, para lo cual podrá realizar las inspecciones que considere



con el fin de confirmar la veracidad de la información que las empresas del sector o los consumidores le hayan suministrado.

4. Que la Ley en su artículo 3, literal D, romano XIII establece que es una función de la CREE, someter trimestralmente al Poder Ejecutivo y al Congreso Nacional un informe de las actividades y sugerencias sobre las medidas a adoptar en beneficio del interés público, incluyendo la protección de los usuarios y el desarrollo de la industria eléctrica.
5. El Artículo 14 de la LGIE establece que las empresas distribuidoras deberán prestar el servicio eléctrico dentro de su zona de operación, garantizando la atención de nuevas solicitudes, ampliaciones y extensión del servicio, gozando de exclusividad en su zona.
6. Que el Reglamento de la Ley General de la industria Eléctrica (RLGIE), establece en el artículo 1, que el presente Reglamento tiene por objeto desarrollar las disposiciones de la Ley General de la Industria Eléctrica. En particular, desarrollar la regulación de las actividades de generación, transmisión, operación, distribución y comercialización de electricidad en el territorio de la República de Honduras; la importación y exportación de energía eléctrica, en forma complementaria a lo establecido en los tratados internacionales sobre la materia.
7. Que el Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución (RSED), conforme a lo establecido en su artículo 1, tiene por objeto regular las condiciones para la prestación del servicio eléctrico dentro del territorio de la República de Honduras, reconociendo dicho servicio como un bien público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social, con especial énfasis en las relaciones entre la Empresa Distribuidora y los Usuarios o terceros vinculados a los sistemas de distribución eléctrica.
8. Asimismo, el Artículo 9 del RSED, establece la responsabilidad del usuario en el uso adecuado de la energía eléctrica, la cual debe destinarse exclusivamente a los fines y en el lugar definidos en el contrato de suministro, prohibiendo expresamente su reventa, cesión o utilización con fines lucrativos, considerándose estas prácticas como infracciones a la normativa aplicable.



9. El Artículo 42 del RSED estipula que son propiedad y responsabilidad de la Empresa Distribuidora todos los elementos de la red de distribución hasta el punto de entrega, incluyendo el equipo de medición y la acometida aérea.
10. Que el RSED, Título V, establece los mecanismos para la atención de reclamos de los usuarios del servicio eléctrico.
11. Que la Norma Técnica de Calidad de Distribución, aprobada mediante Acuerdo CREE-050-2021, establece en su artículo 1 que tiene por objeto desarrollar las disposiciones de la Ley General de la Industria Eléctrica relacionadas con la calidad del servicio en los sistemas de distribución de energía eléctrica en el territorio de la República de Honduras, abarcando específicamente los aspectos de calidad del producto, calidad técnica del servicio y calidad comercial del servicio.
12. Por último, la normativa de Alumbrado Público en su artículo 1, tiene por objeto desarrollar las disposiciones establecidas en el artículo 16 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), en particular, establecer los procedimientos y reglas asociadas a la prestación del servicio de alumbrado público en el territorio de la República de Honduras.

7.4 ANTECEDENTES

El proceso de atención al usuario en la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) surge como una iniciativa institucional orientada a establecer mecanismos formales para la gestión de reclamos, ante la ausencia de contar con procedimientos estructurados que permitieran el registro, seguimiento y control de los casos, así como la adecuada supervisión del cumplimiento regulatorio por parte de la empresa distribuidora.

En el año 2022 se inició este proceso mediante la conceptualización e implementación de un proyecto enfocado en la creación de un sistema formal de atención al usuario, con el propósito de fortalecer la protección de los derechos de los usuarios y mejorar la capacidad de supervisión del ente regulador.

En mayo de 2023 se habilitó una plataforma digital mediante Power Apps, permitiendo el registro sistemático de los reclamos y marcando el inicio de un proceso estructurado de seguimiento. Posteriormente, en julio de 2024, se implementó el Sistema Interno de



Gestión, el cual permitió consolidar los procesos de control, seguimiento y cierre de reclamos, fortaleciendo la trazabilidad de los casos y la coordinación entre las áreas involucradas.

En febrero de 2025 se estableció la Mesa Técnica Interinstitucional como mecanismo de coordinación entre la CREE y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), con el propósito de optimizar la asignación, seguimiento y resolución de los reclamos, así como agilizar el proceso de atención y fortalecer la trazabilidad de los casos mediante una gestión más directa con las diferentes unidades de la empresa distribuidora.

Adicionalmente, conforme al Dictamen Técnico de fecha 3 de febrero de 2026, en atención a la solicitud de la Dirección de Planificación de fecha 14 de mayo de 2025 y al análisis de la operatividad del sistema realizado por la Dirección de Fiscalización, se implementaron mejoras al Sistema de Gestión de Reclamos (SIGR) y al formulario de registro de reclamos, formalizadas mediante el Acuerdo CREE-09-2026 de fecha 5 de febrero de 2026.

Entre las principales adecuaciones se incorporaron variables de caracterización del usuario, incluyendo sexo, etnia, discapacidad y zona; se amplió el registro de identificación mediante la inclusión del tipo de documento y el uso de claves alfanuméricas; y se habilitó la reclasificación del tipo de reclamo por parte del analista. Como resultado de estas mejoras en el segundo trimestre de 2026 se obtuvieron los primeros resultados estadísticos, que contribuyendo a una gestión más eficiente, inclusiva y consistente.

7.5 PROCEDIMIENTO

Como parte de las acciones que se realizan a los reclamos recibidos e ingresados en el Sistema de Gestión de Reclamos (SIGR), una vez analizado el reclamo y verificado el incumplimiento del marco legal, se envía a la empresa distribuidora una comunicación oficial emitida por la Dirección, según sea el caso para que la empresa regulada realice las acciones y correcciones correspondientes. Conforme a lo que establece el RSED en el artículo 80 respecto al tipo de reclamo, en la plataforma se reciben los siguientes reclamos relacionados a la **Imagen 7-1**.



Imagen 7-1 Tipos de reclamos

7.5.1 Fiscalización de los reclamos

La CREE brinda atención y asesoría a los usuarios que visitan las instalaciones, así como también realiza visitas a comunidades, esta atención puede ser por asesoramiento, solicitudes de información, ingreso de reclamo, seguimiento y respuesta a un reclamo. La CREE a través del Departamento de Atención al Usuario y Agente realiza un seguimiento personalizado con los usuarios que interponen reclamos no solo presencialmente también por medio de correo electrónico y llamadas telefónicas para poder tener un mejor acercamiento con los usuarios y así poder dar celeridad a los reclamos.

Los estados que se han empleado para el flujo interno de cada reclamo del usuario contemplados por la Dirección de Fiscalización permiten que se dé una mejor gestión y trazabilidad del proceso de análisis.

Actualmente, los reclamos se atienden por medio de la Mesa Técnica; sin embargo, aquellos que se consideran necesarios de tramitar mediante oficio continúan utilizando los estados ya descritos para el flujo interno. En la siguiente **Imagen 7-2** se muestran los estados que puede tener un caso o reclamo.

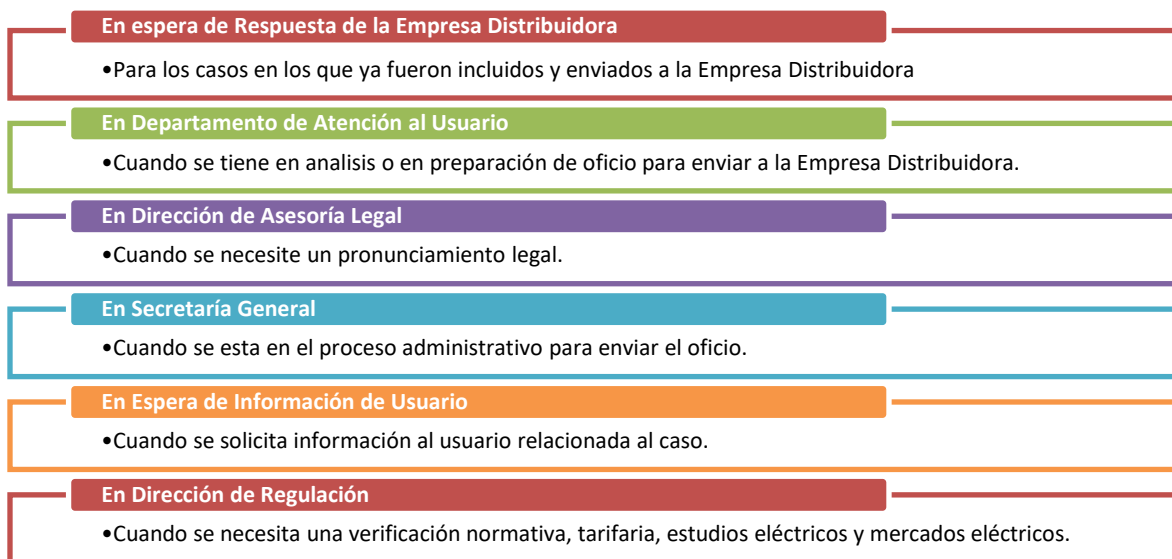


Imagen 7-2 Estados de proceso de análisis de reclamos

7.5.2 7.5.2 Estados de cierre de un reclamo

Al tener una respuesta por parte de la Empresa Distribuidora se procede a analizar si es conforme a lo requerido, si esta respuesta no es conforme se da un seguimiento a la Empresa Distribuidora según lo establecido en el Marco Regulatorio, una vez concluido el análisis, se procede a notificar al usuario mediante correo electrónico y adicionalmente se realiza una llamada al usuario para detallar la respuesta y solución del caso, para luego proceder a realizar el cierre del reclamo ante el Departamento y darlo por finalizado. En consonancia con los estados estipulados en el artículo 96 literal H de la Norma Técnica de Calidad de Distribución se muestran los estados internos de cierre de un reclamo.

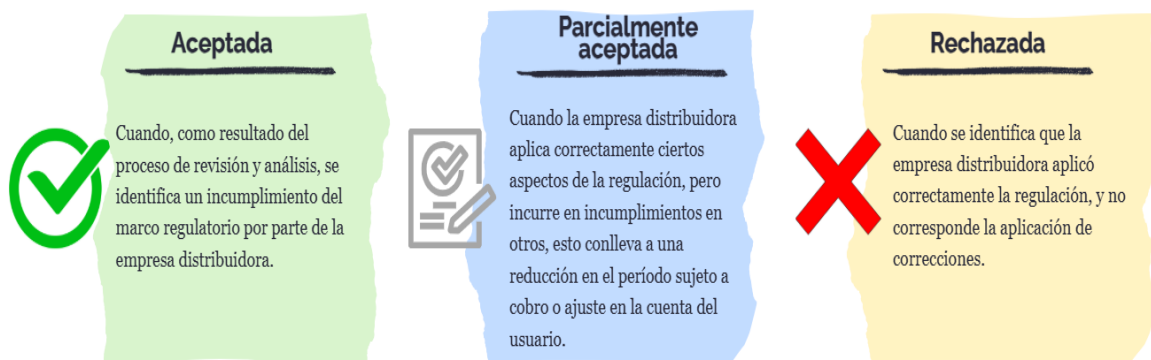


Imagen 7-3 Estados de cierre de un reclamo



7.6 RESULTADOS

Los resultados presentados en este informe se elaboran con la base de datos del Sistema de Gestión de Reclamos (SIGR), considerando las siguientes condiciones:

1. Todas las gestiones que han ingresado en el año 2026.
2. Todas las gestiones pendientes indistintamente la fecha de ingreso.
3. Todas las gestiones que se han resuelto en el año 2026 independientemente de la fecha de ingreso.

El cierre del segundo trimestre se realizó el 23 de junio de 2026. Considerando las tres condiciones previamente descritas, se registró un **acumulado de 222 reclamos**, de los cuales **149 fueron ingresados durante el año 2026**, mientras que el resto corresponde a reclamos provenientes de períodos anteriores que permanecían pendientes de atención.

De los reclamos ingresados durante el año 2026, el mes de junio registró la mayor cantidad de ingresos, con **55 reclamos**, tal como se muestra en el **Gráfico 7-1**.

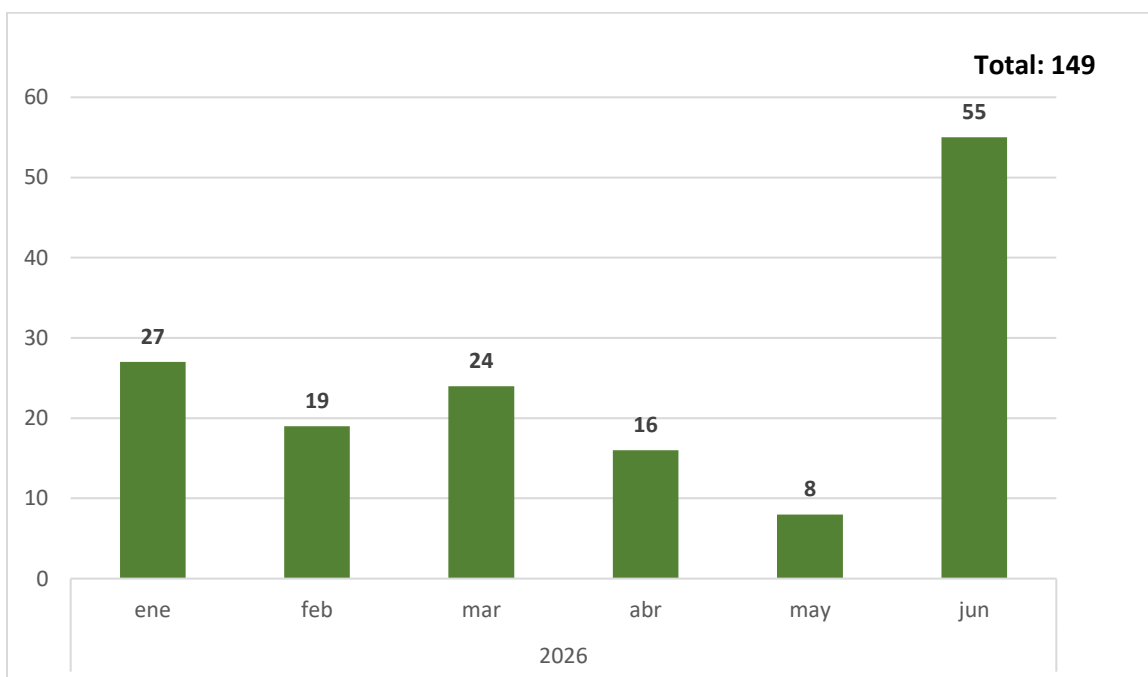


Gráfico 7-1 Reclamos ingresados por mes en el año 2026

Los reclamos ingresados durante el año 2026 corresponden a tres empresas distribuidoras. Como se observa en el **Gráfico 7-2**, la mayor cantidad de reclamos fue presentada contra la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), con 127 casos, seguida por la Comercializadora de Energía del Caribe (COENCA), con 19 reclamos, y Roatán Electric Company (RECO), con 3 reclamos.

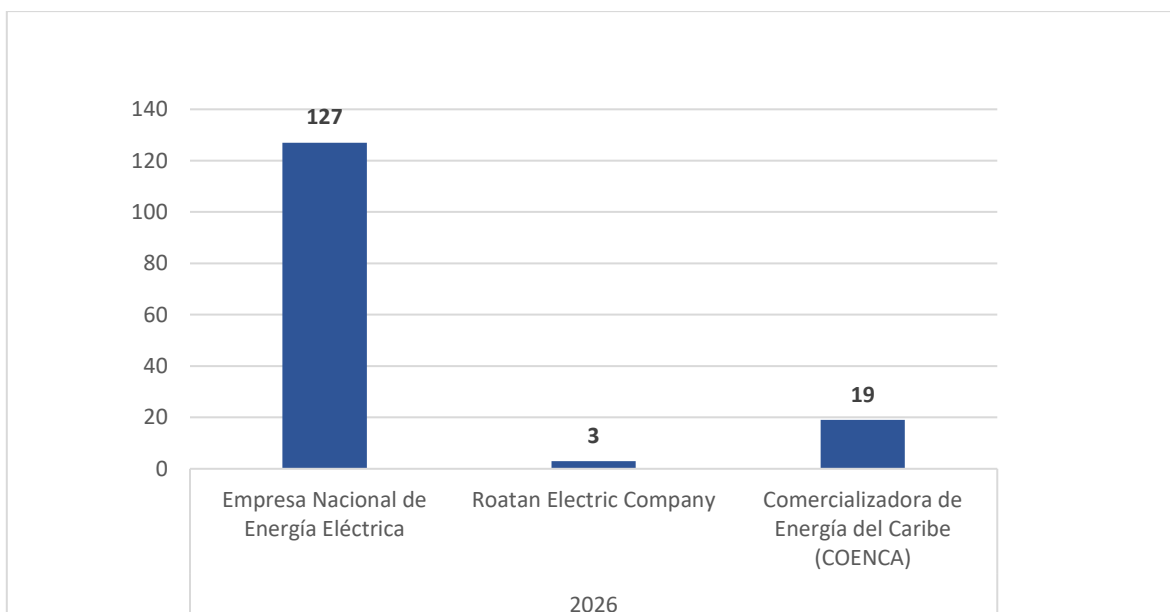


Gráfico 7-2 Distribución de los reclamos por empresa distribuidora

En cuanto al estado actual del proceso de atención, se registran un total de **222 reclamos**, de los cuales **174 han sido atendidos**, lo que representa el **78 % del total**, habiéndose brindado la respectiva respuesta al usuario.

Los **48 reclamos restantes (22 %) se encuentran pendientes de atención**. De estos, 43 reclamos han sido remitidos a una entidad externa, 3 reclamos se encuentran en gestión por otra unidad de la Comisión y 2 reclamos continúan en análisis por el Departamento de Atención al Usuario y Agente, según se muestra en el **Gráfico 7-3**.

La mayor parte de los reclamos pendientes depende de las actuaciones que debe realizar la Empresa Distribuidora, por lo que su resolución depende de las gestiones que esta realice.

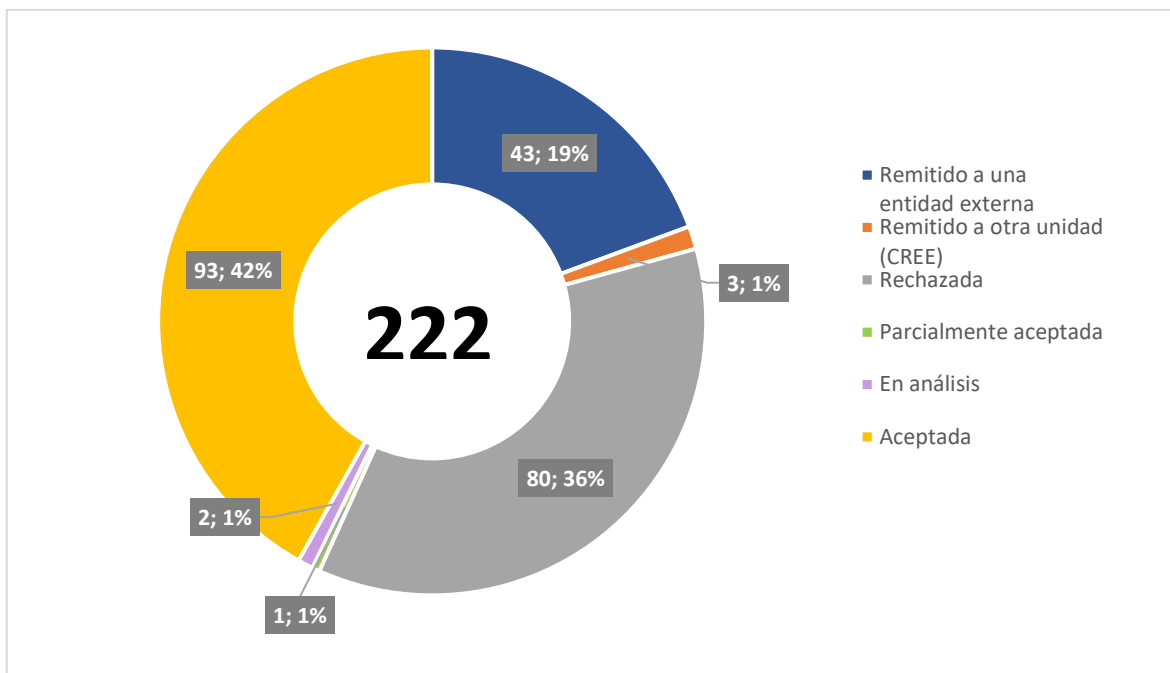


Gráfico 7-3 Estado actual del proceso de atención a los usuarios

De los 174 reclamos atendidos presentados en el **Gráfico 7-4**, fueron aceptados 93 reclamos (53 %), lo que evidencia que, al momento del análisis, se identificó una incorrecta aplicación del marco regulatorio. En comparación, 80 reclamos fueron rechazados (46 %) debido a que la Empresa Distribuidora aplicó correctamente la normativa, y 1 reclamo (1 %) fue parcialmente aceptado. Estos porcentajes se calculan sobre el total de 222 reclamos acumulados al segundo trimestre. En todos los casos se brinda atención personalizada al usuario, mediante llamadas, atención presencial o comunicaciones por correo electrónico durante el proceso de análisis y en la resolución final, proporcionando la asesoría necesaria para un adecuado uso del suministro eléctrico.

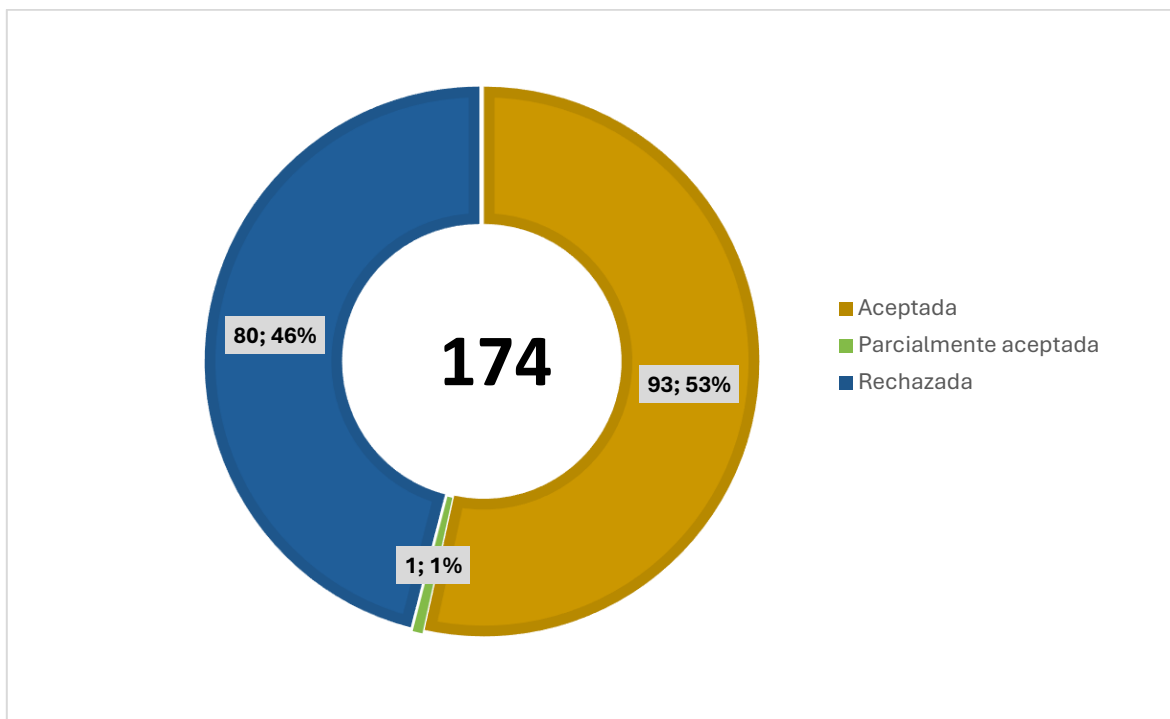


Gráfico 7-4 Reclamos atendidos y cerrados por parte del Departamento de Atención al Usuario y Agente

El **Gráfico 7-5** presenta el indicador general de resolución de los reclamos al cierre del segundo trimestre de 2026. Del total de 222 reclamos bajo seguimiento, 174 fueron atendidos, lo que representa un 78 %, mientras que 48 reclamos (22 %) permanecen pendientes de resolución.

Los resultados evidencian una adecuada capacidad de resolución, la proporción de casos aún en trámite refleja oportunidades de mejora en la oportunidad de atención. Estos reclamos se encuentran principalmente bajo gestión de la Empresa Distribuidora, por lo que resulta pertinente priorizar aquellos con mayor antigüedad, a fin de reducir el rezago y fortalecer el cumplimiento de los estándares de atención al usuario.

Asimismo, la implementación de la Mesa Técnica Interinstitucional ha optimizado el proceso de gestión de reclamos al eliminar el estado “Remitido a otra unidad (CREE)”. Bajo este esquema, el Departamento de Atención al Usuario y Agente analiza y canaliza directamente los casos que requieren gestión por parte de la ENEE, fortaleciendo la coordinación interinstitucional y contribuyendo a una atención más eficiente y oportuna.

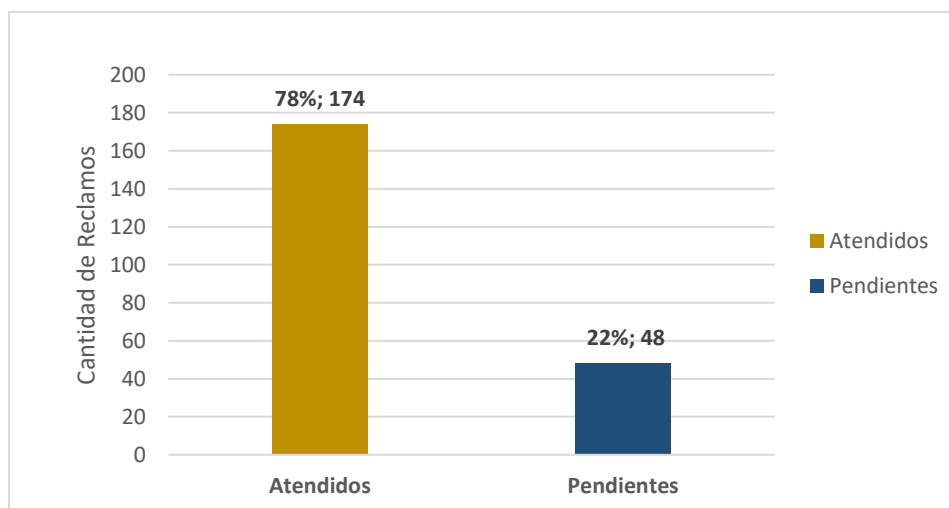


Gráfico 7-5 Porcentaje de casos resueltos y porcentaje de casos pendientes

El **Gráfico 7-6** presenta la distribución de los reclamos ingresados según el tipo de gestión registrada en el Sistema de Gestión de Reclamos (SIGR). Al cierre del segundo trimestre de 2026, la mayor proporción corresponde a reclamos por cobros excesivos, con 56 casos (25.2 %), seguidos por las fallas en el servicio eléctrico, con 28 casos (12.6 %), y las fallas en el alumbrado público, con 27 casos (12.2 %). En menor proporción, se registran reclamos por daño al medidor y mala aplicación de tarifa.

Los reclamos por cobros excesivos evidencian oportunidades de mejora en los procesos de facturación, mientras que los reportes relacionados con el alumbrado público reflejan las incidencias operativas en la prestación del servicio.

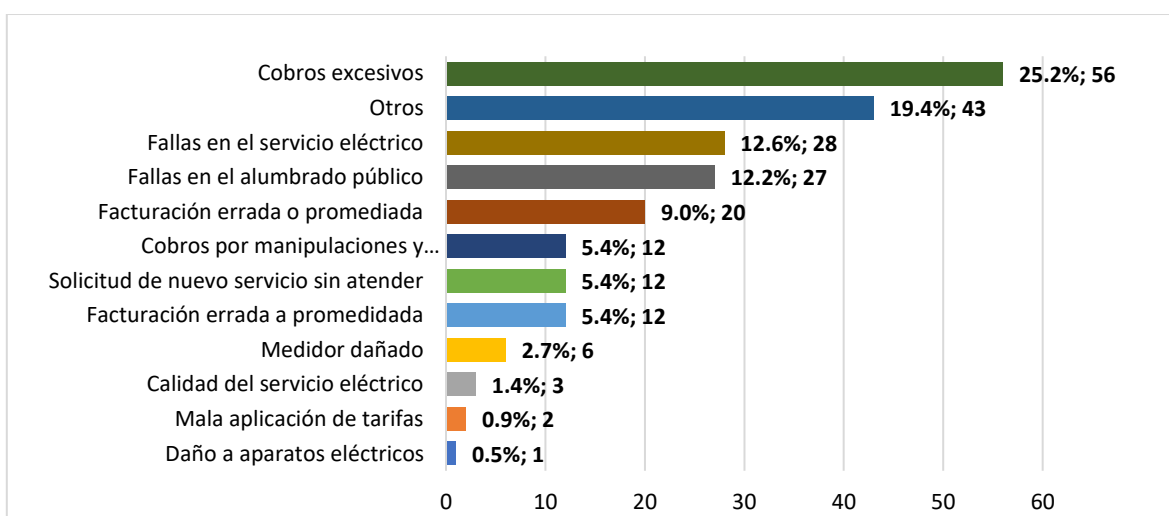


Gráfico 7-6 Estado general de la atención a los usuarios

7.6.1 Indicadores de Calidad Comercial

Según se presenta en la **Tabla 7-1** Estado general de la atención a los usuarios el Departamento de Atención al Usuario y Agente registra un total de 222 reclamos, de los cuales 174 han sido atendidos, equivalentes al 78 %, mientras que 48 reclamos (22 %) permanecen pendientes.

Este resultado evidencia el fortalecimiento del proceso de atención de reclamos y refleja el avance alcanzado durante el período en la gestión y seguimiento de los casos presentados por los usuarios.

Estado	Cantidad	Porcentaje
Finalizado	174	78%
Pendiente	48	22%

Tabla 7-1 Estado general de la atención a los usuarios

En el **Gráfico 7-7**, se presenta el tiempo promedio de resolución de los reclamos, medido en días calendario desde su ingreso hasta su cierre. Se observa que los reclamos aceptados registran el mayor tiempo promedio de atención (174 días), seguidos de los parcialmente aceptados (104 días) y los rechazados (80 días). En promedio, el tiempo de resolución se sitúa en 123 días, reflejando el comportamiento agregado según el tipo de resolución. Los reclamos aceptados registran el mayor tiempo promedio de resolución debido a que requieren análisis técnicos, verificaciones de campo y la implementación

de acciones correctivas por parte de la Empresa Distribuidora.

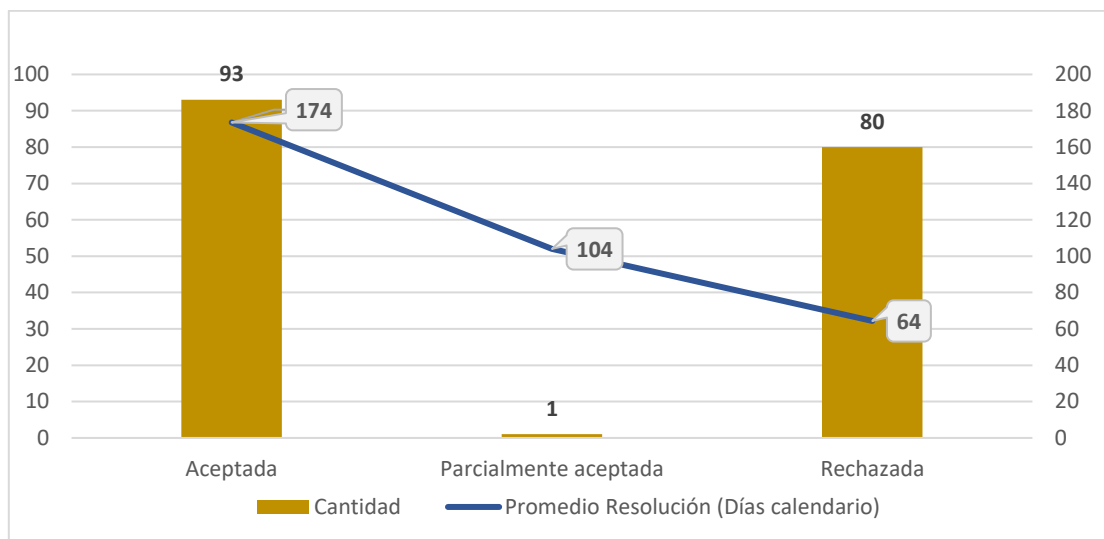


Gráfico 7-7 Tiempo promedio de resolución en días

Respecto a los reclamos pendientes, en el **Gráfico 7-8** se muestra un total de 48 reclamos y su distribución según la instancia responsable de su gestión. Del total, 42 reclamos se encuentran en la Empresa Distribuidora, 3 en Secretaría General, 2 en el Departamento de Atención al Usuario y Agente, y 1 pendiente de información por parte del usuario.

El tiempo promedio de atención de estos reclamos es de 236 días, reflejando el tiempo total transcurrido desde su ingreso a la Comisión hasta la fecha de cierre del trimestre. Este resultado corresponde al comportamiento acumulado de los reclamos en el sistema y considera todas las etapas de gestión por las que han transitado.

Los reclamos que actualmente se encuentran en el Departamento de Atención al Usuario y Agente corresponden a reclamos en análisis. Por su parte, los reclamos ubicados en Secretaría General están relacionados con esquemas de submedición y requieren la gestión de oficios administrativos para solicitar información a las empresas involucradas, previo a su análisis y resolución. Asimismo, se mantiene un reclamo pendiente de información por parte del usuario, requerida para continuar con el análisis correspondiente.

Cabe destacar que el tiempo reportado no corresponde al período de permanencia en la unidad responsable actual, sino al total de días transcurridos desde la presentación del reclamo ante la Comisión.

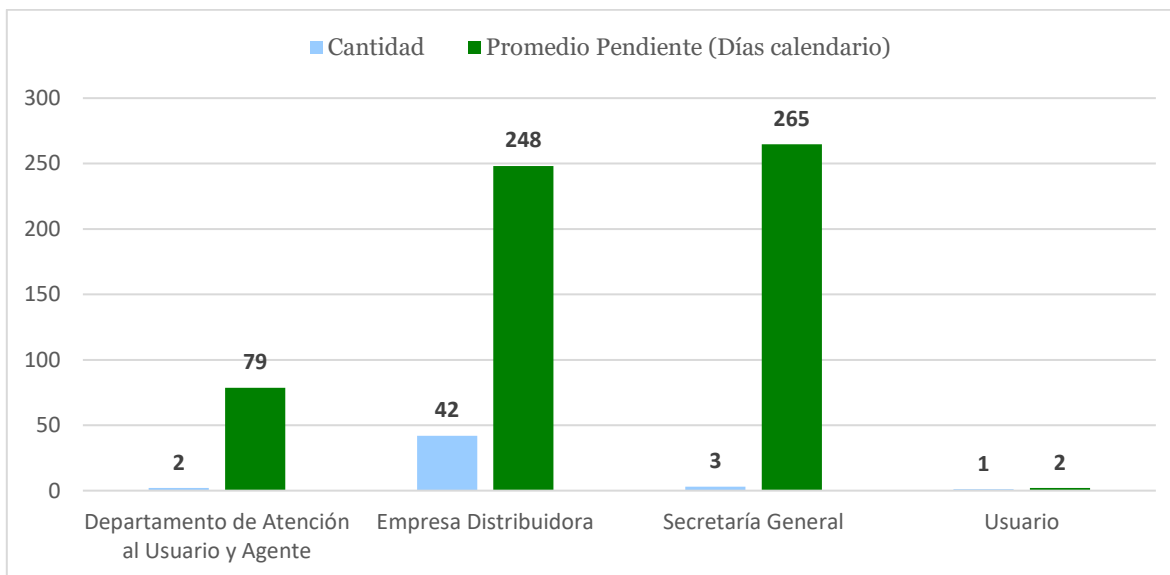


Gráfico 7-8 Reclamos en tratamiento con la localización correspondiente.

Como se observa en el **Gráfico 7-9**, el indicador acumulado de resolución de reclamos aumentó del **60 %** al **78 %** entre el primer y el segundo trimestre de 2026.

Este indicador se calcula sobre el total de los reclamos gestionados durante el año, considerando tanto los expedientes pendientes provenientes de 2025 como los reclamos ingresados en 2026. El porcentaje registrado al cierre del primer trimestre se encuentra influenciado por la depuración anual de los expedientes, mediante la cual se excluyeron del indicador los reclamos resueltos durante 2025, manteniéndose únicamente aquellos que permanecían pendientes al cierre del año.

El incremento registrado al cierre del segundo trimestre evidencia un mayor avance en la resolución de los reclamos acumulados durante el año, reflejando una evolución favorable del indicador respecto al trimestre anterior.

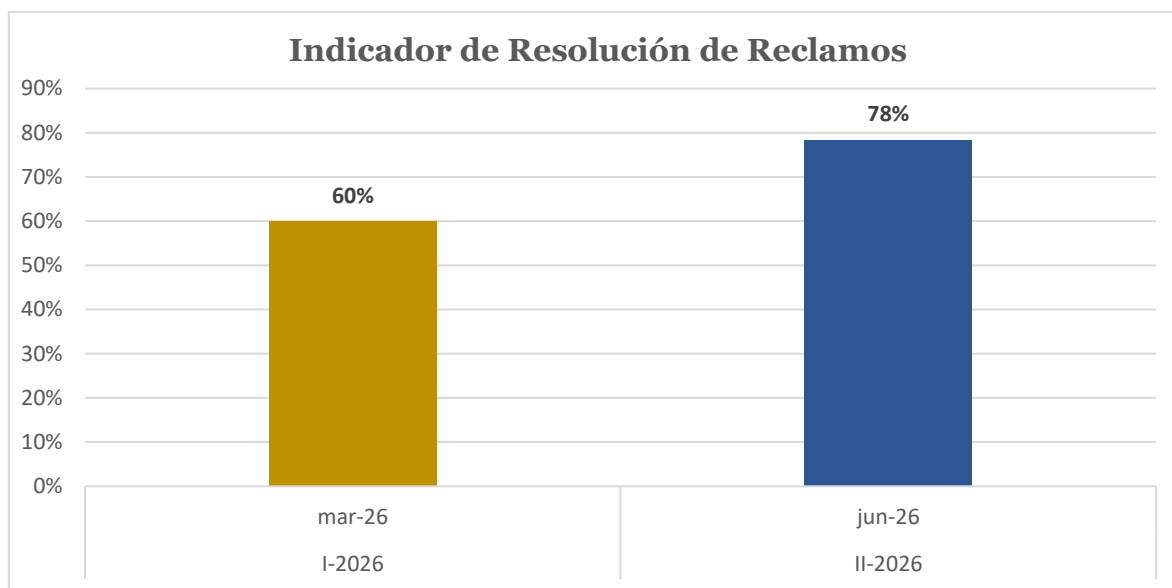


Gráfico 7-9 Evolución del indicador de resolución de reclamos

7.6.2 Caracterización de los usuarios

Como resultado de las mejoras incorporadas al Sistema de Gestión de Reclamos (SIGR) y al formulario de registro, durante el segundo trimestre de 2026 se presentan los primeros resultados relacionados con las variables de caracterización de los usuarios. Estas variables permiten complementar el análisis de los reclamos desde una perspectiva estadística e inclusiva, facilitando la identificación de la población que utiliza los mecanismos de atención de la Comisión.

7.6.2.1 Sexo

En relación con la variable sexo, se observa en el **Gráfico 7-10** que 51 registros corresponden a usuarios de sexo femenino, equivalentes al 53 %; 45 registros corresponden a usuarios de sexo masculino, equivalentes al 46 %; y 1 registro corresponde a la categoría otro, equivalente al 1 %.

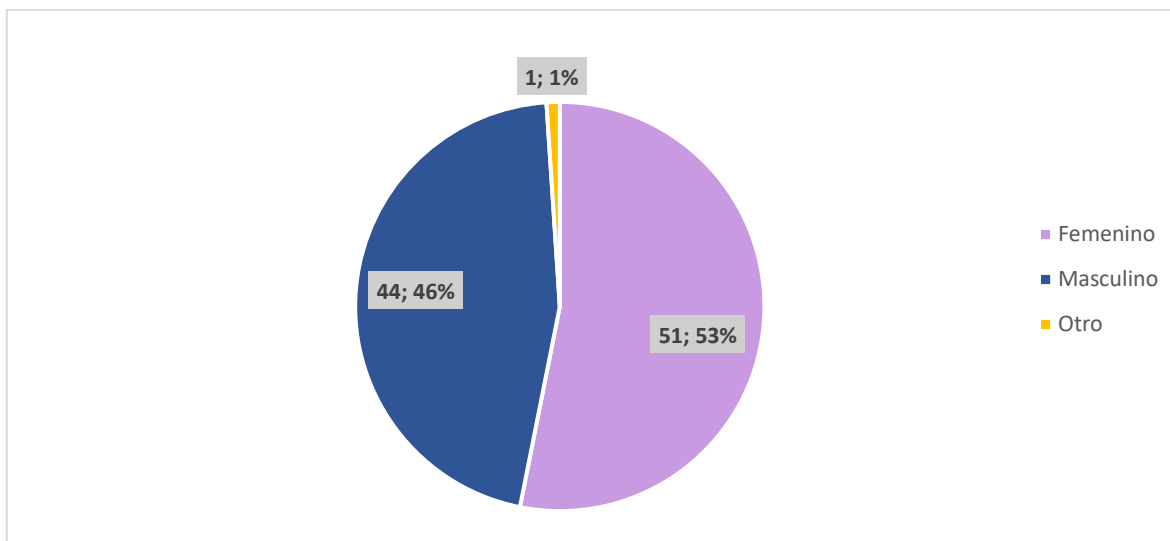


Gráfico 7-10 Distribución de los reclamos según el sexo del usuario

7.6.2.2 Etnia

Respecto a la variable etnia, la mayor proporción como se observa en el **Gráfico 7-11** corresponde a usuarios que se identifican como mestizos, con 56 registros, equivalentes al 58 %, continuando con usuarios misquitos, con 15 registros, equivalentes al 16 %; la categoría otro, con 11 registros, equivalentes al 11 %; usuarios lencas, con 5 registros, equivalentes al 5 %; usuarios creoles y extranjeros, con 3 registros cada uno, equivalentes al 3 % respectivamente; usuarios garífunas, con 2 registros, equivalentes al 2 %; y usuarios tolupanes, con 1 registro, equivalente al 1 %.

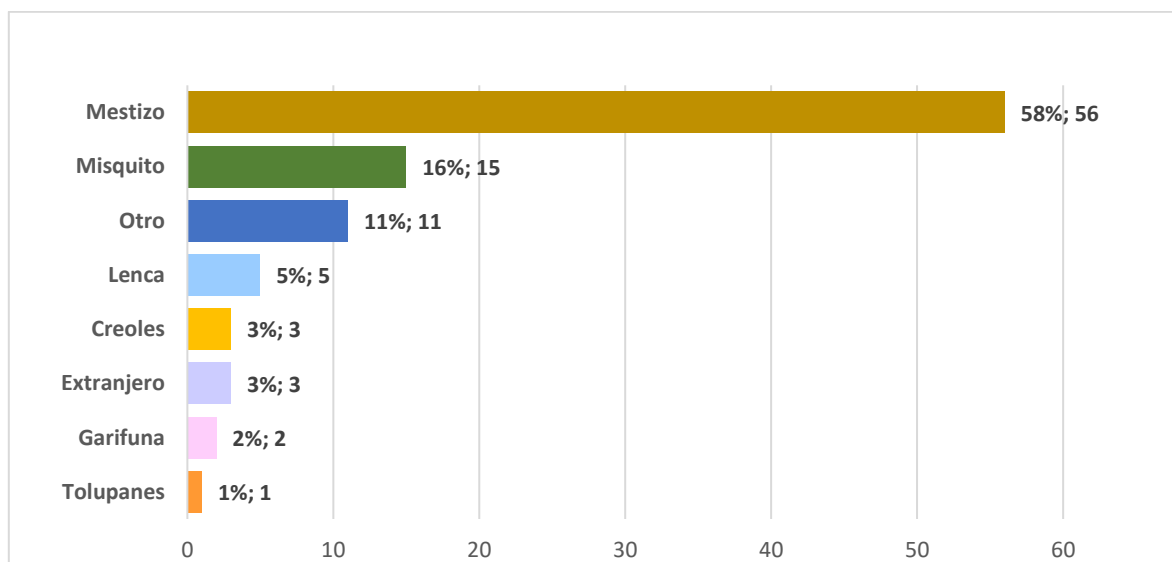


Gráfico 7-11 Distribución de los reclamos según la etnia del usuario

La incorporación de esta variable permite contar con información más detallada sobre la diversidad poblacional que accede a los mecanismos de atención de la CREE. Asimismo, brinda insumos para evaluar, en períodos posteriores, la necesidad de fortalecer estrategias de comunicación y atención dirigidas a grupos poblacionales específicos, cuando ello resulte pertinente conforme a la caracterización de los usuarios.

7.6.3.3 Discapacidad

En cuanto a la variable discapacidad, 93 registros, equivalentes al 97 %, indicaron no presentar una condición de discapacidad. Asimismo, se registraron 3 casos asociados a condiciones declaradas, distribuidos en parálisis del brazo, problemas de la columna y tercera edad, cada uno con 1 registro, equivalente al 1 %. Cabe señalar que la categoría **"tercera edad"** corresponde a la información declarada por el usuario en el formulario de reclamos y **no constituye, por sí misma, una condición de discapacidad.**

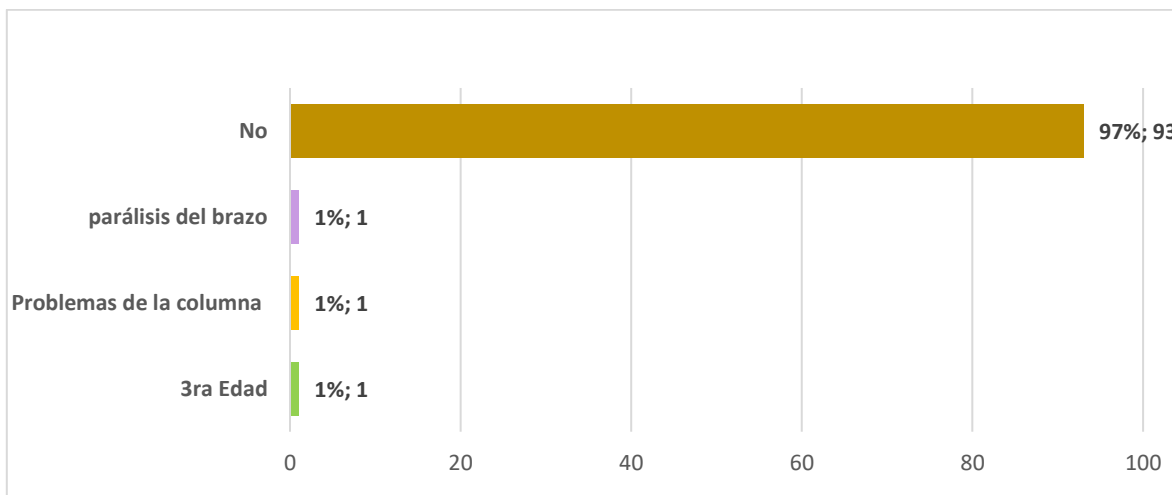


Gráfico 7-12 Reclamos según condición de discapacidad declarada por el usuario

Aunque la proporción de usuarios que declararon alguna condición de discapacidad es reducida, la inclusión de esta variable representa un avance en la calidad de la información institucional, ya que permite monitorear progresivamente el acceso de personas con discapacidad a los mecanismos de atención.

7.6.2.3 Zona

En relación con la zona de procedencia, como se observa en el **Gráfico 7-13**, 70 reclamos corresponden a usuarios de zona urbana, equivalentes al 73 %; 23 registros corresponden a zona rural, equivalentes al 24 %; y 3 registros corresponden a la categoría otro, equivalente al 3 %.

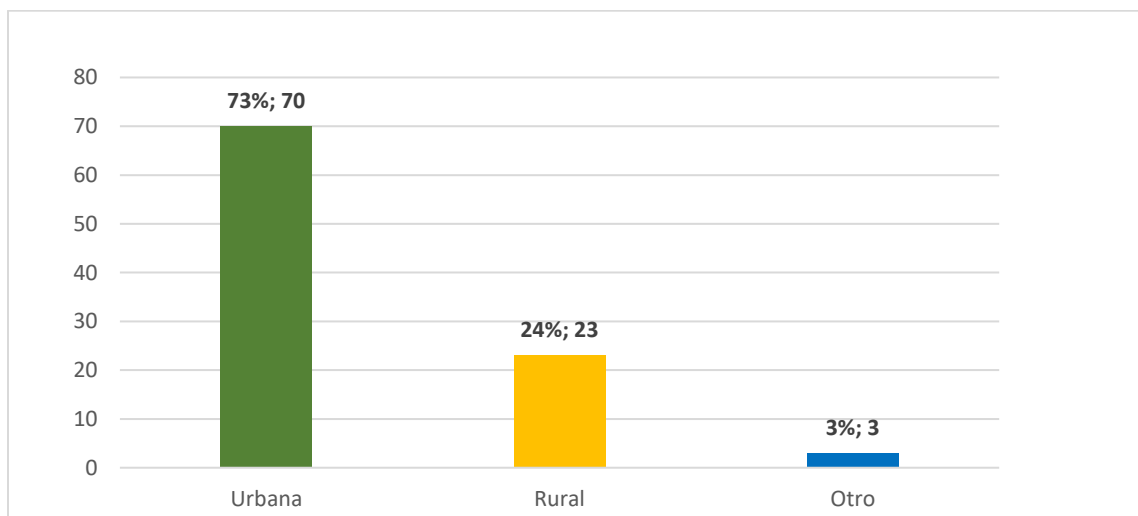


Gráfico 7-13 Distribución de reclamos según zona de procedencia



Los resultados evidencian una mayor proporción de usuarios provenientes de zonas urbanas. La incorporación de esta variable fortalece la caracterización de los usuarios que presentan reclamos ante la CREE y proporciona información que podrá ser utilizada, en períodos posteriores, para apoyar la toma de decisiones y la mejora continua del proceso de atención al usuario.

7.6.3 *Análisis de casos asociados a submedición*

Como parte de las actividades de fiscalización, durante el segundo trimestre de 2026 se dio continuidad al análisis de los casos asociados a esquemas de submedición. Estas actuaciones se fundamentan en lo establecido en el artículo 14 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), que prohíbe la reventa, intermediación o comercialización de la energía suministrada por la Empresa Distribuidora. Asimismo, el artículo 9 del Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución (RSED), reformado mediante el Acuerdo CREE-99-2025, establece que la energía eléctrica únicamente puede ser utilizada para los fines y en el lugar definidos en el contrato de suministro, prohibiéndose su cesión, reventa o utilización con fines lucrativos.

De igual forma, el artículo 42 del RSED establece que son propiedad y responsabilidad de la Empresa Distribuidora todos los elementos de la red de distribución hasta el Punto de Entrega, incluyendo el equipo de medición y la acometida aérea.

Durante el segundo trimestre de 2026 se continuó con la recopilación y análisis de la información contenida en los reclamos. Como parte de estas actuaciones, se requirió información adicional a los usuarios que presentaron los reclamos con el propósito de ampliar los antecedentes de cada caso. Posteriormente, se solicitó información técnica y comerciales a las Empresas Distribuidoras y, con base en la información recibida y el análisis efectuado por esta Comisión, se determinó la necesidad de complementar los elementos de evaluación, por lo que se han remitido requerimientos de información a los administradores de los inmuebles donde se presta el servicio eléctrico, a fin de contar con los elementos necesarios para su análisis y la emisión del pronunciamiento correspondiente.

7.6.4 *Implementación y Resultados de la Mesa Técnica Interinstitucional*

Desde la implementación de la Mesa Técnica Interinstitucional, el 17 de febrero de 2025,

la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) adoptó una nueva metodología para la gestión de reclamos, reemplazando el modelo tradicional basado en la emisión de oficios, que requería múltiples revisiones internas y aprobación del Directorio de Comisionados y su remisión formal a través de Secretaría General.

El nuevo enfoque se gestiona de forma digital y ágil a través de la plataforma Microsoft Teams. El Departamento de Atención al Usuario y Agente carga semanalmente los reclamos recibidos en un control maestro en Excel, donde se registran datos clave como número de reclamo, fecha de ingreso y unidad responsable. Este documento es compartido con la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), quien proporciona sus respuestas directamente en el mismo archivo, eliminando la necesidad de emitir oficios individuales para cada caso.

Posteriormente, se da seguimiento continuo al archivo para verificar si las áreas responsables han proporcionado respuesta a los casos asignados. Una vez recibida la información correspondiente, se procede con la notificación de la resolución al usuario y el cierre del reclamo en el sistema interno de gestión de la Comisión.

Adicionalmente, se realizan reuniones periódicas con los miembros que conforman la Mesa Técnica para informar sobre los avances, identificar puntos de mejora y obtener retroalimentación de todas las partes involucradas. Este modelo ha optimizado la trazabilidad de los casos, mejorado el seguimiento técnico y mejorar los tiempos en el proceso de atención, consolidando un modelo más dinámico, colaborativo y centrado en el usuario.



Gráfico 7-14 Procedimiento de atención – Mesa Técnica Interinstitucional ENEE-CREE



Al cierre del segundo trimestre de 2026, la Mesa Técnica Interinstitucional registra un acumulado de 102 reclamos gestionados mediante la metodología de coordinación establecido entre la ENEE y la CREE. De este total, 60 reclamos (59 %) se encuentran resueltos y 42 (41 %) permanecen pendientes de atención, conforme al seguimiento realizado por el equipo técnico, cuya distribución se presenta en el Gráfico 7-14.

Es importante señalar que, como resultado del cierre de operaciones del Programa Nacional de Reducción de Pérdidas (PNRP), del cual se tuvo conocimiento el 20 de marzo de 2026, los nueve (9) reclamos que permanecían pendientes por esta unidad responsable al cierre del primer trimestre fueron trasladados a la Unidad Técnica de Control de Distribución (UTCD).

Cabe señalar que estos resultados se construyen considerando las gestiones ingresadas en el año 2026, las gestiones pendientes al cierre del período, independientemente del año en que fueron ingresadas, así como las gestiones resueltas durante el año 2026, sin distinción de su año de ingreso.

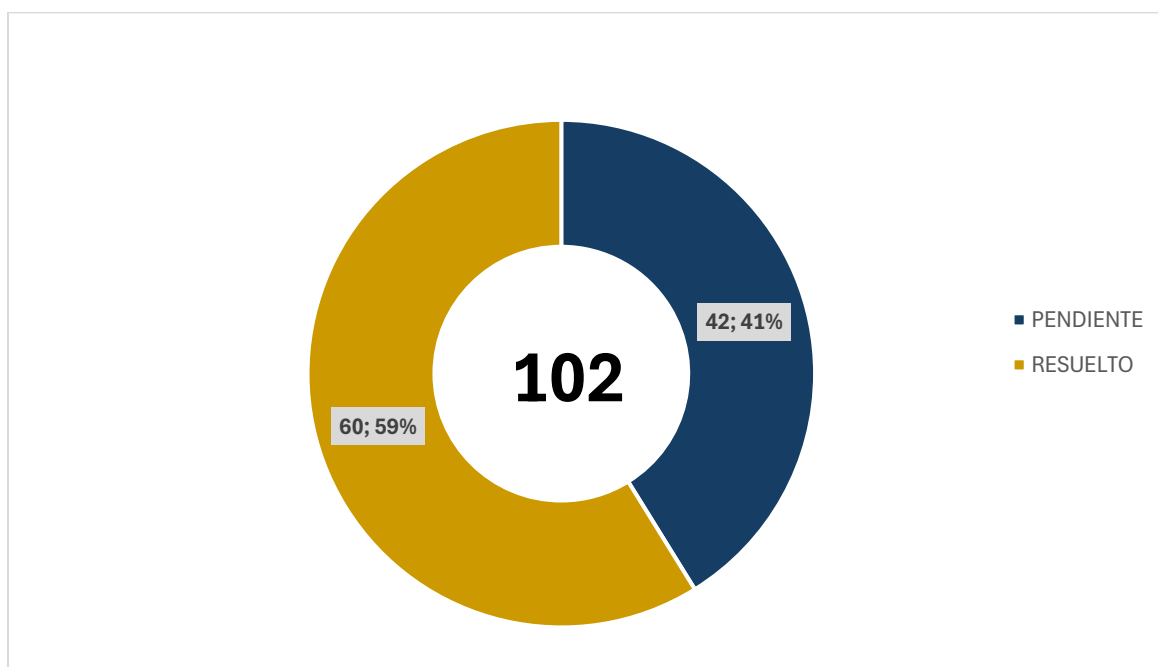


Gráfico 7-15 Resultados de la Mesa Técnica Interinstitucional, II Trimestre 2026

7.7 CONCLUSIONES

1. Al cierre del segundo trimestre de 2026 se registró un acumulado de 222 reclamos, de los cuales 174 (78 %) fueron atendidos y 48 (22 %) permanecen pendientes. El incremento del indicador de resolución respecto al primer trimestre refleja una mejora en la gestión de los expedientes; no obstante, aún es necesario fortalecer el seguimiento de los casos pendientes para continuar mejorando la oportunidad en la atención de los usuarios.
2. Los cobros excesivos continúan siendo la principal causa de inconformidad de los usuarios, seguidos por las fallas en el servicio eléctrico y el alumbrado público, lo que evidencia la necesidad de mantener la supervisión sobre los procesos comerciales y la calidad del servicio prestado por las empresas distribuidoras.
3. La metodología de trabajo implementada entre la CREE y la ENEE ha optimizado el seguimiento de los reclamos mediante un intercambio de información más ágil y una mayor trazabilidad de los expedientes. Sin embargo, la atención oportuna de los casos continúa dependiendo de la respuesta de las áreas responsables de la Empresa Distribuidora.
4. La incorporación de las variables sexo, etnia, discapacidad y zona al Sistema de Gestión de Reclamos (SIGR) permitió obtener, por primera vez, información para la caracterización de los usuarios, fortaleciendo el análisis institucional.
5. El análisis de los casos asociados a esquemas de submedición permitió ampliar la recopilación de información técnica y documental necesaria para sustentar los pronunciamientos de la Comisión y fortalecer las actuaciones regulatorias relacionadas con este tipo de casos.

7.8 RECOMENDACIONES

1. Priorizar el seguimiento de los reclamos pendientes, especialmente aquellos con mayor tiempo de permanencia, con el propósito de continuar mejorando el indicador de resolución y la oportunidad en la atención de los usuarios.
2. Fortalecer el seguimiento de los compromisos asumidos en la Mesa Técnica Interinstitucional, promoviendo una respuesta oportuna por parte de las áreas

responsables de la Empresa Distribuidora.

6. Consolidar la información generada por las nuevas variables incorporadas al Sistema de Gestión de Reclamos (SIGR), a fin de fortalecer la caracterización de los usuarios.
7. Dar continuidad al análisis técnico y regulatorio de los casos asociados a esquemas de submedición, gestionando la información necesaria para sustentar los pronunciamientos de la Comisión y las actuaciones regulatorias que correspondan.

7.9 MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Priorizar el seguimiento de los reclamos pendientes.	Seguimiento de reclamos.	Sistema de reclamos y mesa técnica	Continuo	En proceso
2	Seguimiento y control de los reclamos asignados por la CREE en la conformación de la mesa técnica interinstitucional.	Asignación de reclamos y seguimiento de respuestas	Informe trimestral y minutas de reunión.	Continuo	En proceso
3	Consolidar el registro de las nuevas variables del SIGR.	Análisis de información.	Informe trimestral de atención al usuario.	Junio 2026	Finalizado
4	Continuar el análisis técnico de los casos asociados	Análisis técnico.	Sistema de gestión de	Continuo	En proceso



No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
	a esquemas de submedición.		Reclamos y oficios.		
5	Gestionar y remitir los análisis de submedición a las áreas competentes, cuando corresponda.	Remisión de análisis técnico.	Memorándum u oficio.	Continuo	En proceso



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS
★ ★ ★ ★ ★

CREE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE INSPECCIÓN

CREE-01-2026

GUANAJA

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



Junio 2026

8 INFORME DE INSPECCIÓN CREE-01-2026 GUANAJA

8.1 INTRODUCCIÓN

El presente documento tiene como objetivo presentar los resultados de la inspección realizada en el sistema aislado del municipio de Guanaja, Islas de la Bahía, por la Dirección de Fiscalización, con el apoyo de la Dirección de Asesoría Jurídica, entre el 11 y el 14 de mayo de 2026. Dicha visita se enmarcó en la fase de cierre del proceso de intervención del sistema eléctrico del municipio de Guanaja y 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 plazo de dos (2) años.

En este contexto, la visita abarcó las verificaciones de las condiciones de operación del sistema, las mejoras implementadas, el cumplimiento de las obligaciones técnicas correspondientes y el cumplimiento de las mejoras propuestas en el primer informe elaborado por la UTCD, a fin de contar con elementos objetivos que sustenten la evaluación del sistema previa a la conclusión del proceso de intervención.

Asimismo, se incorporó como elemento complementario el seguimiento de la inspección previamente realizada mediante la orden de inspección CREE-078-2025, de manera que ambas actuaciones permitan consolidar los insumos técnicos necesarios para una valoración integral del estado del sistema al cierre de la intervención.

8.2 OBJETIVOS

Verificar el estado del sistema eléctrico de distribución del municipio de Guanaja en la etapa final de la intervención, con el fin de evaluar el grado de cumplimiento de los objetivos de dicha intervención, orientados a garantizar la calidad, el acceso y la seguridad del servicio eléctrico en la zona de manera eficiente y sostenible.

8.2.1 *Objetivos específicos*

- a) Verificar el estado actual del sistema de generación, incluyendo el manejo y las condiciones de los combustibles.
- b) Evaluar el estado actual de la red de distribución y las mejoras implementadas.
- c) Analizar información adicional reciente relevante para la supervisión de la operación del sistema aislado.

- d) Validar el cumplimiento de las condiciones técnicas esperadas antes del cierre de la intervención.

8.3 MARCO LEGAL

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), aprobada mediante el Decreto No. 404-2013 y publicada en el Diario Oficial “La Gaceta” el 20 de mayo de 2014 y sus reformas, constituye el marco jurídico principal que regula las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en Honduras. La LGIE creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE, por sus siglas en español) como la entidad reguladora del subsector eléctrico. Entre las funciones asignadas a la CREE se incluye aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias que rigen la actividad del subsector eléctrico, para lo cual, la CREE podrá realizar las inspecciones que considere necesarias con el fin de confirmar la veracidad de las informaciones que las empresas del Sector o los consumidores le hayan suministrado.

La LGIE, en su artículo 8, literal B, establece que la Secretaría, previa opinión de la CREE, puede acordar la intervención de cualquier empresa de generación, transmisión o distribución cuya situación o desempeño amenace afectar la continuidad o la seguridad del servicio.

Que el artículo 14 de la LGIE establece que las empresas distribuidoras que sirven sistemas aislados podrán tener sus propias centrales generadoras y que estas empresas deben llevar contabilidades separadas para las actividades de generación y distribución.

Que el artículo 18 de la LGIE indica que en ningún caso se trasladarán al consumidor final, vía tarifas, las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas públicas, privadas o mixtas del subsector eléctrico, ya sean de generación, transmisión o distribución.

Que la Ley Especial para Garantizar el Servicio de la Energía Eléctrica como un Bien Público de Seguridad Nacional y un Derecho Humano de Naturaleza Económica contenida en el Decreto 46-2022, reconoce lo siguiente:

- i. Que el servicio de energía eléctrica se declara un bien público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social.
- ii. Que el Estado de Honduras asume la obligación de garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica a toda la población urbana y rural, y ejercerá el control



a través de la ENEE como una empresa pública responsable de la generación, transmisión y distribución.

- iii. Que el artículo 3 de la Ley supramencionada reconoce a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica como el ente regulador.

8.4 ANÁLISIS REGULATORIO

El marco regulatorio del subsector eléctrico hondureño establece las disposiciones jurídicas que organizan, supervisan y regulan las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como las competencias de las instituciones responsables de asegurar la prestación adecuada del servicio. En este contexto, la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) constituye el instrumento normativo que estructura el sector y establece los principios regulatorios orientados a garantizar eficiencia, sostenibilidad y continuidad en el suministro eléctrico.

En aplicación de la LGIE, se creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como ente técnico regulador del subsector, responsable de, entre otras cosas, emitir la metodología tarifaria, supervisar su aplicación y aprobar las tarifas del servicio eléctrico. Estas facultades permiten asegurar que la determinación tarifaria se base en criterios técnicos y económicos objetivos, promoviendo eficiencia en la prestación del servicio y protección a los usuarios.

La LGIE establece que las ineficiencias operativas o administrativas de las empresas del subsector eléctrico no deben trasladarse al consumidor final mediante las tarifas. En este marco, el ente regulador debe evaluar los costos reportados, reconociendo únicamente aquellos asociados a una prestación eficiente del servicio. Este principio protege a los usuarios y, simultáneamente, incentiva mejoras en la gestión técnica y administrativa de las empresas reguladas.

Asimismo, la normativa vigente contempla mecanismos institucionales para salvaguardar la continuidad y seguridad del suministro. En particular, la Secretaría de Energía, con opinión técnica previa de la CREE, puede acordar la intervención de empresas del subsector cuando su desempeño represente un riesgo para la continuidad o seguridad del servicio.

Por su parte, la Ley Especial para Garantizar el Servicio de la Energía Eléctrica como un Bien Público de Seguridad Nacional reconoce el servicio eléctrico como un bien público esencial y un derecho de carácter económico y social. Bajo esta normativa, el Estado asume la

responsabilidad de asegurar la prestación del servicio en todo el territorio nacional, tanto urbano como rural.

En cumplimiento de dicha Ley, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) mantiene a su cargo las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica como empresa pública prestadora del servicio, siendo la CREE el ente regulador encargado de velar por el cumplimiento del marco regulatorio vigente.

8.5 ANTECEDENTES

En fecha 2 de mayo de 2024, la SEN emitió el Acuerdo SEN-41-2024, mediante el cual intervino de manera integral en el sistema eléctrico operado por la sociedad mercantil Bonacco Electric Company, S. A. de C. V. (BELCO), debido a la mala calidad del servicio público de energía eléctrica y a los altos costos que se imponían a la población. Asimismo, mediante el referido acuerdo, la ENEE asumió compromisos orientados a garantizar la continuidad, la calidad y la sostenibilidad del servicio eléctrico en el sistema aislado de Guanaja, incluyendo la operación integral del sistema.

Como parte de los compromisos de la intervención, la ENEE ha presentado ante esta Comisión informes bimestrales de seguimiento que abarcan la gestión comercial, la administración de la red de distribución, la gestión de la medida y la generación eléctrica.

En este contexto, se realizó una primera inspección en noviembre de 2025, en la que se evaluaron los componentes de generación, distribución y gestión comercial del sistema. Durante dicha inspección, se evidenció que el sistema presentaba desequilibrios en la red, así como deficiencias en la infraestructura y en la medición. No obstante, también se identificaron avances asociados a las mejoras implementadas por la ENEE, en particular en la capacidad de generación y en el proceso de normalización de la red de distribución.

Actualmente, el sistema tiene una capacidad de generación híbrida de aproximadamente 5.7 MW compuesta por energía solar fotovoltaica, almacenamiento mediante baterías y grupos electrógenos. Por otro lado, en la distribución se han desarrollado acciones para el balanceo de cargas, el mantenimiento correctivo de la infraestructura (postes, transformadores y protecciones) y la automatización de la red.

Asimismo, Guanaja es el primer sistema aislado que cuenta con un pliego tarifario aprobado por la CREE mediante el Acuerdo CREE-06-2025 “APROBACIÓN DEL COSTO DE

SERVICIO Y ESTRUCTURA TARIFA TRANSITORIA QUE APLICARÁ LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA A SUS USUARIOS FINALES DE LA ISLA DE GUANAJA”, el cual ha sido ajustado trimestralmente por la CREE en cumplimiento de lo establecido en la LGIE.

Finalmente, la CREE, mediante el Acuerdo CREE-33-2026 de fecha 28 de mayo de 2026, acordó que, a efecto de garantizar la continuidad del suministro de energía eléctrica en la Isla de Guanaja, Departamento de Islas de la Bahía, la ENEE deberá continuar operando el sistema aislado, por un plazo de seis (06) meses, mientras se define el esquema de operación de la actividad de distribución en dicha isla y amplió la vigencia de la estructura tarifaria transitoria aprobada mediante el Acuerdo CREE-06-2025 de fecha 27 de enero de 2025, la cual deberá ser aplicada por la Empresa Nacional ENEE a los usuarios finales en la Isla de Guanaja.

8.6 INSPECCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN

8.6.1 Proyecto PERLA en Guanaja

La inspección de la actividad de generación se realizó conforme al procedimiento establecido en el artículo 9 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE). En particular, la inspección consistió en un recorrido en campo por la central de generación, durante el cual se identificaron los elementos más relevantes de la misma. Asimismo, se realizó una entrevista al personal encargado de la planta con el fin de identificar los procesos de operación, mantenimiento, administración y adquisición de combustible asociados a la generación.

A la fecha de la visita, se constató que dos grupos electrógenos se encontraban fuera de servicio: el Generador #3 de 440 kW y el Generador #5 de 750 kW (ver **Tabla 8-1**). Esta condición reduce significativamente la capacidad de respaldo del proyecto PERLA y la expone a un mayor riesgo de insuficiencia de generación durante los períodos de alta demanda.

Fase	Activo	Tipo	Capacidad	Estado	Horas de operación *
I	Parque Solar Fotovoltaico	Solar fotovoltaica	600.6 kW	Operativo	

Fase	Activo	Tipo	Capacidad	Estado	Horas de operación *
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	Operativo	2,858.3
I	Generador #3 HIMOINSA	Térmica	Stand by: 440 kW Prime: 398 kW	Fuera de servicio	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	2.9 MW	Operativo	
II	BESS	Almacenamiento	6.88 MWh	Operativo	

*Ver Imagen 8-1

Tabla 8-1 Activos ENEE Generación

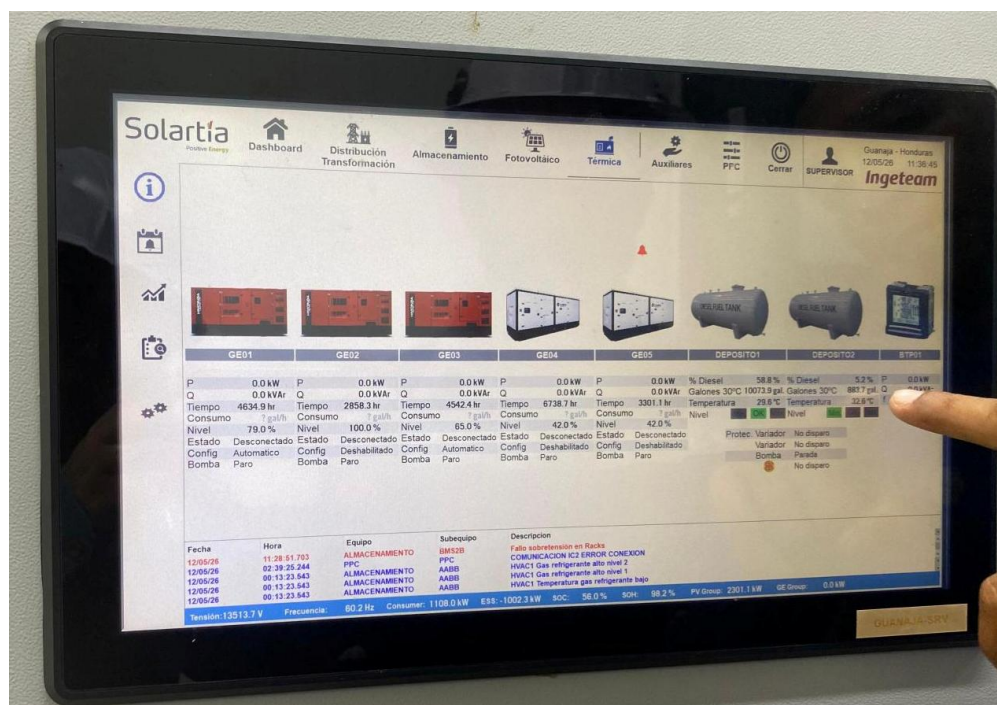


Imagen 8-1 SCADA - Horas de operación de los equipos electrógenos a la fecha de la visita



Por otro lado, el personal 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.

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.

Por otro lado, 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.

Con relación al combustible, los operadores informaron que la planta cuenta con cuatro tanques de almacenamiento de combustible con capacidad de 8,000 galones cada uno, sumando un total de 32,000 galones, además de una cisterna de 4,000 galones. El abastecimiento de combustible se realiza generalmente una vez al mes y se llevan bitácoras de control que son completadas por los técnicos y reportadas a la jefatura. El sistema de

medición incluye un medidor de entrada conectado a la bomba y al sistema SCADA, aunque este último presenta ciertas imprecisiones. También indicaron que el consumo diario estimado en operación continua ronda entre 1,300 y 1,400 galones, y que los proveedores actuales son empresas locales autorizadas, realizándose verificaciones de calidad mediante pruebas básicas y certificados suministrados por los proveedores.

En fecha 14 de mayo de 2026 la empresa BIP Roatán realizó la entrega de una compra de combustible en las instalaciones del proyecto PERLA en Guanaja, la cual fue acompañada por personal de la Dirección de Fiscalización (ver **Imagen 8-2** e **Imagen 8-3**).



Imagen 8-2 Embarcación de BIP con tanque de combustible



Imagen 8-3 Descarga de combustible en tanques del proyecto PERLA en Guanaja

La calidad de la señal de internet en las instalaciones de la planta es deficiente y al momento de la visita no se contaba con acceso al mismo, lo que dificulta mucho la comunicación en el día a día, ya que limita la rapidez con la que se pueden intercambiar mensajes, documentos o información importante. Sin estas herramientas, es más complicado mantenerse en contacto constante con otras personas o equipos, especialmente cuando se encuentran en diferentes lugares.

Es importante mencionar que durante la visita se solicitó información mediante el acta de inspección, sin embargo, a la fecha dicha información no ha sido recibida por parte de esta Comisión.

8.6.2 Central de generación de BELCO

En fecha 12 de mayo de 2026, el equipo de la CREE realizó una visita de inspección a las instalaciones de la central de generación de BELCO, con el propósito de verificar el estado de las instalaciones y documentar los principales activos y condiciones operativas existentes. Durante la inspección se constató la existencia la existencia de 63 postes de fibra de vidrio ubicados dentro del predio de la central. Asimismo, se efectuó el levantamiento de evidencia mediante registro fotográfico y videográfico con el propósito de documentar las condiciones operativas actuales de la central (ver **Imagen 8-4**). Adicionalmente, se verificó la presencia de personal militar custodiando el acceso y perímetros de las instalaciones.



Imagen 8-4 Instalaciones de la central de generación de BELCO

No obstante, no fue posible realizar pruebas de puesta en marcha de los motores, debido a que, según lo informado por el ingeniero Miguel Medina, no cuentan con personal que tenga el conocimiento para el encendido de los motores, lo que impidió la ejecución de verificaciones funcionales en sitio.

8.7 INSPECCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

La inspección de la actividad de distribución se realizó conforme de conformidad con el procedimiento establecido en el artículo 9 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE). Como parte de la inspección, se efectuó un recorrido de campo por la red eléctrica, durante el cual se verificaron las intervenciones de mantenimiento ejecutadas, así como los restauradores incorporados y propuestos en operación. Adicionalmente, se realizaron entrevistas con el personal responsable de la operación de la red, con el propósito de conocer los procesos asociados a la operación, mantenimiento, administración y ejecución de los proyectos de distribución. Como complemento de la inspección, se instaló un analizador de redes para evaluar los parámetros de calidad del servicio en la red de distribución.

A la fecha de la visita, se verificaron y se levantaron los 2 restauradores instalados a la salida de la planta (ver **Imagen 8-5** e **Imagen 8-6**), así como los mantenimientos realizados por el personal de la UTCD en la red, como se detalla en la **Tabla 8-2**.



Imagen 8-5 Reconector de Bonacaa



Imagen 8-6 Reconector de Marble Hill

Zona	Puntos	Cambio Completo	Intervención parcial
La Ensenada	4	1	3

Zona	Puntos	Cambio Completo	Intervención parcial
Planta PERLA	8	2	6
Sandy Bay	9	6	3
Armadores	4	4	0
Pelícano	13	10	3
Cayo Principal	1	0	1
Total	39	23	16

Tabla 8-2 Levantamiento de los puntos de mantenimiento

En la **Imagen 8-7** se documenta 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 39 puntos. De estos, 16 corresponden a intervenciones parciales, que se reflejan en la imagen con un punto morado, en las que se mantuvo el poste existente, mientras que los 23 restantes fueron objeto de intervenciones integrales que incluyeron el reemplazo total del poste, que se reflejan en la imagen con un punto azul.

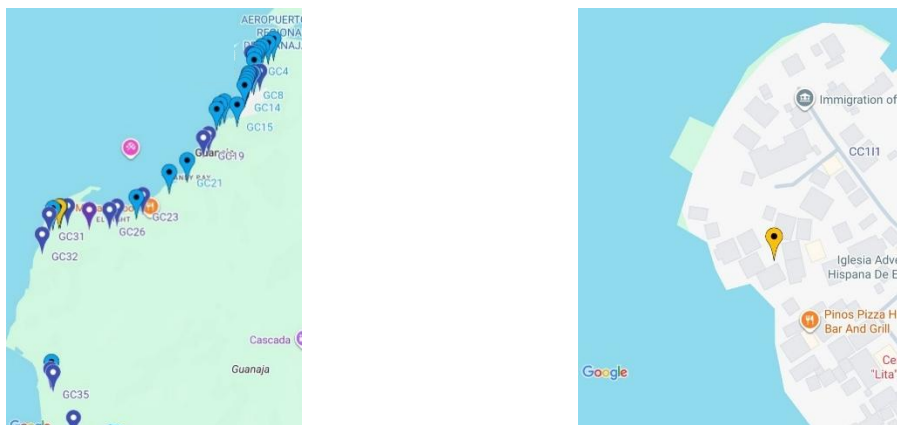


Imagen 8-7: Verificación de los mantenimientos realizados. (Fuente: CREE)

8.8 CONCLUSIONES

8.8.1 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. 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.
4. A la fecha de elaboración de este informe, la ENEE no ha entregado la totalidad de la información solicitada mediante oficios ni mediante el acta de inspección, lo que dificulta la revisión y análisis de información completa.

8.8.2 Distribución

1. La inspección se realizó mediante un recorrido de campo y entrevistas con el personal de distribución en la planta, en concordancia con el procedimiento del artículo 9 del RLGIE, lo que permitió verificar directamente las actividades de mantenimiento de la red y la operación de los restauradores.
2. Se verificaron 39 puntos intervenidos en la red: 23 correspondieron a cambios completos (59 %) y 16 a intervenciones parciales de estructuras (41 %). Las mayores intervenciones se concentraron en Pelicano con 13 puntos, Sandy Bay con 9, y Planta PERLA con 8; estas tres zonas representan 30 de los 39 puntos levantados.
3. La información obtenida evidencia la ejecución de actividades de mantenimiento por parte de la UTCD; sin embargo, para valorar integralmente su impacto se requiere

contar con registros técnicos que vinculen cada intervención con el estado previo y posterior de la red, su criticidad y los resultados obtenidos en la continuidad del servicio.

8.9 RECOMENDACIONES

8.9.1 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, 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.
2. 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.
3. 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.
4. Solicitar nuevamente a la ENEE que presente la información completa con el fin de que la misma pueda ser analizada por esta Comisión.

8.9.2 Distribución

1. Incorporar los 39 puntos intervenidos en una matriz de control técnico que incluya la ubicación, fotografías, descripción de la actividad, fecha de ejecución, responsable,

condición del activo antes y después de la intervención y evidencia documental de cierre.

2. Realizar pruebas funcionales y de coordinación de las protecciones de los dos restauradores instalados, verificando sus ajustes, su operación local y remota, su capacidad de aislamiento de fallas y su registro de eventos.
3. Implementar indicadores de seguimiento que permitan medir el efecto de las intervenciones en la calidad y la continuidad del servicio, tales como el número de fallas, la duración de las interrupciones, la disponibilidad de la red y los tiempos de reposición.
4. Programar inspecciones de seguimiento para confirmar la permanencia de las mejoras, identificar nuevas necesidades de mantenimiento y verificar que las actividades ejecutadas cuenten con el debido respaldo técnico y administrativo.

8.10 MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2026)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Solicitar la documentación sobre las actualizaciones realizadas a la red por la UTCD.	Documento	Oficio	28	Pendiente
2	Solicitar la documentación sobre la actualización de la operación de los restauradores en el SCADA.	Documento	Documento	28	Pendiente



No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2026)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
3	Solicitar nuevamente a la ENEE que presente la información sobre generación y distribución incluida en el acta de inspección.	Documento	Oficio	28	Pendiente
4	Solicitar a ENEE que informe sobre la reparación de los grupos electrógenos y la contratación de personal calificado para la operación del proyecto PERLA en Guanaja.	Documento	Oficio	29	Pendiente

**CERTIFICACIÓN DE INFORME “P12-PF05 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA
REGULACIÓN TARIFARIA, PAGO DE LA TASA DE REGULACIÓN, SERVICIO DE
ALUMBRADO PÚBLICO Y OTRAS OBLIGACIONES LEGALES”**

Yo, Juan José Pérez, en mi calidad de Director de Fiscalización de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), por medio de la presente certifico que el Informe “P12-PF05 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA REGULACIÓN TARIFARIA, PAGO DE LA TASA DE REGULACIÓN, SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO Y OTRAS OBLIGACIONES LEGALES” se compone de 165 páginas, las cuales forman parte íntegra del mismo, otorgándole la validez legal correspondiente con firma electrónica avanzada, certificando y garantizando la autenticidad, integridad y no repudio del documento, en cumplimiento con lo establecido en el artículo 3, numeral 2 y 4, así como el artículo 6 de la Ley sobre Firmas Electrónicas (Decreto No. 149-2013), asegurando que el contenido del presente informe no ha sido alterado desde su firma y que la identidad del firmante ha sido debidamente verificada a través del Proveedor de Servicios de Certificación de Firma Electrónica de la CREE “**HONDUCERT S.A. SUB CA**” autorizado por la Dirección General de Propiedad Intelectual del Instituto de la Propiedad.

En fe de lo anterior, firmo y sello digitalmente este documento en la Ciudad de Tegucigalpa M. D. C., a los 06 días del mes de julio del año 2026.

