GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS

CREE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2026 - TRIMESTRE III

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

Septiembre 2026

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO.....3

1 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE REGULACIÓN TARIFARIA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL.....16

2 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE REGULACIÓN TARIFARIA EN LOS SISTEMAS AISLADOS.....27

3 INFORME FISCALIZACIÓN DEL PAGO DE LA TASA DE REGULACIÓN 61

4 INFORME DE SUPERVISIÓN DEL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO.71

5 INFORME DE SUPERVISIÓN DE LA APLICACIÓN DE SUBSIDIOS.....85

6 INFORME DE PROCESOS SANCIONATORIOS.....113

7 INFORME DE ATENCIÓN AL USUARIO.....122

8 INFORME DE INSPECCIÓN CREE-002-2026 145

9 INFORME DE INSPECCIÓN CREE-009-2026 A LA SOCIEDAD MERCANTIL BIJAO ELECTRIC COMPANY S.A. DE C.V. (BECOSA) 152

RESUMEN EJECUTIVO

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) es el ente encargado de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de la normativa vigente, a 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 presentar los resultados de las actividades de fiscalización y supervisión realizadas durante el tercer trimestre de 2026. A continuación, se describen los resultados obtenidos.

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

El presente informe documenta el seguimiento y la fiscalización realizados por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) del proceso de elaboración, actualización y presentación del Plan Quinquenal de Negocios (PQN) de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para el ciclo tarifario 2026–2030. Las actuaciones desarrolladas durante 2025 y 2026 han comprendido la revisión de la documentación, el análisis de proyectos de inversión y la formulación de observaciones, así como la realización de mesas de trabajo orientadas a fortalecer el sustento técnico y económico del PQN y a su adecuación al Reglamento de Tarifas.

Como resultado de la revisión, la CREE identificó la necesidad de fortalecer la justificación técnica y económica de las inversiones propuestas, incluyendo estudios técnicos de factibilidad, análisis de costo-beneficio y evaluación de riesgos. Asimismo, se establecieron criterios para vincular las necesidades identificadas con las inversiones, los costos asociados y los resultados esperados, en consonancia con las metas de la empresa.

La ENEE remitió formalmente el PQN, la propuesta de Estructura Tarifaria y la información adicional para el cálculo tarifario mediante el oficio GD-312-06-2026. Posteriormente, solicitó retirar dicha documentación debido a la incorporación de una nueva propuesta para el Plan de Reducción de Pérdidas y a modificaciones previstas en algunas líneas de inversión. En consecuencia, la CREE instruyó la devolución de la documentación y requirió su nueva

presentación, junto con la atención de las observaciones y requerimientos previamente formulados.

En la revisión realizada se determinó que la nueva presentación deberá fortalecer la vinculación entre las metas regulatorias y las inversiones propuestas, así como incorporar el sustento técnico y económico necesario para evaluar su prudencia y eficiencia. En particular, los estudios de los proyectos deberán contemplar los elementos necesarios para sustentar su viabilidad, incluyendo la relación beneficio-costo y el análisis de riesgos correspondiente.

El envío formal del PQN permanece pendiente. La ENEE solicitó una ampliación para modificar y mejorar la estructura y el contenido del plan, la cual fue otorgada por un plazo de diez días hábiles, con efecto a partir del 8 de septiembre de 2026.

2. Informe de Fiscalización de la Regulación Tarifaria en los Sistemas Aislados

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

Durante 2026, la CREE avanzó en la preparación técnica, normativa y documental para fiscalizar las inversiones de RECO contempladas en el pliego tarifario 2025-2029. La fiscalización verificará la correspondencia entre los activos ejecutados, los costos reconocidos en la tarifa y las mejoras en la capacidad, la calidad y la continuidad del servicio, así como la reducción de las pérdidas.

Persisten como condiciones pendientes la delimitación de los proyectos por parte del Departamento de Tarifas, la validación documental y las aprobaciones regulatorias, cuyos retrasos requieren reprogramar la consultoría en el Plan Operativo Anual de 2027. Se recomienda actualizar los Términos de Referencia y priorizar los proyectos según su riesgo técnico y su impacto tarifario.

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

En atención a la solicitud del Departamento de Tarifas, se realizó 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

de combustible y, en consecuencia, si corresponde reconocerlos en el cálculo tarifario.

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 las ineficiencias operativas.

En cuanto a la revisión de las facturas de compra de mayo a julio de 2026, se estimó un costo unitario promedio del LPG de 116.79 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 conforme al dictamen técnico solicitado a la Secretaría de Energía (SEN).

Este análisis se desarrolló con el objetivo de validar que los costos trasladados a la tarifa reflejen condiciones eficientes y no incorporen sobrecostos ni 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 para el periodo comprendido entre abril y junio de 2026. A partir de marzo de 2025, se observó una alineación de los precios facturados con los valores técnicos estimados, con una variación mínima de -3.06 % en la revisión de los meses de abril, mayo y junio de 2026 (6 fechas).

d. Supervisión de los costos de generación en el sistema aislado de Útila

En el marco del proceso de revisión tarifaria correspondiente al sistema aislado de la isla de Útila, la Dirección de Fiscalización realizó la revisión y validación de los costos asociados a la adquisición de combustible diésel, lubricantes y servicios de transporte presentados por Utila Power Company, S.A. de C.V. (UPCO), con el propósito de brindar apoyo técnico al Departamento de Tarifas en la determinación de los costos que podrían ser incorporados en el primer pliego tarifario. El análisis comprendió la documentación correspondiente a los meses de junio, julio y agosto de 2026, incluyendo facturas de compra, documentación de transporte y las hojas de cálculo remitidas por la empresa.

En relación con el flete terrestre, se determinó que no corresponde a un servicio contratado a terceros, sino a costos estimados por UPCO derivados del uso de personal y equipo propios. Por esta razón, su incorporación en la tarifa debe quedar condicionada a verificar que los costos de mano de obra, vehículo, depreciación, mantenimiento y demás componentes utilizados en su cálculo no hayan sido reconocidos previamente en otros rubros del modelo tarifario, evitando así un doble reconocimiento de costos. De igual forma, el reconocimiento del ISV incluido en determinados servicios de transporte marítimo debe quedar sujeto al análisis jurídico correspondiente, considerando las condiciones expuestas por UPCO respecto al procedimiento de exoneración mediante PAMEH.

Como resultado final del análisis, se obtuvo un costo unitario de 4.2309 USD/gal para el diésel y de 20.2377 USD/gal para el lubricante 15W40, incluyendo los componentes considerados en el cálculo. Se recomendó utilizar los valores determinados a partir de la documentación efectivamente respaldada y de la hoja de cálculo actualizada presentada por UPCO, manteniendo, de forma condicionada, el reconocimiento del flete terrestre y del ISV asociado al flete marítimo hasta completar las verificaciones técnicas, contables y jurídicas correspondientes.

3. Informe Fiscalización del Pago de la Tasa de Regulación

Durante el tercer trimestre de 2026, la Dirección de Fiscalización continuó con la revisión de la información relativa al pago de la Tasa de Regulación por parte de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Como principal resultado del período, el análisis de la información y de las disposiciones aplicables permitió identificar aspectos de la Norma Técnica para el Pago y Liquidación de la Tasa de Regulación que requieren mayor desarrollo o precisión, relacionados con la base de cálculo de la tasa, el tratamiento aplicable a los Consumidores Calificados, la documentación de respaldo de la facturación certificada y el régimen de infracciones. Estos aspectos fueron formalizados mediante el Memorándum MM-DF-130-2026 y remitidos a la Dirección de Regulación y a la Dirección de Asesoría Jurídica para su análisis y valoración, conforme a sus respectivas competencias.

Asimismo, se dio seguimiento al proceso de conciliación de saldos con la ENEE mediante una reunión técnica de trabajo. Al cierre del trimestre, la conciliación continúa en curso, con la revisión y validación de las diferencias previamente identificadas.

Para el siguiente período se continuará con la recopilación y validación de la información remitida por las empresas distribuidoras, la conciliación de saldos con la ENEE, el seguimiento de los aspectos planteados mediante el Memorándum MM-DF-130-2026 y la revisión de la información disponible de RECO, UPCO y BELCO.

4. Informe de supervisión del servicio de alumbrado público

El presente informe expone las acciones de seguimiento realizadas por la Dirección de Fiscalización respecto de las recomendaciones y condicionantes derivados del proceso de revisión del volumen de energía solicitado por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

Durante el período evaluado, las actividades se enfocaron en la verificación de la justificación técnica de los factores de encendido utilizados en la estimación de la energía asociada al alumbrado público, así como en el seguimiento de la separación comercial entre el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los Sistemas Aislados (SA), aspectos identificados como elementos críticos para garantizar la trazabilidad, consistencia y confiabilidad de la información utilizada en el proceso regulatorio.

Como parte de estas actuaciones, mediante el oficio CREE-292-2026 de fecha 24 de agosto de 2026, se requirió a la Empresa Distribuidora la remisión de la información técnica que sustentara los criterios, parámetros y metodologías aplicados en la determinación de los factores de encendido. Sin embargo, a la fecha de emisión del presente informe, no se ha

recibido respuesta ni la documentación solicitada. Asimismo, no se observan avances sustanciales en las acciones relativas a la separación comercial entre el SIN y los Sistemas Aislados.

Los resultados obtenidos evidencian la necesidad de continuar con las actividades de fiscalización en estos aspectos, ya que su adecuada atención constituye un elemento crítico para validar la estimación del volumen de energía de alumbrado público, asegurar la correcta asignación de costos entre sistemas eléctricos y fortalecer la calidad de la información empleada en los procesos regulatorios.

En consecuencia, la evaluación de los factores de encendido, la verificación de la separación comercial de los Sistemas Aislados y el seguimiento a los requerimientos de información formulados a la Empresa Distribuidora continuarán como actividades prioritarias durante el próximo trimestre, con el fin de garantizar el cumplimiento del marco regulatorio vigente y evitar el reconocimiento de costos que no cuenten con un respaldo técnico suficiente para su eventual traslado a los usuarios finales.

5. Informe de Supervisión de la Aplicación de Subsidios

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), a través de la Dirección de Fiscalización y en cumplimiento de las actividades establecidas en el Plan Operativo Anual 2026, supervisó la aplicación de los subsidios eléctricos con base en la información reportada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). El análisis correspondiente al período mayo-julio de 2026 comprendió el subsidio de 150 kWh, su mecanismo de financiamiento y el destinado a reducir el impacto de los ajustes tarifarios, considerando tanto el Sistema Interconectado Nacional (SIN) como el Sistema Aislado de Guanaja.

En el Subsidio de 150 kWh, el resultado principal fue el cambio observado a partir de mayo de 2026, coincidente con la implementación del esquema de focalización. Mientras que entre enero y abril los beneficiarios se situaron aproximadamente entre 826 mil y 1.04 millones de usuarios, a partir de mayo se redujeron a niveles cercanos a 286 mil–303 mil usuarios, acompañados de una disminución del monto mensual subsidiado a valores cercanos a L100 millones. Durante junio y julio, ambos indicadores mostraron una relativa estabilización.

En cuanto al financiamiento de este subsidio, de forma acumulada entre mayo y julio, el aporte trasladado a los usuarios no residenciales representó el 36.57% del monto subsidiado, mientras que el 63.43% restante correspondió al monto elegible para reconocimiento de subsidio, sujeto a los procesos de revisión y validación que correspondan al Estado. Las variaciones mensuales observadas requieren que el comportamiento del mecanismo continúe analizándose de forma acumulada.

Respecto al subsidio por ajuste tarifario, el principal comportamiento del período se registró en julio, cuando el monto aplicado en el SIN aumentó 94.74% respecto de junio, mientras que la cantidad de registros presentó una variación significativamente menor. El análisis efectuado indica que dicho incremento estuvo asociado principalmente a un mayor valor del registro subsidiado.

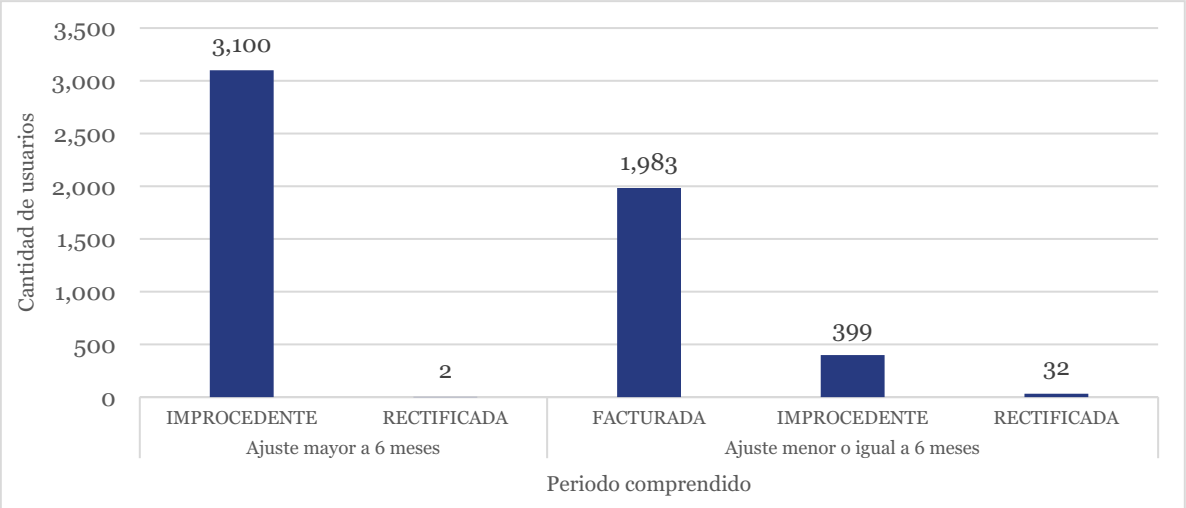
En el Sistema Aislado de Guanaja, se observó una reducción progresiva de los usuarios beneficiarios del Subsidio de 150 kWh durante el período analizado. Asimismo, conforme a la información proporcionada por la ENEE, no se identificaron registros de usuarios que aportaran al financiamiento de este subsidio en dicho sistema.

La supervisión permitió identificar como aspectos relevantes del período el efecto del esquema de focalización sobre el subsidio de 150 kWh, el comportamiento de su mecanismo de financiamiento y el incremento registrado en julio del subsidio por ajuste tarifario. Estos resultados servirán de base para continuar el seguimiento de la aplicación de ambos mecanismos y de la consistencia de la información reportada por la 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 rectificados; así como 2,414 casos con período menor o igual a seis (6) meses, distribuidos en 1,983 facturados, 399 improcedentes y 32 rectificados. Con base en estos resultados, se cuenta con los elementos técnicos necesarios para dar continuidad a las actuaciones relativas a la emisión de la resolución definitiva del proceso sancionatorio.



7. Informe de Atención al Usuario

Durante el tercer trimestre de 2026, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), a través de la Dirección de Fiscalización, continuó con las acciones de supervisión y seguimiento de los reclamos presentados por los usuarios del servicio eléctrico, mediante el Sistema de Gestión de Reclamos (SIGR) y los mecanismos de coordinación establecidos con las empresas distribuidoras.

Al cierre del período, con fecha de corte al 27 de septiembre de 2026, se registró un acumulado de 348 reclamos, cifra que incluye los reclamos ingresados durante 2026 y aquellos que permanecían pendientes de períodos anteriores. Del total acumulado, 273 han sido atendidos (78.4 %) y 75 permanecen pendientes (21.5 %). Los reclamos atendidos comprenden los estados aceptado, rechazado y parcialmente aceptado, mientras que los pendientes corresponden a los casos remitidos a la Empresa Distribuidora y en análisis.

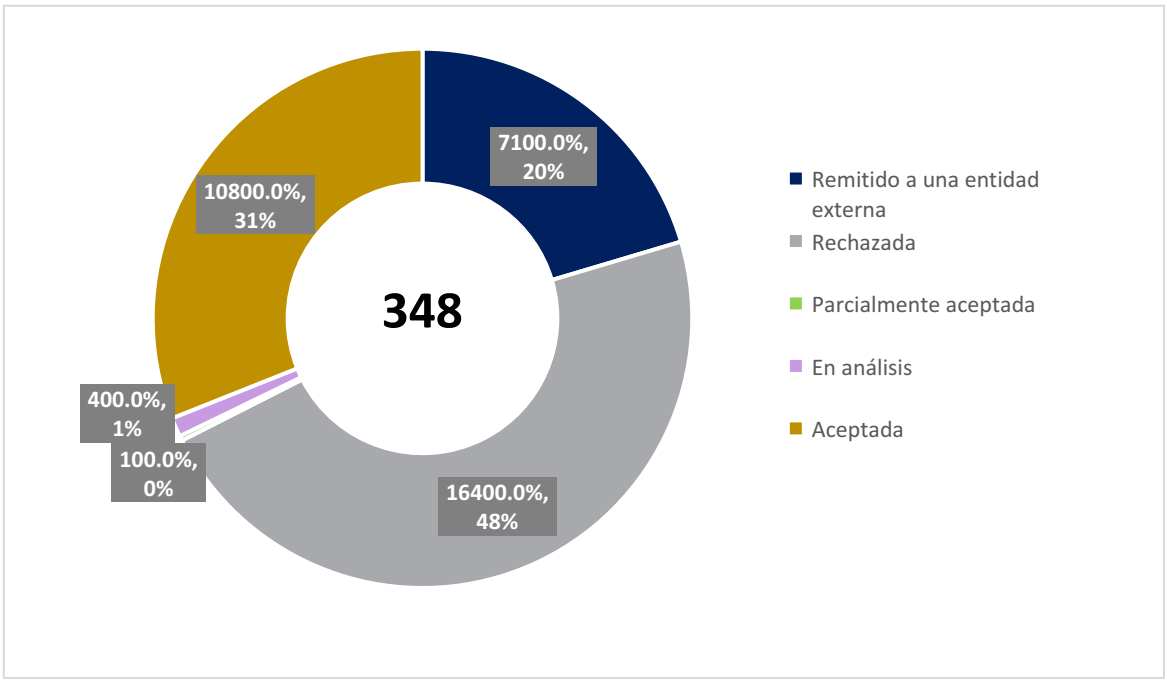


Gráfico 1 Estado actual del proceso de atención a los usuarios

Si bien el indicador de resolución se mantuvo en 78 % respecto del segundo trimestre, la cantidad de reclamos atendidos aumentó en un universo que continuó incorporando nuevos reclamos. Este comportamiento se debe a que la CREE continuó atendiendo los reclamos que podían resolverse mediante su análisis, mientras que los que requerían actuaciones de la ENEE fueron remitidos a las áreas correspondientes, registrándose una respuesta limitada durante el período. Esta situación, junto con el ingreso de nuevos reclamos, incidió en la acumulación de casos pendientes y en la falta de variación en el porcentaje de resolución.

En cuanto a los motivos de reclamo, los cobros excesivos constituyen la principal categoría, con 120 casos (34.5 %), seguidos por las fallas en el servicio eléctrico, con 38 casos (10.9 %), y la facturación errada o promediada, con 36 casos (10.3 %). Estos resultados muestran que las principales inconformidades de los usuarios se concentran en aspectos relacionados con la facturación y la prestación del servicio eléctrico, como se observa en el

La Mesa Técnica Interinstitucional CREE–ENEE continuó como mecanismo de coordinación para la gestión de los reclamos que requieren actuaciones por parte de la ENEE. Durante el trimestre, tras el cierre de operaciones del Programa Nacional para la Reducción de Pérdidas (PNRP), se retomó la coordinación con la Unidad Técnica de Control

de Distribución (UTCD) para dar continuidad a las actuaciones de campo pendientes y a las requeridas para avanzar en la atención de los reclamos. Al cierre del período, se registran 257 reclamos gestionados mediante la Mesa Técnica, de los cuales 186 (72 %) se encuentran resueltos y 71 (28 %) permanecen pendientes.

Respecto de los reclamos pendientes, se identifican tiempos acumulados relevantes desde su ingreso hasta la fecha de corte. Los casos que actualmente se encuentran remitidos a la Empresa Distribuidora registran un promedio de 211 días, mientras que los que permanecen en análisis en el Departamento de Atención al Usuario y Agente alcanzan un promedio de 318 días. Estos valores corresponden al tiempo total transcurrido desde el ingreso de cada reclamo y no al tiempo de permanencia en la instancia actual, por lo que constituyen un elemento relevante para la priorización de los casos de mayor antigüedad.

A partir de estos resultados, las acciones de seguimiento se orientarán a priorizar los reclamos de mayor antigüedad, fortalecer la coordinación con las unidades responsables de la ENEE mediante la Mesa Técnica y dar seguimiento a los motivos de reclamo de mayor recurrencia. Asimismo, se continuará con el análisis técnico y regulatorio de los casos asociados a esquemas de submedición, a fin de determinar las acciones que correspondan dentro del marco regulatorio aplicable.

8. Informe de Inspección CREE-002-2026 RECO

La inspección sin previo aviso del 22 de junio de 2026, motivada por quejas de usuarios por cobros excesivos y por la falta de respuesta de RECO al Acuerdo CREE-016-2026, determinó que la empresa incorporó en su facturación de junio ajustes que exceden lo instruido por la CREE: junto con las diferencias tarifarias ordenadas mediante los Acuerdos CREE-14, 15 y 16-2026, RECO aplicó por iniciativa propia una corrección retroactiva del Cargo Unitario por Alumbrado Público y ajustes a la demanda de usuarios de media tensión con inconsistencias de multiplicador y estimación aún no verificadas, cobrados además mediante notas de crédito y débito separadas de la factura, en contravención del artículo 64, literal i), del RSED.

El impacto es de cumplimiento normativo y de exposición económica para el usuario: la mezcla de conceptos instruidos por la CREE con correcciones unilaterales de RECO impidió a los usuarios distinguir el origen y el fundamento real de los cobros, y la falta de verificación previa de las inconsistencias en media tensión implica que parte de los débitos ya aplicados

podría no corresponder a montos correctos. Por ello, la CREE instruyó corregir y validar dichas inconsistencias antes de continuar el cobro, finalizar la verificación usuario por usuario y exigir a RECO que comunique a sus usuarios el origen y alcance real de cada ajuste.

9. Informe de Inspección CREE-009-2026 BECOSA

Del 8 al 11 de septiembre de 2026, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) realizó la inspección CREE-009-2026 en Bijao Electric Company S.A. de C.V. (BECOSA), con el propósito de verificar el estado y la configuración de su red eléctrica privada, identificar ampliaciones o modificaciones respecto del levantamiento realizado en 2023 y revisar los usuarios conectados y su respaldo contractual y regulatorio.

La inspección verificó una infraestructura conformada por instalaciones de generación, de transmisión a 138 kV y de distribución a 34,5 kV. Se mantuvo como referencia una capacidad térmica instalada de 105 MW, equivalente a tres unidades de 35 MW cada una. La comparación con el levantamiento de 2023 evidenció cambios en el alcance de la red, principalmente debido a la construcción de nuevas instalaciones destinadas al suministro de DURACEM e INHDELVA y a la identificación de una derivación asociada al suministro a TRAESA.

Asimismo, se identificaron suministros asociados a CENOSA y GILDAN en 138 kV y conexiones o antecedentes comerciales relacionados con ALUTECH, Metales y Aleaciones, ODESSA, ICC, INHDELVA, DURACEM y TRAESA en media tensión. En consecuencia, resulta necesario que los usuarios identificados procedan a regularizar su situación conforme al marco normativo aplicable, dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en la Ley General de la Industria Eléctrica, sus reglamentos, resoluciones, y demás normativa vigente emitida por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) y que resulte pertinente. Dicha regularización deberá comprender el cumplimiento de las obligaciones legales, contractuales y regulatorias que correspondan en cada caso, a fin de que la prestación y recepción del servicio eléctrico, así como cualquier relación derivada del suministro, comercialización o consumo de energía eléctrica, se encuentre debidamente respaldada y ajustada a las condiciones, requisitos y procedimientos establecidos en el ordenamiento legal y normativo vigente. En tal sentido, corresponde adoptar las acciones necesarias para subsanar cualquier situación que no se encuentre plenamente adecuada al marco regulatorio aplicable, garantizando con ello la debida observancia de las obligaciones establecidas en la normativa del subsector eléctrico.

En consecuencia, se recomienda incorporar al expediente el levantamiento actualizado de la red y las modificaciones identificadas, consolidar la relación de usuarios y puntos de suministro, y trasladar los antecedentes técnicos, contractuales y administrativos a las áreas competentes de la CREE para determinar las acciones de seguimiento que correspondan, solicitando información complementaria cuando resulte necesaria.

P12-PF05-P01
INFORME DE FISCALIZACIÓN DE REGULACIÓN TARIFARIA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



Septiembre 2026

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS

CREE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE FISCALIZACIÓN DE REGULACIÓN TARIFARIA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

INTRODUCCIÓN

El Plan Quinquenal de Negocios (PQN) constituye un elemento fundamental dentro del procedimiento 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 y sustentación técnica y económica resulta necesaria para evaluar la prudencia y eficiencia de las inversiones propuestas, así como su contribución al cumplimiento de las metas de calidad técnica del servicio, reducción de pérdidas y sostenibilidad del sistema de distribución.

En este contexto, durante 2025 y 2026 la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) ha desarrollado actividades de seguimiento y fiscalización al proceso de elaboración del Plan Quinquenal de Negocios de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), incluyendo la revisión preliminar de la documentación presentada, la formulación de requerimientos, el análisis de los proyectos de inversión y la realización de mesas de trabajo con la empresa. Estas actividades han estado orientadas a verificar que las inversiones propuestas cuenten con el sustento técnico y económico necesario y se encuentren alineadas con las disposiciones establecidas en el Reglamento de Tarifas.

Como parte de este proceso, la ENEE remitió formalmente mediante el oficio GD-312-06-2026 la documentación correspondiente al Plan Quinquenal de Negocios, la propuesta de Estructura Tarifaria y la información adicional para el cálculo tarifario. Posteriormente, la empresa solicitó retirar dicha documentación debido a la incorporación de una nueva propuesta para el Plan de Reducción de Pérdidas y a modificaciones previstas en algunas líneas de inversión. En consecuencia, la CREE, mediante Auto de Requerimiento VAD 2025 (PQN), instruyó la devolución de la documentación y requirió su nueva presentación, junto con la atención de las observaciones y requerimientos previamente formulados.

El presente informe tiene como finalidad actualizar el seguimiento realizado por la CREE al Plan Quinquenal de Negocios, documentando las principales actuaciones desarrolladas, los

avances alcanzados en la revisión de las inversiones, los requerimientos efectuados y el estado actual del proceso de presentación del PQN.

OBJETIVOS

Dar seguimiento y fiscalizar el proceso de elaboración, actualización y presentación del Plan Quinquenal de Negocios (PQN) de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), verificando su conformidad con los criterios técnicos, regulatorios y de eficiencia económica establecidos en el Reglamento de Tarifas.

1.1.1 Objetivos específicos

1. Verificar que los proyectos de inversión contemplados en el PQN cuenten con el sustento técnico y económico, así como con el análisis de costo-beneficio requerido para respaldar su necesidad, viabilidad y prudencia.
2. Evaluar la coherencia de las inversiones propuestas con los senderos de calidad técnica del servicio y de reducción de pérdidas, así como con los criterios de planificación establecidos en el Reglamento de Tarifas.
3. Dar seguimiento a la atención de los requerimientos y observaciones formulados por la CREE, así como al cumplimiento de los plazos establecidos para la presentación y actualización del Plan Quinquenal de Negocios, la propuesta de Estructura Tarifaria y la información adicional para el cálculo tarifario de conformidad con lo establecido en el artículo 13 del Reglamento de Tarifas.

MARCO LEGAL

En el desarrollo de las actividades de fiscalización e inspección regulatoria se aplican las siguientes disposiciones normativas principales:

a) 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 reformada mediante el 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 y publicado en el diario oficial La Gaceta el 24 de junio de 2019, establece en su Título 2 el procedimiento general para el cálculo tarifario de una empresa distribuidora. Asimismo, entre otros aspectos:

- Establece en su artículo 13 exige la presentación formal del Plan Quinquenal de Negocios (PQN), la 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 las personas interesadas durante un lapso de 30 días.
- Establece, en su artículo 19, el contenido mínimo del plan quinquenal de negocios.
- Establece, en su artículo 20, los criterios generales que la Empresa Distribuidora debe aplicar para la formulación y la presentación del Plan de Inversiones.
- Establece en su artículo 42 los tres criterios rectores que rigen la evaluación y aprobación de los proyectos del PQN por parte de la CREE: a) prudencia en las inversiones, b) eficiencia en los costos unitarios y c) cumplimiento de las metas físicas y financieras.
- Establece en su artículo 48 que el cumplimiento del Plan de Inversiones aprobado será fiscalizado anualmente por la CREE a partir de informes de avance trimestrales remitidos por la Empresa Distribuidora. Requiere que la distribuidora presente informes anuales de ejecución de proyectos y contrate una auditoría o verificación independiente, seleccionada de la lista oficial de la CREE, para comprobar la ejecución efectiva de las obras.

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 carecían de una 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 de 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 asumió el compromiso de remitir el cronograma de entrega de los estudios técnicos pendientes y el 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, la eficiencia y la

justificación técnico-económica de las inversiones propuestas en el Plan Quinquenal de Negocios.

10. Mediante oficio CREE-126-2026, la CREE solicitó a la Gerencia General de la ENEE y al equipo técnico responsable de la elaboración del Plan Quinquenal de Negocios (PQN) la realización de una reunión técnica, con el propósito de abordar los retrasos acumulados en la presentación formal del PQN y revisar los requerimientos y observaciones previamente formulados por la Comisión.
11. El 20 de abril de 2026 se llevó a cabo la reunión de trabajo sobre el Plan Quinquenal de Negocios, en la que se revisaron los requerimientos y observaciones planteados por la CREE. Como resultado, ENEE manifestó su compromiso de remitir formalmente el PQN a la Comisión.
12. Mediante oficio GD-312-06-2026, de fecha 30 de junio de 2026, la ENEE remitió formalmente la documentación correspondiente a la Presentación del Plan Quinquenal de Negocios (PQN), la propuesta de Estructura Tarifaria y la información adicional para el cálculo tarifario, en el marco de lo establecido en el artículo 13 del Reglamento de Tarifas.
13. El 23 de julio de 2026 se sostuvo una reunión técnica entre la CREE, la ENEE y la UTCD. La ENEE presentó una nueva propuesta para el Plan de Reducción de Pérdidas. Asimismo, la CREE formuló observaciones sobre la remisión formal del PQN.
14. Mediante oficio GD-347-07-2026, de fecha 31 de julio de 2026, la Gerencia de Distribución de la ENEE solicitó retirar la documentación remitida mediante el oficio GD-312-06-2026, debido a la incorporación de una nueva propuesta para el Plan de Reducción de Pérdidas y a la necesidad de realizar modificaciones en algunas de las líneas de inversión contempladas en el PQN.
15. Mediante Auto de Requerimiento VAD 2025 (PQN), de fecha 21 de agosto de 2026, la CREE instruyó la devolución de la documentación del PQN remitida mediante el oficio GD-312-06-2026 y requirió a la Gerencia de Distribución de la ENEE que presentara nuevamente la solicitud correspondiente dentro de un plazo de diez días hábiles. Asimismo, se requirió atender las distintas solicitudes y observaciones formuladas previamente por la CREE en relación con el PQN, de conformidad con lo establecido en el Reglamento de Tarifas.

16. Mediante oficio GD-382-03-2026, de fecha 04 de septiembre de 2026, la Gerencia de Distribución de la ENEE respondió al Auto de Requerimiento VAD 2025 (PQN) de fecha 21 de agosto de 2026, solicitando una ampliación de quince días hábiles para atender lo requerido.
17. Mediante Auto de Ampliación de fecha 08 de septiembre de 2026, la CREE atendió la solicitud presentada por la ENEE y otorgó una ampliación de diez días hábiles para el cumplimiento de lo requerido en el Auto de Requerimiento VAD 2025 (PQN).

PROCEDIMIENTO

La CREE realizó el seguimiento de la orientación y fiscalización del proceso de formulación del Plan Quinquenal de Negocios (PQN) mediante una revisión progresiva de la documentación presentada por la ENEE, complementada con mesas de trabajo y requerimientos de información orientados a verificar su adecuación al marco regulatorio vigente.

El procedimiento se muestra en el ***Gráfico 1-1*** e inició con el acompañamiento técnico y orientación de la CREE a la ENEE en la formulación de los senderos de calidad técnica del servicio y de reducción de pérdidas del sistema de distribución. Posteriormente, se efectuó la revisión preliminar de la propuesta del PQN, en la que se evaluaron su estructura, alcance y alineación con los criterios establecidos en el Reglamento de Tarifas, a partir de la cual se formularon observaciones y requerimientos.

Como parte de la revisión de las inversiones, se analizaron los proyectos propuestos, sus costos y la documentación técnica disponible, y se identificó la necesidad de fortalecer su justificación técnica y económica. Para ello, se solicitaron los estudios de factibilidad correspondientes y se revisó individualmente la documentación remitida por la ENEE, considerando la necesidad de incorporar análisis de costo-beneficio que permitieran sustentar la viabilidad económica de las inversiones.

Esta revisión permitió establecer criterios para vincular las necesidades identificadas, las inversiones propuestas, los costos asociados y los resultados esperados orientados al cumplimiento de las metas de la empresa.

Posteriormente, se revisó la presentación formal del PQN, a partir de la cual la CREE formuló observaciones orientadas a fortalecer su contenido de conformidad con el marco

regulatorio vigente. Ante la presentación de una nueva propuesta para el Plan de Reducción de Pérdidas y con el propósito de modificar determinados aspectos generales del PQN, la ENEE solicitó el retiro de la documentación remitida formalmente, a fin de incorporar dichos cambios en una nueva presentación del PQN. En consecuencia, la CREE aprobó la devolución de la documentación, dando seguimiento y estableciendo plazos para la remisión del PQN, considerando la necesidad de que la nueva documentación presente una estructura integral y consistente entre las metas.



Gráfico 1-1 Estado de avance de la elaboración y remisión formal del PQN.

RESULTADOS

Como parte del seguimiento, la orientación y la fiscalización realizados al proceso de formulación y consolidación del Plan Quinquenal de Negocios (PQN) para el ciclo tarifario 2026–2030, la propuesta remitida inicialmente por la empresa distribuidora fue retirada a su propia solicitud y devuelta formalmente por la CREE para su debida reestructuración. Posteriormente, la CREE otorgó 10 días hábiles para la presentación de la nueva

documentación requerida conforme al artículo 13 del Reglamento de Tarifas que comprende la propuesta del PQN, la propuesta de Estructura Tarifaria e Información Adicional para el Cálculo Tarifario, remisión que actualmente está pendiente conforme a las prórrogas solicitadas por la empresa distribuidora.

Se identificó la necesidad imperativa de que la nueva documentación presentada por la ENEE fortalezca la vinculación entre las metas regulatorias, la eficiencia de las inversiones y la factibilidad financiera, garantizando el cumplimiento de los criterios generales de formulación. En particular, se requiere que la nueva versión del Plan Quinquenal de Negocios (PQN) presente una estructura integral para todos los niveles de tensión del sistema, desglosando y clasificando los proyectos de inversión según la tipología obligatoria (Proyectos Tipo I para ampliación por reemplazo, Tipo II para nueva demanda, Tipo III para reemplazo sin aumento de capacidad, y Tipo IV para mejora de calidad y reducción de pérdidas). Asimismo, las inversiones y las proyecciones de costos deberán alinearse estrictamente con los principios de aprobación, asegurando la prudencia en las inversiones, la eficiencia en los costos unitarios y el cumplimiento de metas físicas y financieras alcanzables durante el ciclo tarifario.

En materia de evaluación económica, el proceso de revisión permitió establecer la exigencia técnica de fundamentar los proyectos conforme al artículo 20 del Reglamento de Tarifas, incorporando sistemáticamente estudios que demuestren una relación beneficio-costo superior a uno, análisis de riesgos potenciales con sus correspondientes medidas de mitigación y esquemas de eficiencia económica que conduzcan a garantizar la prestación del servicio al menor costo para los usuarios. Finalmente, la integración rigurosa de estos elementos en la nueva documentación del PQN resulta indispensable para su aprobación conforme al marco regulatorio vigente.

CONCLUSIONES

1. La CREE ha realizado un proceso de seguimiento y fiscalización del PQN 2026–2030 mediante la revisión de la documentación presentada por la ENEE, el análisis de los proyectos de inversión, la formulación de observaciones y requerimientos, y la realización de mesas de trabajo orientadas a fortalecer su sustento técnico y económico de conformidad con lo establecido en el Reglamento de Tarifas.

2. La revisión realizada evidenció la necesidad de fortalecer la nueva presentación del PQN, particularmente en la articulación entre las metas, las líneas de acción y las inversiones propuestas, así como en la incorporación de estudios de factibilidad, análisis costo-beneficio y análisis de riesgos que permitan sustentar la prudencia y la eficiencia de las inversiones.
3. El proceso de revisión y fiscalización permanece abierto, debido a que la ENEE solicitó retirar la documentación presentada formalmente para incorporar modificaciones derivadas de la nueva propuesta del Plan de Reducción de Pérdidas y de otros aspectos del PQN. Por tanto, la revisión continuará una vez que la empresa remita nuevamente la documentación correspondiente de manera formal.

RECOMENDACIONES

1. Atender integralmente las observaciones y requerimientos formulados por la CREE: La ENEE deberá incorporar en la nueva presentación del PQN las observaciones y requerimientos previamente comunicados por la CREE, asegurando que la documentación presentada refleje los requerimientos del Reglamento de Tarifas y la mejora del Plan de Reducción de Pérdidas.
2. Presentar nuevamente el PQN con el sustento técnico y económico correspondiente: La ENEE deberá remitir la nueva versión del PQN junto con la propuesta de Estructura Tarifaria y la información adicional requerida para el cálculo tarifario de manera formal, incorporando el sustento técnico, alineación con metas de la empresa y sustento económico de las inversiones propuestas, de manera que permita a la CREE continuar con la revisión y fiscalización del proceso conforme al Reglamento de Tarifas.

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	En proceso.

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

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

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



Septiembre 2026

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS

CREE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE FISCALIZACIÓN DE REGULACIÓN TARIFARIA EN LOS SISTEMAS AISLADOS

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 el sistema aislado de Útila no contaba con una tarifa aprobada; sin embargo, en este informe se integra la revisión de los costos relacionados con el combustible y lubricante utilizados para la generación de energía eléctrica en Útila en vista de la aprobación con carácter transitorio del Costo de Servicio y la Estructura Tarifaria para dicho sistema aislado en fecha 30 de septiembre de 2026 por la CREE mediante Acuerdo CREE-90-2026. En vista de esta aprobación, surge la necesidad de fiscalizar el desarrollo y cumplimiento de las inversiones consideradas para la prestación del servicio, a fin de verificar su ejecución y su correspondencia con las condiciones bajo las cuales fue aprobada la tarifa transitoria.

OBJETIVOS

1.1.2 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.

1.1.3 Objetivos específicos

1. Verificar el cumplimiento de los planes de negocios e inversiones aprobados por la CREE, evaluando la ejecución de las actividades, de los proyectos y de 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.

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

1.1.4 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 fiscalización que permita verificar la ejecución física, financiera, contable y tarifaria de las inversiones reportadas para el período 2025-2029.

1.1.5 Objetivos

Objetivo general

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

Objetivos específicos

1. Consolidar el marco aplicable a la fiscalización anual de las inversiones y a su eventual reconocimiento tarifario.

2. Definir los elementos mínimos de trazabilidad técnica, financiera, contable y tarifaria que deberán verificarse en cada proyecto.
3. Identificar las condiciones previas necesarias para actualizar los Términos de Referencia y ejecutar la consultoría de fiscalización.

1.1.6 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 establece que las empresas distribuidoras que sirven sistemas aislados, es decir, aquellas que no se encuentran conectadas al Sistema Interconectado Nacional, tienen la facultad de contar con sus propias centrales generadoras; asimismo, tienen la obligación de llevar contabilidades separadas para las actividades de generación y distribución. Cabe mencionar que, en la Ley, además 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, ninguna 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 ampliar la capacidad mediante el 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 la capacidad del sistema; d) Tipo IV: proyectos de inversión motivados por la mejora de la calidad del servicio y/o la reducción de pérdidas. Asimismo, la Empresa Distribuidora debe asignar cada uno de los proyectos de inversión a los tipos establecidos y presentar un cronograma general de las inversiones que se realizarán, así como su localización.

5. El artículo 48 del Reglamento de Tarifas establece que el cumplimiento del Plan de Inversiones aprobado será fiscalizado anualmente con base en información trimestral que la Empresa Distribuidora deberá reportar a la CREE, conforme a los lineamientos establecidos en dicho 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 (Po) 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 Po 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.

1.1.7 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 evaluar la incorporación de las 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 para 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.
9. En septiembre de 2026 se realizó una reunión con la Dirección de Asesoría Jurídica para dar seguimiento al proceso legal del Plan de Negocios e Inversiones del sistema aislado de Roatán. Durante la reunión se plantearon acciones para avanzar en los procesos regulatorios pendientes de aprobación. Asimismo, se identificó la necesidad de que el Departamento de Tarifas determine el alcance de los proyectos remitidos por RECO a esta Comisión, a fin de que la Dirección de Fiscalización concentre sus esfuerzos exclusivamente en los proyectos contemplados por el Departamento de Tarifas en el pliego tarifario 2025-2029.

1.1.8 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.

No obstante, los procesos regulatorios y la revisión de la documentación clave por parte de la Dirección de Fiscalización no se han completado dentro de los plazos requeridos para realizar la consultoría en tiempo y forma. Este retraso hace necesario modificar la programación de su ejecución en el Plan Operativo Anual 2027.

1.1.9 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 que generen 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, lo que proporcionó 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, lo que permitirá evaluar con mayor precisión su cumplimiento respecto de 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.

1.1.10 Recomendaciones

1. 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.
2. 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.
3. 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.

4. 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 en el seguimiento tarifario.

1.1.11 Matriz de seguimiento

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana)	Estado (pendiente, en proceso, finalizado)
1	Solicitar a la Dirección de Asesoría Jurídica la actualización del proceso de aprobación del reglamento de firmas precalificadas	Acción	Comunicación oficial y respuesta recibida.	2.ª semana	Pendiente
2	Solicitar a la Dirección de Regulación la actualización del proceso de aprobación del Reglamento de Sistemas Aislados.	Acción	Comunicación oficial y respuesta recibida.	2.ª semana	Pendiente

SUPERVISIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA AISLADO DE ROATÁN

1.1.12 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, en el 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 relativa a 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 considerarse 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 mayo hasta julio 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 los costos reconocibles en las tarifas del servicio eléctrico.

1.1.13 Objetivos

Brindar apoyo al Departamento de Tarifas en la revisión de la estructura de costos del combustible LPG utilizado para la 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.

1.1.14 Marco Legal

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) y sus reformas crearon 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, y las empresas o usuarios regulados por la LGIE estarán obligados a proporcionarle toda la información que la CREE requiera para tal fin.

El artículo 14 de la LGIE establece que las empresas distribuidoras que suministran sistemas aislados podrán contar con 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.

1.1.15 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, entre otras cosas, de 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 la eficiencia en la prestación del servicio y la protección de los usuarios.

La LGIE establece que las ineficiencias operativas o administrativas de las empresas del subsector eléctrico no deben trasladarse al consumidor final a través de 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.

1.1.16 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 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.

3. 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 próxima a aprobar, conforme a lo establecido en la normativa vigente.

4. 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.

5. Que en fecha 12 de febrero de 2026 la CREE, mediante Acuerdo CREE-04-2026, aprobó las fórmulas de ajuste de la estructura de tarifa que debe aplicar RECO a sus usuarios finales en los municipios de Roatán y José Santos Guardiola.

6. Que en fecha 21 de agosto de 2026, el Departamento de Tarifas de la Dirección de Regulación remitió a esta Dirección el memorándum DT-No-018-2026, mediante el cual solicita a esta Dirección realizar la revisión y validación de los costos de compra de combustible reflejados en la documentación presentada por RECO, a fin de determinar si dichos costos deben considerarse para el cálculo del ajuste tarifario correspondiente.

Asimismo, se solicita evaluar la estimación del cargo por alumbrado público remitida por la empresa.

7. Que en fecha 25 de agosto de 2026, mediante Auto emitido en el expediente LTR-08-2026, esta Comisión requirió a Roatán Electric Company, S.A. de C.V. (RECO) la remisión nuevamente del Módulo de Estimación del Cargo de Alumbrado Público, debidamente actualizado, considerando los factores de ajuste definitivos asociados al IPC correspondientes a septiembre de 2026. Asimismo, se requirió actualizar los cargos tarifarios incorporados en el módulo desde el período base hasta septiembre de 2026, utilizando la precisión completa de los valores resultantes del modelo tarifario, sin aplicar redondeos en las fórmulas de cálculo.

8. Que en fecha 28 de agosto de 2026, RECO presentó escrito en atención al requerimiento de fecha 25 de agosto de 2026, adjuntando el Módulo de estimación de cargo AP actualizado con las correcciones correspondientes; asimismo, en esa misma fecha, el Departamento de Tarifas confirmó que los factores de ajuste presentados por RECO para el período de septiembre a noviembre de 2026 corresponden a los valores aplicables para dicho período.

1.1.17 Procedimiento

En seguimiento a la solicitud del Departamento de Tarifas (DT), se procedió a revisar la información remitida por la empresa RECO relativa al proceso de compra de combustible para la generación de energía eléctrica en el sistema aislado de Roatán, correspondiente al periodo comprendido entre mayo y julio de 2026.

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 mayo a julio de 2026, se obtiene un costo unitario total de 116.79 USc/gal o 1.1679 USD/gal (ver **Tabla 2-1**).

Con respecto a la Entrega 2 de julio de 2026, la nota de crédito indica que la descarga del combustible fue realizada el 30 y 31 de julio 2026, por lo cual se reconoce esta compra dentro de los costos de combustible de dicho mes.

Fecha	Costo unitario [USc/gal]
Mayo 2026	125.44
Junio 2026	116.62
Julio 2026	111.44

Tabla 1 Costos unitarios

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.

Fecha	Precio promedio mensual RECO [USc/gal]	Precio referencia [USc/gal]	Diferencia [%]
may-26	125.44	114.30	9.75%
jun-26	116.62	114.93	1.47%
jul-26	111.44	106.56	4.58%

Tabla 2 Comparación de precios del LPG

1.1.18 Resultados

Con base en la revisión de las facturas asociadas a las compras realizadas en el periodo de mayo hasta julio 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 mayo, junio y julio de 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, practicaje 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.

1.1.19 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. 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 mayo y julio de 2026 en un valor de 116.79 USc/gal.

2. 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.

1.1.20 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 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.

1.1.21 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

SUPERVISIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN DEL SISTEMA AISLADO DE GUANAJA

1.1.22 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, actualmente operado 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, las acciones de revisión y el análisis de la 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.

1.1.23 Objetivos

1. Brindar apoyo técnico al Departamento de Tarifas mediante el análisis, la verificación y la validación de la información relacionada con los costos de combustible utilizados 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 para obtener precios de referencia y compararlos con los costos de combustible utilizados en el sistema aislado del municipio de Guanaja, remitidos por la ENEE, a fin de recomendar los precios aplicables al ajuste tarifario.

1.1.24 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, creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE o Comisión) como la entidad reguladora del subsector eléctrico.

Posteriormente, esta ley fue reformada mediante 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 la seguridad del servicio.

El artículo 18 de la LGIE 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.

1.1.25 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, entre otras cosas, de 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 la eficiencia en la prestación del servicio y la protección de los usuarios.

La LGIE establece que las ineficiencias operativas o administrativas de las empresas del subsector eléctrico no deben trasladarse al consumidor final a través de 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 la opinión técnica previa de la CREE, puede acordar la intervención de empresas del subsector cuando su desempeño represente un riesgo para la continuidad o la seguridad del servicio.

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

1.1.26 Antecedentes

1. Que mediante Acuerdo SEN-41-2024, de fecha 2 de mayo de 2024, la Secretaría de Energía (SEN) intervino integralmente el sistema eléctrico del municipio de Guanaja, delegando a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) el control de las actividades relacionadas con el suministro, distribución y comercialización de energía eléctrica. Posteriormente, en el marco de la aprobación de la tarifa aplicable a dicho sistema aislado, la CREE realizó distintos análisis y actuaciones orientados a determinar el costo eficiente del combustible utilizado para la generación de energía eléctrica, incluyendo la revisión de precios, costos de flete y logística, la aplicación de exoneraciones y la solicitud de requerimientos de información a la ENEE y a la SEN.

2. Que mediante el Acuerdo CREE-042-2025 se aprobaron, de manera condicionada, el procedimiento y las fórmulas de ajuste de la estructura tarifaria aplicada por la ENEE a los usuarios del municipio de Guanaja, estableciendo la obligación de remitir mensualmente a la CREE la documentación relacionada con las ventas de energía y los costos reales de generación. En aplicación de dicho procedimiento, la Dirección de Fiscalización efectuó revisiones periódicas de los costos de combustible y, a partir de marzo de 2025, determinó que las facturas presentadas reflejaban precios razonables, eficientes y exentos del ACPV, criterio que se utilizó en los ajustes tarifarios posteriores.

3. Que en fechas 15 y 16 de abril de 2026 la CREE recibió por parte de ENEE Distribución los Oficios GD-175-04-2026 y GD-181-04-2026, correspondientes a los Informes de Generación de Guanaja de enero, febrero y marzo de 2026, respectivamente, en cumplimiento de lo establecido en el numeral 3 del Acuerdo CREE-042-2025.

4. Que en fecha 17 de abril de 2026 el Departamento de Tarifas remitió el memorándum DT-No-011-2026, mediante el cual solicitó a la Dirección de Fiscalización que evaluara si los costos de compra de combustible contenidos en las facturas presentadas por la ENEE debían utilizarse para el ajuste tarifario que entraría en vigor a partir del 1 de mayo de 2026.

5. Que en fecha 23 de abril de 2026 esta Dirección emitió el Dictamen Técnico DT-DF-20-2026, mediante el cual recomendó utilizar los precios reales facturados correspondientes a los meses de enero, febrero y marzo de 2026, considerando que las facturas presentadas reflejaban precios razonables, eficientes y exentos del ACPV.

6. Que en fecha 21 de julio de 2026 el Departamento de Tarifas remitió el memorándum DT-No-016-2026, mediante el cual solicitó a la Dirección de Fiscalización evaluar los costos de compra de combustible contenidos en las facturas presentadas por la ENEE correspondientes al período comprendido entre abril y junio de 2026, para efectos del ajuste tarifario que entraría en vigor a partir del 1 de agosto de 2026, señalando que se encontraba pendiente la remisión de una factura correspondiente a junio de 2026.

7. Que, en fecha 27 de julio de 2026, el Departamento de Tarifas remitió la factura faltante correspondiente a una compra de combustible realizada en junio de 2026.

1.1.27 Procedimiento

En el proceso de ajustes tarifarios trimestrales aprobados por la CREE a la tarifa que aplica la ENEE a los usuarios del 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 respecto del precio del combustible que debe trasladarse a la tarifa de los usuarios finales en Guanaja.

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 debió a 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.

Análisis de costos de transporte y logística

Durante la audiencia pública llevada a cabo en el municipio de Guanaja el 26 en 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.

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.

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 abril, mayo y junio 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.

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 abril, mayo y junio 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.

1.1.28 Resultados

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 de cada mes analizado.

Semana	Precio venta sin ACPV (HNL/gal)	Costo por flete (HNL/gal)	Precio de referencia final (HNL/gal)
lunes 06 de abril de 2026	112.99	2.88	115.87
lunes 13 de abril de 2026	119.88	2.88	122.76
lunes 20 de abril de 2026	124.00	2.88	126.88
lunes 27 de abril de 2026	124.97	2.88	127.85
Promedio			**123.34**
lunes 04 de mayo de 2026	125.08	2.88	127.96
lunes 11 de mayo de 2026	122.01	2.88	124.89
lunes 18 de mayo de 2026	122.11	2.88	124.99
lunes 25 de mayo de 2026	122.80	2.88	125.68
Promedio			**125.88**
lunes 01 de junio de 2026	121.86	2.88	124.74
lunes 08 de junio de 2026	119.27	2.88	122.15
lunes 15 de junio de 2026	117.03	2.88	119.91
lunes 22 de junio de 2026	112.19	2.88	115.07
lunes 29 de junio de 2026	108.45	2.88	111.33
Promedio			**118.64**

Tabla 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 abril y junio 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 que evidencia una mejora en la eficiencia del proceso de compra.

Por otro lado, en la **Tabla 2-4** se presenta una comparación detallada de los precios de las compras realizadas en los meses de abril, mayo y junio de 2026.

	Precios ENEE	Precios de referencia		Diferencia	
Semana 2026	Precio Unitario (HNL/gal)	Precio Unitario (HNL/gal)	Promedio (HNL/gal)	Precio Unitario (%)	Promedio Ponderado (%)
Lunes 20 de abril de 2026	116.98	126.88	123.34	-7.80%	-5.16%
Lunes 20 de abril de 2026	121.11	126.88	123.34	-4.54%	-1.81%

Semana 2026	Precios ENEE	Precios de referencia		Diferencia	
	Precio Unitario (HNL/gal)	Precio Unitario (HNL/gal)	Promedio (HNL/gal)	Precio Unitario (%)	Promedio Ponderado (%)
Lunes 27 de abril de 2026	122.09	127.85	125.88	-4.51%	-3.01%
Lunes 11 de mayo de 2026	119.13	124.89	125.88	-4.61%	-5.36%
Lunes 01 de junio de 2026	119.01	124.74	118.64	-4.60%	0.31%
Lunes 22 de junio de 2026*	123.95	115.07	118.64	7.72%	4.48%
				-3.06%	-3.83%

* NOTA: El acta de recepción de combustible remitida mediante Oficio GD-334-07-2026 indica que la factura se generó en fecha 23 de junio y que la entrega se realizó en fecha 20 de junio, como se muestra en el informe fotográfico de entrega, sin embargo, el informe fotográfico no consta en los documentos compartidos con esta Comisión.

Tabla 4 Comparación de los precios facturados por la ENEE y los precios de referencia

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 abril y junio de 2026, se observa una diferencia entre ambos. Sin embargo, cabe resaltar que los precios de ENEE se mantienen cercanos y no se alejan significativamente de los precios de referencia. El precio unitario facturado por la ENEE es inferior al de referencia, con una variación promedio de -3.06 %. De igual forma, el costo total del combustible presenta variaciones que oscilan entre –7.80 % y 4.48%, y el precio promedio refleja una diferencia acumulada de -3.83 %. Estos resultados indican que persisten las condiciones técnicas y económicas para utilizar los precios facturados por la ENEE, lo que refleja niveles de eficiencia que permiten trasladarlos a la tarifa.

1.1.29 Conclusiones

1. El análisis realizado por esta Dirección sobre los costos de transporte y logística permitió estimar un valor de referencia razonable 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 de 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 de los meses de abril, mayo y junio de 2026 (6 fechas) con el precio de referencia estimado por esta Dirección, se observó una variación de -3.06 %, lo que confirma que los precios de la ENEE son similares a los de referencia determinados por la CREE.

1.1.30 Recomendaciones

1. 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 del sistema aislado de Guanaja.

2. Sostener una reunión con la Secretaría de Energía (SEN) para conocer el estado del estudio de estructuras de precios para las Islas de la Bahía, fundamental para validar y, en su caso, ajustar el precio del combustible en los sistemas aislados que operan en esta zona.

1.1.31 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

SUPERVISIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN DEL SISTEMA AISLADO DE ÚTILA

1.1.32 Introducción

El presente documento tiene como objetivo presentar el análisis de los costos asociados al suministro de combustible diésel utilizado por la sociedad mercantil Utila Power Company S.A. de C.V. (UPCO) para la generación de energía eléctrica en el sistema aislado de la isla de Útila, en el 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 relativa a diversas facturas asociadas al proceso de adquisición y descarga del combustible y del lubricante utilizados para la generación de energía eléctrica en dicho sistema aislado. En particular, se solicitó realizar la revisión y validación de los costos de adquisición de combustibles y lubricantes utilizados para la generación de energía eléctrica, así como de los costos de flete a incorporar en el modelo tarifario de los meses de junio, julio y agosto de 2026, a fin de determinar si deben considerarse en el cálculo del primer pliego tarifario.

Para efectos de este análisis, se revisaron las facturas remitidas, la información adicional presentada por UPCO. Asimismo, se consideró el marco regulatorio del subsector eléctrico aplicable a la determinación de los costos reconocibles en las tarifas del servicio eléctrico.

1.1.33 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 Útila, con el fin de sustentar la determinación del precio aplicable a la aprobación de una tarifa transitoria para dicho sistema aislado.

2. Analizar la información remitida por UPCO, con el fin de recomendar los precios aplicables al ajuste tarifario.

1.1.34 Marco Legal

La LGIE, aprobada mediante Decreto No. 404-2013 y publicada en el Diario Oficial “La Gaceta” el 20 de mayo de 2014, creó la CREE, 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.

Que el Artículo 14 de la LGIE establece que las empresas distribuidoras no pueden poseer centrales generadoras, salvo en casos excepcionales que deberán de ser certificados por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), sin embargo, se exceptúa de esta regla a las empresas distribuidoras que sirven sistemas aislados, las cuales podrán tener sus propias centrales generadoras.

Por otro lado, el Artículo 14 de la LGIE indica que, si se trata de distribuidoras que sirven sistemas aislados, deben llevar contabilidades separadas para las actividades de generación y de 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, sean estas de generación, transmisión o distribución.

1.1.35 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, entre otras cosas, de 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 la eficiencia en la prestación del servicio y la protección de los usuarios.

La LGIE establece que las ineficiencias operativas o administrativas de las empresas del subsector eléctrico no deben trasladarse al consumidor final a través de 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.

1.1.36 Antecedentes

1. Que la sociedad Utila Power Company, S.A. de C.V. (UPCO) es la empresa responsable de la generación y distribución de energía eléctrica en el sistema aislado de la isla de Útila, Islas de la Bahía.

2. Que esta Comisión Reguladora de Energía Eléctrica recibió la propuesta de tarifa por aplicar a la isla de Útila para su aprobación, la cual fue revisada por parte del Departamento de Tarifas.

3. Que en fecha 03 de septiembre de 2026, el Departamento de Tarifas de la Dirección de Regulación remitió a esta Dirección el memorándum DT-No-020-2026, mediante el cual solicita a esta Dirección realizar la revisión y validación de los costos de adquisición de combustibles y lubricantes utilizados para la generación de energía eléctrica, así como los costos de flete a incorporar en el modelo tarifario de los meses de junio, julio y agosto de 2026, a fin de determinar si estos deben ser considerados en el cálculo del primer pliego tarifario.

4. Que, en fecha 04 de septiembre de 2026, mediante Auto emitido por la Secretaría General, esta Comisión requirió a UPCO la remisión de la información necesaria para la revisión de los costos de combustible, lubricantes y fletes. Adicionalmente, en caso de que, como resultado de dicha revisión y de la información remitida, UPCO identifique modificaciones en los precios promedio del combustible diésel o de los lubricantes correspondientes a los meses de junio, julio y agosto de 2026, previamente informados a esta Comisión, deberá presentar el modelo tarifario actualizado, incorporando los valores corregidos que correspondan.

5. Que en fecha 12 de septiembre de 2026, la Secretaria General de la CREE remitió la respuesta de UPCO al requerimiento realizado en fecha 04 de septiembre de 2026.

6. Que en fecha 15 de septiembre de 2026, la Secretaria General de la CREE remitió la respuesta de UPCO al requerimiento realizado en fecha 10 de septiembre de 2026 por el Departamento de Tarifas de la Dirección de Regulación.

7. Que en fecha 28 de septiembre de 2026, la Dirección de Asesoría Jurídica emitió el Dictamen Legal DAJ-DL-086-2026 relacionado con el tratamiento del Impuesto Sobre Ventas (ISV) pagado por Utila Power Company, S.A. de C.V. (UPCO) en concepto de flete marítimo.

1.1.37 Revisión 1

En seguimiento a la solicitud del Departamento de Tarifas (DT), se procedió a revisar la información remitida por la empresa UPCO relativa al proceso de compra de combustible y lubricantes para la generación de energía eléctrica en el sistema aislado de Útila, correspondiente al periodo comprendido entre junio y agosto de 2026.

Para el análisis, se revisaron 47 facturas de compra de diésel, 4 facturas de lubricantes, la documentación relacionada con el transporte marítimo y terrestre, así como las hojas de cálculo presentadas por UPCO. En el caso del combustible diésel, se compararon los precios unitarios y los montos reflejados en las facturas con los valores incorporados por la empresa en sus cálculos. Como resultado de dicha revisión, se determinó un costo unitario de 113.8017 HNL/gal, equivalente a 4.2121USD/gal, para el combustible, antes de considerar el flete terrestre.

Respecto al lubricante Mobil 1300 Super 15W40, se revisaron cuatro facturas correspondientes a las adquisiciones realizadas durante el período analizado. Con base en la información facturada, se determinó un costo unitario ponderado de 533.2249 HNL/gal, equivalente a 19.7361 USD/gal, antes de considerar los fletes.

Asimismo, se analizaron los costos del transporte marítimo del lubricante desde La Ceiba hacia Útila. La documentación permitió identificar directamente el traslado de 12 barriles; sin embargo, una operación adicional, presentada en otra factura, incluía el transporte de lubricantes junto con otros tipos de carga, por lo que no fue posible determinar por separado el costo atribuible exclusivamente al lubricante. En consecuencia, dicho valor no fue incorporado al cálculo del costo unitario.

En cuanto al flete terrestre dentro de Útila, UPCO indicó que el traslado del diésel y de los lubricantes se realizó con personal y equipo propios. Para este concepto se consideraron costos asociados a mano de obra y equipo, obteniéndose valores de 0.5087 HNL/gal para el diésel y de 0.7115 HNL/gal para el lubricante. No obstante, se debe verificar en el modelo tarifario que no exista un doble reconocimiento.

Adicionalmente, se revisó el tratamiento del ISV incluido en determinados servicios de transporte marítimo. En este aspecto, UPCO señaló que la aplicación de la exoneración requería la gestión previa de una Orden de Compra Exenta mediante PAMEH, por lo que la procedencia del reconocimiento de dicho impuesto debe evaluarse desde la perspectiva jurídica.

Resultados

Con base en la revisión de la documentación presentada para el período de junio a agosto de 2026, se constató que los valores utilizados para las compras de combustible diésel guardaban correspondencia con la documentación de respaldo, una vez incorporada la corrección realizada por UPCO en la hoja de cálculo actualizada. Por su parte, el costo unitario del lubricante 15W40, determinado a partir de las facturas revisadas, no requirió ajustes.

En relación con los costos de transporte, en particular, el flete terrestre debe revisarse para confirmar que los costos asociados al personal y equipo no estén siendo reconocidos previamente en otros componentes del modelo tarifario. Asimismo, el reconocimiento del ISV asociado al transporte marítimo está sujeto al análisis jurídico correspondiente.

Conclusiones

1. De la revisión de las 47 facturas correspondientes a las compras de diésel realizadas entre junio y agosto de 2026, se comprobó que los volúmenes y precios unitarios utilizados por UPCO coinciden con los documentos presentados. No obstante, se identificó una diferencia neta de L 93.51 entre los montos totales consignados en las facturas y los inicialmente calculados por UPCO. Utilizando directamente los valores facturados, esta Dirección obtuvo un costo unitario de 113.8017 HNL/gal. UPCO incorporó posteriormente este valor en la versiones V4 y V5 de su hoja de cálculo, por lo que el costo del diésel utilizado actualizado coincide con el calculado por esta Dirección.
2. Para el lubricante Mobil 1300 Super 15W40 se verificaron cuatro facturas correspondientes a la adquisición de 20 barriles durante el período analizado. A partir de los valores efectivamente facturados, se obtuvo un costo unitario ponderado de 533.2249 HNL/gal. Este valor no fue modificado por UPCO como resultado del requerimiento de información.
3. Respecto al flete marítimo del lubricante, 4 de las facturas permiten identificar específicamente el transporte de 12 barriles, con un costo total facturado de L 8,475.06, equivalente a 12.8410 HNL/gal. La otra factura por L 21,500.00 no permite identificar de forma separada el costo correspondiente a los barriles de lubricante incluidos en dicha operación, por lo que no fue incorporada al cálculo del costo unitario.
4. En relación con el ISV incluido en las facturas de flete marítimo, UPCO manifestó que la exoneración requiere gestionar previamente una Orden de Compra Exenta mediante PAMEH y que, debido a la forma en que se coordinan algunos envíos, no siempre es posible contar oportunamente con dicha orden. La información presentada permite conocer el procedimiento seguido por UPCO, sin embargo, corresponde determinar desde el punto de vista legal y jurídico si las circunstancias expuestas justifican el reconocimiento tarifario del ISV efectivamente pagado.

5. El costo presentado por UPCO como flete terrestre, tanto para el combustible como para el lubricante, no corresponde a un servicio contratado a un tercero, sino a una estimación elaborada a partir de costos de personal y de un vehículo propio de la empresa.

   UPCO declara que el costo laboral de los trabajadores que realizan el flete terrestre no fue incorporado previamente en los costos de operación y mantenimiento, y que el combustible utilizado por el vehículo se registra separadamente del consumo de generación; sin embargo, esto debe ser comprobado por el Departamento de Tarifas utilizando la información contable y de cálculo tarifario disponibles. Asimismo, se debe revisar el proyecto de renovación del equipo.

6. El costo unitario del diésel es de **4.2309 USD/gal**, mientras que el del lubricante 15W40 es de **20.2377 USD/gal**. El reconocimiento de los componentes sujetos a verificación deberá realizarse conforme a las condiciones establecidas en las recomendaciones del presente dictamen.

Recomendaciones

1. Utilizar, para el cálculo del costo de adquisición del combustible diésel, el valor de 113.8017 HNL/gal, correspondiente a los montos efectivamente reflejados en las facturas emitidas.
2. Considerar, para el lubricante Mobil 1300 Super 15W40, el costo unitario de 533.2249 HNL/gal, obtenido a partir de las cuatro facturas revisadas y de las cantidades efectivamente adquiridas durante junio, julio y agosto de 2026.
3. Para el flete marítimo del lubricante, considerar únicamente los costos que puedan asociarse directamente al transporte del lubricante utilizado para la generación.
4. En el caso del ISV incluido en las facturas de flete marítimo, se solicitó a UPCO justificar la inclusión de dicho impuesto y la respuesta de UPCO debe ser revisada por la Dirección de Asesoría Jurídica, por lo cual, se debe incorporar de forma condicionada en la tarifa.
5. Incorporar, de manera condicionada, en el costo de combustible y lubricante los valores de flete terrestre presentados por UPCO. Asimismo, se recomienda al Departamento de Tarifas verificar que los costos de mano de obra, vehículo, depreciación, mantenimiento y demás conceptos utilizados por UPCO para calcular el flete terrestre no se reconozcan previamente en los costos de operación, administración u otros componentes considerados en el modelo tarifario, con el propósito de evitar un doble reconocimiento de costos a través de la tarifa de los usuarios finales.

6. Utilizar los costos unitarios calculados por esta Dirección, junto con el documento de Excel actualizado enviado por UPCO (V5), considerando que los componentes correspondientes al flete terrestre y al ISV del flete marítimo se encuentran sujetos a las verificaciones señaladas anteriormente.

7. A la Dirección de Asesoría Jurídica, revisar la información remitida por UPCO respecto al ISV del 15 % en las facturas de flete marítimo y emitir un dictamen legal sobre la procedencia del reconocimiento de dicho impuesto en la tarifa de los usuarios finales de Útila.

1.1.38 Revisión 2

El Dictamen Legal DAJ-DL-086-2026 de fecha 28 de septiembre de 2026, emitido por la Dirección de Asesoría Jurídica (DAJ), analizó el tratamiento del Impuesto Sobre Ventas (ISV) pagado por Utila Power Company, S.A. de C.V. (UPCO) en concepto de flete marítimo.

En dicho Dictamen, la DAJ concluye que el ISV constituye una ineficiencia administrativa atribuible a la empresa cuando su pago se origina por la falta de gestión oportuna de la Orden de Compra Exenta y que, en consecuencia, dicho impuesto no debe reconocerse como parte de los costos del pliego tarifario ni trasladarse a los usuarios finales.

Con base en este criterio, se efectuó un nuevo cálculo del costo del lubricante.

Conclusión

Como resultado de esta revisión, se obtuvo un costo unitario del lubricante de 20.1758 USD/gal, excluyendo del análisis el ISV asociado al flete marítimo.

Recomendación

El valor obtenido podrá ser considerado por el Departamento de Tarifas en los análisis y cálculos correspondientes al proceso de revisión del pliego tarifario de UPCO, sin perjuicio de las valoraciones y determinaciones que dicho Departamento estime procedentes en el ámbito de sus competencias.

1.1.39 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

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

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



Septiembre 2026

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS

CREE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME FISCALIZACIÓN DEL PAGO DE LA TASA DE REGULACIÓN

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 verificar el cumplimiento de las obligaciones de 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 y comprende la revisión de la información de facturación, los pagos efectuados y la documentación presentada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), Roatan Electric Company (RECO), Utila Power Company (UPCO) y Bonaco Electric Company (BELCO).

Durante el tercer trimestre de 2026, la revisión de la información y del marco normativo aplicable permitió identificar aspectos que requieren mayor desarrollo o precisión, relacionados con la determinación de la base de cálculo de la Tasa de Regulación, la necesidad de desarrollar el tratamiento aplicable a los Consumidores Calificados, la documentación que respalda la facturación certificada y el régimen de infracciones. Estos aspectos fueron formalizados mediante el Memorándum MM-DF-130-2026 y sometidos al análisis y a la valoración de las áreas competentes, conforme a sus respectivas atribuciones.

Asimismo, durante el trimestre se dio continuidad al proceso de conciliación de saldos con la ENEE, mediante una reunión técnica de trabajo orientada a la revisión de la información disponible. La conciliación de saldos continúa en curso, por lo que se requiere proseguir con las actividades de revisión y validación correspondientes.

El presente informe expone los principales resultados y avances alcanzados durante el tercer trimestre de 2026, como parte del proceso de fiscalización del pago de la Tasa de Regulación.

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.

1.1.1 Objetivos 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

MARCO LEGAL

1.1.40 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, y está facultada para realizar inspecciones con el fin de confirmar la veracidad de la información 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.

1.1.41 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, de requerimiento de información y de 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 para aplicar las sanciones correspondientes en caso de incumplimiento. Adicionalmente, dispone que la CREE puede realizar inspecciones en oficinas e instalaciones, así como revisar la documentación, los sistemas y los 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 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 la legalidad, la seguridad jurídica, la objetividad y la confidencialidad, que 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 correspondan. También establece la obligación de documentar las actuaciones realizadas y las consecuencias ante la negativa injustificada de permitir la inspección

1.1.42 Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución (RSED)

El Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución (RSED), aprobado mediante el 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, y regula, 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.

1.1.43 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 de facturación certificada 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 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 y 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 las sanciones correspondientes.

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 0.25 % de las ventas mensuales facturadas por las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

La emisión de la Norma Técnica para el Pago y Liquidación de la Tasa de Regulación surge de 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.

Como parte de las actividades de fiscalización, la Dirección de Fiscalización ha recopilado y organizado información relacionada con la facturación reportada, los pagos efectuados y la documentación de respaldo correspondiente a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), Roatán Electric Company (RECO), Utila Power Company (UPCO) y Bonaco Electric Company (BELCO). En el caso de la ENEE, la revisión de esta información dio lugar al proceso de conciliación de saldos, para lo cual se conformó una Mesa Técnica CREE–ENEE, orientada a revisar la correspondencia entre la facturación reportada, los pagos realizados y los períodos a los que fueron aplicados.

Durante el tercer trimestre de 2026, la Dirección de Fiscalización profundizó en el análisis de la información presentada por las empresas distribuidoras y su contraste con las

disposiciones de la Norma Técnica para el Pago y Liquidación de la Tasa de Regulación. Como resultado de este análisis, se identificaron aspectos que requerían revisión y valoración, los cuales fueron formalizados mediante el Memorándum MM-DF-130-2026 y remitidos a la Dirección de Regulación y a la Dirección de Asesoría Jurídica, de acuerdo con las solicitudes planteadas y con sus respectivas competencias.

La conciliación de saldos con la ENEE continúa en curso. Paralelamente, durante el período se desarrollaron actividades de análisis de la información y de las disposiciones aplicables a la Tasa de Regulación.

RESULTADOS

Durante el tercer trimestre de 2026, se continuó con la revisión de la información disponible relativa al cálculo, la declaración y el pago de la Tasa de Regulación. El análisis efectuado permitió identificar aspectos que requieren mayor desarrollo o precisión en el marco normativo aplicable, constituyéndose este en el principal resultado del período.

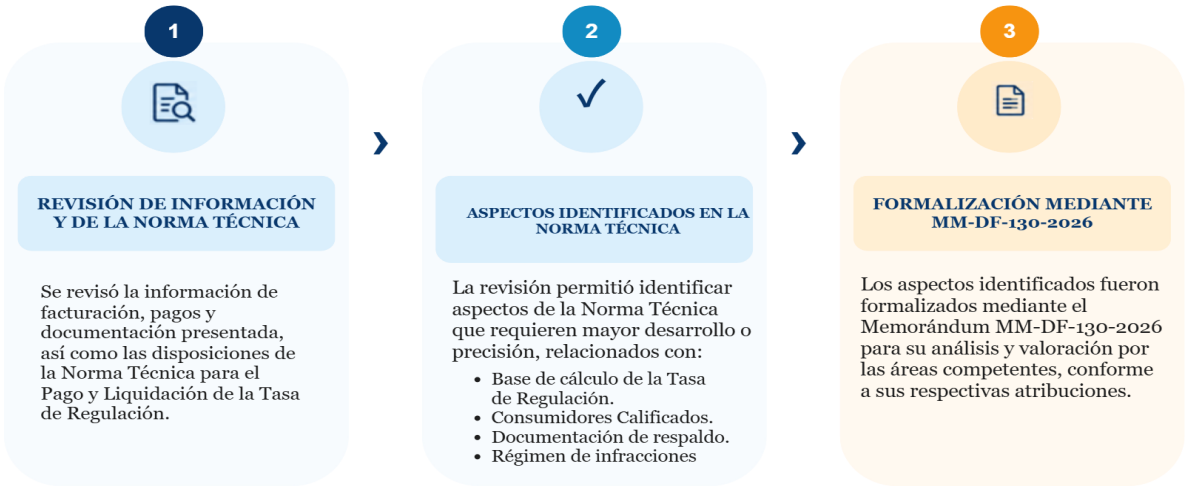


Imagen 3 1 Aspectos identificados en la revisión de la Norma Técnica para el Pago y Liquidación de la Tasa de Regulación.

Aspectos identificados para análisis normativo

- **Base de cálculo de la Tasa de Regulación.** Se identificó que la Norma Técnica no establece expresamente los conceptos de facturación que integran la base de cálculo del 0.25 %. En atención a ello, el Memorándum MM-DF-130-2026 solicitó a

la Dirección de Regulación que evaluara la incorporación expresa de la metodología y de los conceptos que integran dicha base de cálculo.

- **Consumidores Calificados.** Se identificó que la Norma Técnica no desarrolla el tratamiento aplicable a los Consumidores Calificados ni determina cómo debe declararse, certificarse y trasladarse la Tasa de Regulación correspondiente. El memorándum solicitó establecer el procedimiento aplicable, identificando el sujeto responsable y la documentación de respaldo requerida.
- **Documentación de respaldo de la facturación certificada.** La revisión evidenció que la Norma Técnica requiere mayor precisión respecto de los documentos fehacientes y la información mínima que deben acompañar la certificación de la facturación remitida por las empresas distribuidoras. En consecuencia, se solicitó precisar la documentación de respaldo, el nivel de detalle, el formato y los campos mínimos correspondientes.
- **Régimen de infracciones.** Se planteó la revisión del artículo 12 de la Norma Técnica, en particular en lo relativo a la tipificación y calificación de infracciones, su compatibilidad con la LGIE y su aplicación a los distintos actores implicados.

Seguimiento a la conciliación de saldos con la ENEE

De manera paralela al análisis normativo, durante el tercer trimestre se realizó una reunión técnica con la ENEE para dar seguimiento al proceso de conciliación de saldos, que continúa en curso al cierre del período. En ese sentido, se requiere continuar con la revisión y validación de la información mediante las reuniones de la Mesa Técnica conformada para tal fin.

CONCLUSIONES

1. Se requiere dar continuidad a la recopilación, organización y validación de la información remitida por las empresas distribuidoras, a fin de fortalecer el seguimiento de las obligaciones relacionadas con el pago de la Tasa de Regulación.

2. La conciliación de saldos con la ENEE continúa en curso, incluyendo la revisión y validación de las diferencias previamente identificadas.

3. Durante el tercer trimestre, el análisis de la información y de las disposiciones aplicables permitió identificar aspectos de la Norma Técnica que requieren mayor

desarrollo o precisión, con el propósito de brindar mayor claridad en su aplicación.

4. Los aspectos identificados fueron formalizados mediante el Memorándum MM-DF-130-2026 y remitidos a la Dirección de Regulación y a la Dirección de Asesoría Jurídica para su análisis y valoración, conforme a sus respectivas competencias.

RECOMENDACIONES

1. Dar continuidad a la recopilación, organización y validación de la información remitida por las empresas distribuidoras, como parte del seguimiento periódico al pago de la Tasa de Regulación
2. Continuar con el proceso de conciliación de saldos con la ENEE, dando seguimiento a la revisión y validación de las diferencias previamente identificadas y de la documentación de respaldo correspondiente.
3. Dar seguimiento al análisis y la valoración de los aspectos planteados mediante el Memorándum MM-DF-130-2026, conforme a las competencias de la Dirección de Regulación y de la Dirección de Asesoría Jurídica.
4. Avanzar en la revisión de la información disponible de RECO, UPCO y BELCO para continuar con las actividades de fiscalización correspondientes.

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 y documentos.	2026	En proceso
2	Proseguir con la conciliación de saldos con la ENEE y la validación de las	Documento	Archivo de Excel y Documentación.	2026	En proceso

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
	diferencias identificadas				
3	Dar seguimiento a los aspectos planteados en el Memorándum MM-DF-130-2026.	Acción	Comunicaciones, respuestas y documentación.	2026	En proceso
4	Avanzar en la revisión de la información disponible de RECO, UPCO y BELCO.	Acción	Documento y archivo digital.	2026	En proceso

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

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



Septiembre 2026

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS

CREE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE SUPERVISIÓN DEL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO

INTRODUCCIÓN

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en ejercicio de las facultades de supervisión y fiscalización conferidas por la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), realiza un seguimiento técnico y regulatorio del proceso de aprobación del volumen de energía asociado al servicio de alumbrado público facturado por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), en su calidad de Empresa Distribuidora. Este proceso tiene como propósito verificar que la energía estimada para su facturación se determine con base en información técnicamente sustentada, trazable y conforme al marco normativo vigente, garantizando que no se transfieran a los usuarios finales costos derivados de ineficiencias operativas o administrativas.

Como antecedente, durante la revisión de la solicitud presentada por la ENEE para la aprobación del volumen de energía de alumbrado público, la Dirección de Fiscalización identificó inconsistencias en la información reportada y desarrolló diversas actuaciones de verificación documental y de campo, entre ellas la inspección CREE-077-2025. Como resultado, se determinó un volumen corregido de energía para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y se emitieron recomendaciones orientadas, entre otros aspectos, a la depuración de la base de datos de activos de alumbrado público, a la revisión de los factores de encendido utilizados en los cálculos de energía y a la separación de la información comercial correspondiente al SIN y a los Sistemas Aislados.

En este contexto, el presente informe expone las actividades de seguimiento realizadas durante el período objeto de evaluación, enfocadas en verificar el avance de la Empresa Distribuidora en la atención de las recomendaciones formuladas, el cumplimiento de los compromisos previamente establecidos y la suficiencia de la información técnica requerida para sustentar los parámetros utilizados en la estimación de la energía de alumbrado público. Asimismo, se presentan los resultados obtenidos, las limitaciones identificadas y las acciones de fiscalización que continuarán desarrollándose durante el siguiente trimestre.

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.

1.1.44 Objetivos Específicos

1. Verificar el avance de la Empresa Distribuidora en la atención de las observaciones formuladas sobre la información presentada, en particular respecto de los factores de encendido aplicados en los cálculos de energía asociados al alumbrado público y de 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.

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, numeral 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 establece 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 del 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 estas 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 la Empresa Distribuidora deberá proponer. 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 la potencia de la 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 para requerir a los Actores del Mercado Eléctrico Nacional toda la información necesaria para realizar la función de supervisión del subsector eléctrico, y determina, a su vez, que todas las empresas del sector están obligadas a proporcionar los datos, la información, la documentación y la 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 exceptuados de dicha antelación los casos en 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 de potencia a facturar por concepto de alumbrado público.

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 en el 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 de 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: la incorporación del volumen de energía correspondiente a los activos asociados a los Sistemas Aislados de Brus Laguna y Guanaja, así como campos en blanco en las columnas departamento y municipio. Estas observaciones fueron comunicadas a la ENEE mediante el 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 adjuntan los siguientes:

- Resumen del cálculo realizado por ENEE
- AP SIN Normal: contiene las luminarias en buen estado de funcionamiento dentro del SIN.
- AP SA Normal: contiene las luminarias en buen estado de 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, que argumentó que actualmente no cuenta 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 de 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 de la Hoja de Pruebas de Parámetros Eléctricos de Lámparas de vapor de sodio (corregida) y de lámparas LED.

Paralelamente, la Dirección de Fiscalización incorporó a 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 el 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 por parte 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 los 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 de las características técnicas de un conjunto de luminarias seleccionadas entre las reportadas como en buen funcionamiento por la ENEE. La inspección se realizó en dos jornadas: diurna y nocturna. En la jornada nocturna, del total de 751 luminarias inspeccionadas, se verificó que el 72 % se encontraba en buen funcionamiento, mientras que el 28 % presentaba anomalías, como estar 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 detectaron discrepancias significativas entre la información declarada y la observada en campo. El bloque de sodio resultó 48.22 % menor que el reportado, mientras que el bloque LED presentó un incremento del 48.16 %. Asimismo, se constató la presencia de otras tecnologías, como mercurio y ahorradores, y de cinco puntos sin luminaria instalada. Se observó también una amplia variación en las potencias de las luminarias LED, atribuible 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, una situación frecuente en bulevares.

Con base en los resultados de la inspección CREE-077-2025 y en el análisis documental, la Dirección de Fiscalización emitió el Informe de Fiscalización, en el que 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 la tecnología LED, que omite la justificación técnica de los rangos de potencia por falta de trazabilidad y de 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.

En seguimiento a la separación de los sistemas comerciales del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de los Sistemas Aislados, conforme a lo manifestado por la Empresa Distribuidora mediante el oficio GD-351-08-2025, el presente análisis tiene por objeto verificar el cumplimiento de las recomendaciones y condicionantes previamente establecidos. No obstante, a la fecha de emisión de este informe, no se han evidenciado avances sustanciales por parte del regulado en la atención de los aspectos requeridos.

En consecuencia, la verificación de estos compromisos, la depuración de la información, el análisis de los factores de encendido y la validación de la separación comercial de los Sistemas Aislados continuarán siendo actividades prioritarias dentro del plan de fiscalización del próximo trimestre, a fin de garantizar la consistencia técnica de la información utilizada y evitar el reconocimiento de costos ineficientes que puedan trasladarse al usuario final.

Asimismo, durante el tercer trimestre, previo a la remisión del Informe de Fiscalización a la Dirección de Asesoría Jurídica, el Departamento de Fiscalización consideró necesario elaborar un informe técnico específico para analizar la justificación de los factores de encendido aplicados por la Empresa Distribuidora, con el propósito de evaluar la validez, razonabilidad y consistencia de los valores de factor de consumo de energía (f.c.e.) utilizados en la estimación de la energía asociada al servicio de alumbrado público.

En atención a lo anterior, mediante el oficio CREE-292-2026, de fecha 24 de agosto de 2026, se solicitó a la Empresa Distribuidora la remisión de un informe técnico conforme a los lineamientos y contenidos previamente definidos. Sin embargo, a la fecha de emisión del presente informe, no se ha recibido respuesta ni la información requerida.

Por lo anterior, el seguimiento del requerimiento de información y la evaluación técnica correspondiente continuarán durante el próximo trimestre como parte de las actividades de fiscalización en curso.

METODOLOGÍA DE FISCALIZACIÓN

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

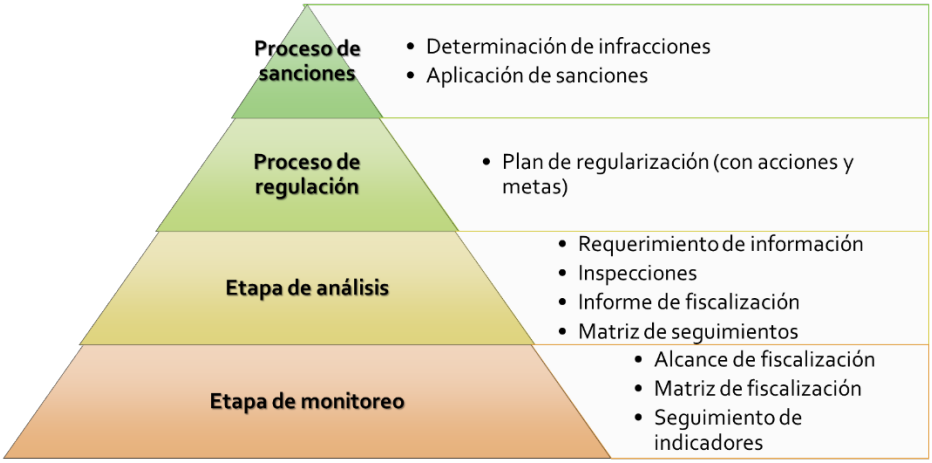


Imagen 4-1 Metodología de fiscalización de la Dirección de Fiscalización de la CREE

Las etapas que conforman dicha metodología son:

1. Etapa de monitoreo: describe el monitoreo continuo por parte de la Dirección de las actividades de los actores del subsector eléctrico, con base en los alcances, indicadores y disposiciones establecidos en la normativa objeto de fiscalización. Cuando se identifica un posible incumplimiento de la normativa o una posible irregularidad en una actividad regulada por la LGIE, se inicia la siguiente etapa.

2. Etapa de análisis: se realiza un análisis exhaustivo de la información obtenida a través de los canales de comunicación oficiales de las empresas objeto de análisis, de los requerimientos de información realizados por la CREE, como parte de su facultad de supervisión del subsector eléctrico, y de inspecciones para la verificación de la información. Luego, se elabora un informe de fiscalización que determina las acciones que la empresa objeto de análisis debe adoptar para regularizar su actividad.

3. Proceso de regularización: esta etapa contempla el cumplimiento del plan de regularización dentro de los plazos y con la formalidad establecida por la CREE. El incumplimiento de dicho plan conlleva el 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 comienza con la identificación de las infracciones a la Ley cometidas por el actor del subsector y concluye con la imposición de los valores de las sanciones.

El marco regulatorio hondureño define las bases normativas para 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.

1.1.45 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 está bajo la supervisión de la CREE.

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

El artículo 16 de la LGIE faculta a las Empresas Distribuidoras para cobrar el servicio de alumbrado público directamente a los usuarios, aplicando la 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 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: no trasladar al consumidor final las ineficiencias operativas 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:

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

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.

ACCIONES DE SEGUIMIENTO TRIMETRALES

No.	Recomendación	Seguimiento	Estado
1	Remitir el Informe de Fiscalización de Supervisión del Servicio de Alumbrado Público, 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	Mediante el oficio CREE-292-2026, de fecha 24 de agosto de 2026, se solicitó a la Empresa Distribuidora la información requerida para sustentar el análisis técnico correspondiente. Sin embargo, a la fecha de emisión del presente informe, no se ha obtenido respuesta ni evidencia documental que atienda lo solicitado. Por lo anterior, el seguimiento de este requerimiento se mantendrá como parte de las actividades de fiscalización programadas para el próximo trimestre.	En proceso
3	Elaborar y dar seguimiento al oficio GD-351-08-2025 sobre la separación del sistema comercial de SIN y SA.	Mediante el oficio CREE-292-2026, de fecha 24 de agosto de 2026, se solicitó a la Empresa Distribuidora la información requerida para sustentar el análisis técnico correspondiente. Sin embargo, a la fecha de emisión del presente informe, no se ha obtenido respuesta ni evidencia documental que atienda lo solicitado. Por lo anterior, el seguimiento de este requerimiento se mantendrá	En proceso

		como parte de las actividades de fiscalización programadas para el próximo trimestre.	

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

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



Septiembre 2026

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS

CREE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE SUPERVISIÓN DE LA APLICACIÓN DE SUBSIDIOS

INTRODUCCIÓN

El presente informe presenta los resultados de la supervisión de la aplicación de los subsidios eléctricos durante los meses de mayo, junio y julio de 2026, con base en la información reportada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y en las disposiciones normativas vigentes para cada mecanismo.

El análisis comprende: i) el subsidio focalizado dirigido a usuarios residenciales con consumos de 1 a 150 kWh, implementado en 2026; ii) el seguimiento del aporte destinado a los usuarios no residenciales para financiar parcialmente dicho subsidio; y iii) el segundo subsidio destinado a reducir el impacto de los ajustes tarifarios trimestrales. Para el análisis del subsidio de 150 kWh, se consideran los registros del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de ENEE-Guanaja, conforme a la información reportada por ENEE.

Para efectos de este informe, los montos calculados como la diferencia entre el subsidio aplicado en la facturación y el aporte trasladado a los usuarios se denominan “monto elegible para el reconocimiento de subsidio”, sujeto a los procesos de revisión y validación que correspondan al Estado. Esta denominación mantiene el criterio metodológico adoptado en el informe precedente y evita equiparar automáticamente los valores facturados con los desembolsos efectivamente reconocidos.

OBJETIVOS

Supervisar la aplicación de los subsidios eléctricos vigentes mediante la revisión y el análisis de la información reportada por la ENEE, a fin de verificar su correcta aplicación y su consistencia con las disposiciones normativas aplicables durante el período objeto de análisis.

1.1.2 Objetivos Específicos

Verificar la aplicación del subsidio de 150 kWh en el SIN y en ENEE-Guanaja, incluyendo beneficiarios, transacciones y montos aplicados.

1. Evaluar la aplicación del subsidio dirigido a los usuarios residenciales con consumos de 1 a 150 kWh en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en ENEE-Guanaja, considerando el esquema de focalización vigente.

2. Analizar el mecanismo de financiamiento del subsidio de 150 kWh, considerando el aporte trasladado a los usuarios no residenciales y la participación del Estado, conforme a las disposiciones normativas aplicables.
3. Dar seguimiento al mecanismo de financiamiento del subsidio de 150 kWh, considerando el aporte trasladado a los usuarios no residenciales y la participación del Estado, conforme a las disposiciones normativas vigentes.
4. Verificar la aplicación del subsidio destinado a mitigar el impacto de los ajustes tarifarios, conforme a las condiciones establecidas en los instrumentos normativos vigentes.

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 de 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 Decreto 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, numeral I, establece que es 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.

Evolución normativa de los subsidios eléctricos (2022–2026)

En el 2026 los instrumentos aplicables establecen períodos de vigencia específicos para el subsidio de 150 kWh y para el segundo subsidio asociado a los ajustes tarifarios.

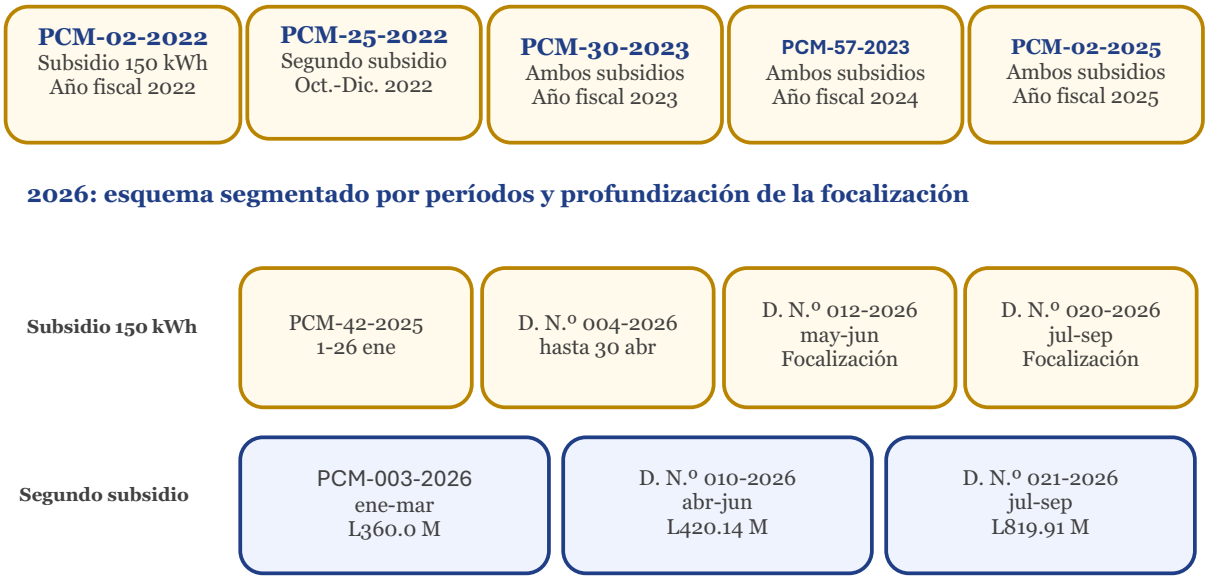


Figura 5. 1 Evolución normativa de los subsidios eléctricos y segmentación de los instrumentos aplicables en 2026.

Mecanismo	Instrumento	Vigencia / período	Elemento ejecutivo
Subsidio 150 kWh	PCM-42-2025	1-26 enero 2026	Mantiene el esquema 60%/40%; incluye sistemas aislados de ENEE y ordena profundizar la focalización.
Subsidio 150 kWh	Decreto 004-2026	Prórroga hasta 30 abril 2026	Prorroga las disposiciones del PCM-42-2025 hasta el 30 de abril.
Subsidio 150 kWh	Decreto 012-2026	mayo-Junio 2026	Implementa el subsidio focalizado para usuarios residenciales de 1 a 150 kWh; universo estimado de 324,638 beneficiarios y costo estimado de L217.97 millones.
Subsidio 150 kWh	Decreto 020-2026	julio-septiembre 2026	Da continuidad al esquema focalizado; universo estimado de 318,338 beneficiarios y costo mensual estimado de L122.58 millones.
Segundo subsidio	PCM-003-2026	enero-marzo 2026	Dispone L360.00 millones para reducir el impacto del ajuste tarifario del primer trimestre.
Segundo subsidio	Decreto 010-2026	abril-junio 2026	Dispone L420.14 millones para cubrir el diferencial respecto de la tarifa base de referencia.
Segundo subsidio	Decreto 021-2026	julio-septiembre 2026	Dispone L819.91 millones y mantiene coberturas diferenciadas según categoría y rango de consumo.

Tabla 5- 1 Síntesis de los instrumentos normativos aplicables durante 2026.

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 respecto del subsidio de 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, como 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.

Posteriormente, la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN) notificó a la CREE los términos de referencia de una asistencia solicitada al Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), relacionada con la determinación de una metodología de subsidios para el sector eléctrico de Honduras. El 2 de agosto de 2022, la CREE remitió a la SEN sus comentarios y sugerencias.

Asimismo, la CREE, en conjunto con la SEN y la ENEE, realizó reuniones de trabajo presenciales y virtuales para dar seguimiento a las disposiciones establecidas en el artículo 3 del Decreto Ejecutivo PCM-02-2022, el artículo 4 del Decreto Ejecutivo PCM-30-2022 y las del Decreto Ejecutivo PCM-25-2022.

El 4 de julio de 2023, la CREE, en coordinación con la SEN y la ENEE, realizó una reunión para aclarar aspectos relativos al cumplimiento del Decreto Ejecutivo PCM-25-2022.

La CREE solicitó a la ENEE que presentara un informe detallado sobre 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.

En continuidad con las acciones de supervisión, mediante el Oficio No. CREE-03-2023, la CREE requirió a la ENEE información complementaria relacionada con la aplicación del subsidio durante 2022 y la continuidad de la supervisión para 2023, conforme al Decreto

Ejecutivo PCM-30-2022. La ENEE atendió el requerimiento mediante el Oficio No. GG-069-02-2023, de 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, en el que se comunica la decisión de suspender el subsidio de energía eléctrica a clientes hallados con hurtos de energía.

El 2 de mayo de 2024, la SEN emitió el acuerdo SEN-41-2024, que ordenó la intervención de BELCO y designó 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 de 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, de la generación y de la 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, mediante el cual se solicitó la actualización sobre el proceso de focalización de los subsidios y la revisión de la información correspondiente a los usuarios no residenciales, exceptuando a los comerciales con consumos menores a 3000 kWh, 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 la confirmación de la metodología utilizada para ejecutar las transferencias mensuales a la ENEE y la notificación del proceso actual 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 realizaron 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 al ajuste de tarifa, con el fin de fortalecer la consistencia metodológica y la confiabilidad de los datos presentados.

PROCEDIMIENTO

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:

1.1.3 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 para coordinar las acciones presupuestarias correspondientes con SEFIN y ENEE. Dicho procedimiento se publicó en el diario oficial “La Gaceta" mediante el Acuerdo SEN-071-2022, con fecha 16 de agosto de 2022.

1.1.4 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).

El cargo CC446 se aplica desde abril de 2025 hasta la fecha, 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 tarifaría 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 encuentra fuera de la categoría de Servicio Residencial reconocida en el pliego tarifario actual.

Es importante mencionar 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 consideran los valores subsidiados para consumos de energía superiores a 150 kWh y para facturas subsidiadas superiores a L 1,100. Esto se debe a que el subsidio otorgado debe situarse aproximadamente entre L 900 y L 1,100, teniendo en cuenta el factor de corrección al calcular el cargo por alumbrado público.

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

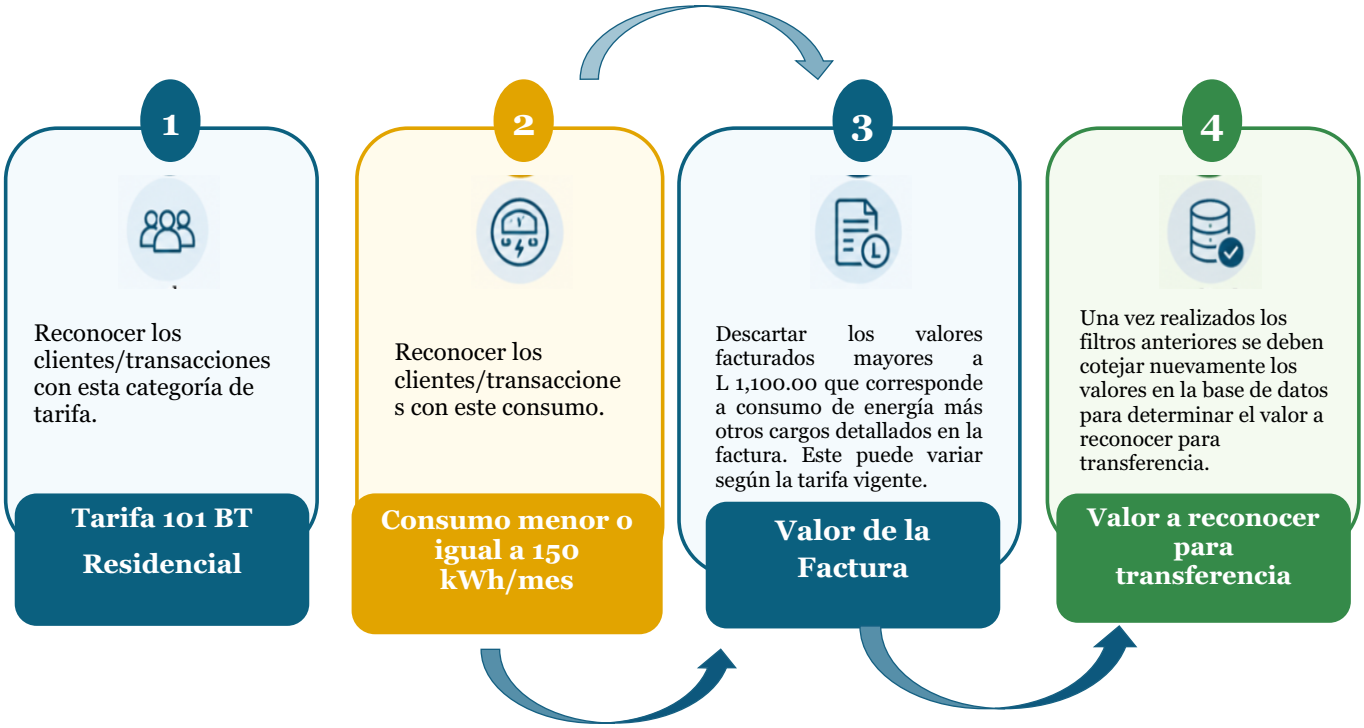


Imagen 5- 1 Metodología para la selección de información confiable para pago.

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

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 a los que residan en zonas de alta plusvalía.

No obstante, con base en reuniones realizadas entre la CREE, la ENEE y la SEN, se ha manifestado que se han identificado inconsistencias, por ejemplo, usuarios en zonas de alta plusvalía que gozan del beneficio del subsidio de 150 kWh, así como personas jurídicas incluidas en el 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 en el 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, en la que el cliente debe estar registrado bajo la tarifa residencial del sistema comercial de la ENEE.
    b. Criterio geoespacial y socioeconómico, según el cual el suministro no debe ubicarse 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, en la que se verifica que el usuario no registre en su historial comercial reportes de ausencia de consumo, de inmueble deshabitado o de desuso del suministro durante los últimos 3 meses consecutivos.
    b. Integridad y cumplimiento, donde el cliente no deberá registrar penalizaciones por fraude, hurto de energía o manipulación indebida con dolo comprobado en el 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 de incumplimiento de cualquiera de los criterios, implicará la exclusión en el periodo de facturación siguiente.

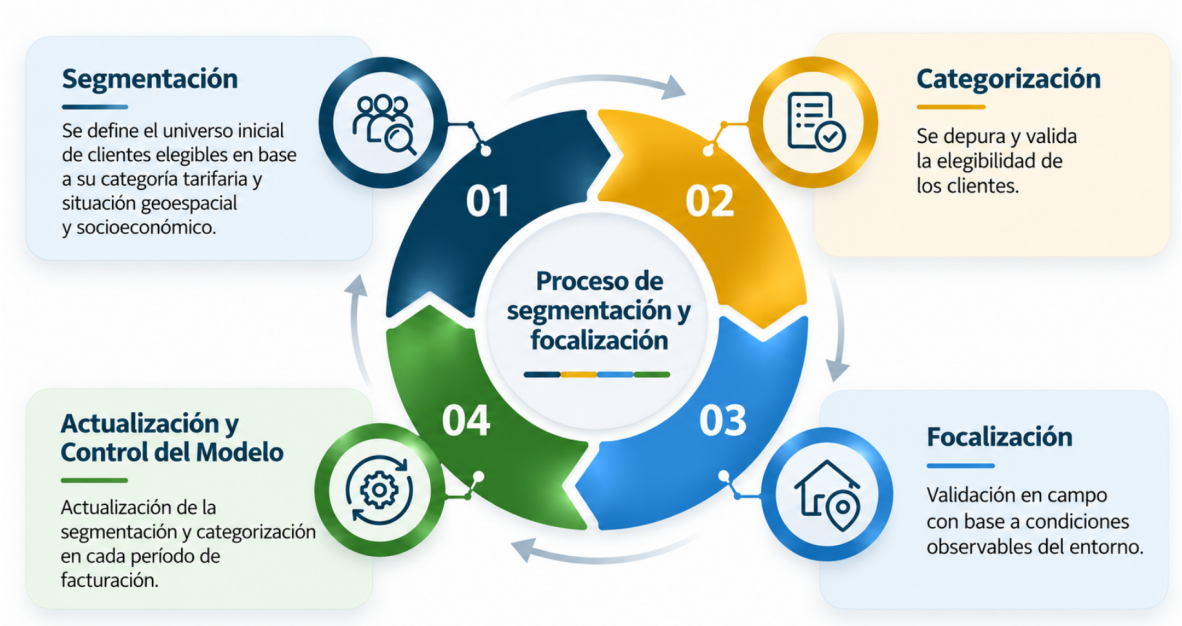


Imagen 5- 2 Modelo Técnico para la Segmentación, Categorización y Focalización del Subsidio de 150 kWh.

1.1.46 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 siguiente tabla 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- 2 Estructura Tarifaria ENEE de octubre 2022 (PCM-025-2022).

La **Tabla 5- 3** 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- 3 Estructura Tarifaria ENEE de octubre 2025 (PCM-03-2026).

RESULTADOS

1.1.47 Subsidios Aplicados en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)

En esta sección se presentan los resultados de la supervisión de los subsidios aplicados por la ENEE a los usuarios del **Sistema Interconectado Nacional (SIN)**, con base en la información remitida a la CREE correspondiente al período de mayo a julio de 2026.

Subsidio 150 kWh

El análisis comprende la aplicación del Subsidio de 150 kWh y su evolución respecto de los meses anteriores.

Usuarios que recibieron subsidio 150 kWh

Los Decretos Ejecutivos 012-2026 y 020-2026 establecen la continuidad de la aplicación del subsidio eléctrico a usuarios residenciales con consumos mensuales de hasta 150 kWh, bajo el esquema de focalización correspondiente. El Decreto 012-2026 resulta aplicable para los meses de mayo y junio de 2026, mientras que el Decreto 020-2026 comprende el período de julio a septiembre de 2026.

A continuación, se presentan los resultados correspondientes al Sistema Interconectado Nacional (SIN) para los meses de mayo a julio de 2026, con base en la información proporcionada por la ENEE.

Mes	Usuarios	Transacciones	Monto subsidiado (HNL)
Mayo 2026	302,609	319,071	L104,171,959.69
Junio 2026	285,884	296,537	L100,378,293.86
Julio 2026	286,078	300,762	L99,685,117.84

Tabla 5- 4 Usuarios beneficiados y monto aplicado del subsidio de 150 kWh en el SIN, mayo-julio 2026.

La **Tabla 5- 4** evidencia que, durante el período de mayo y junio de 2026, la cantidad de usuarios beneficiados disminuyó en 16,725, equivalente al **5.53%** respecto de mayo; mientras que el monto subsidiado se redujo en L3.79 millones, correspondiente a una variación de **3.64%.** Al comparar mayo con julio, la reducción acumulada fue de 16,531 usuarios (5.46%) y de L4.49 millones en el monto aplicado (4.31%).

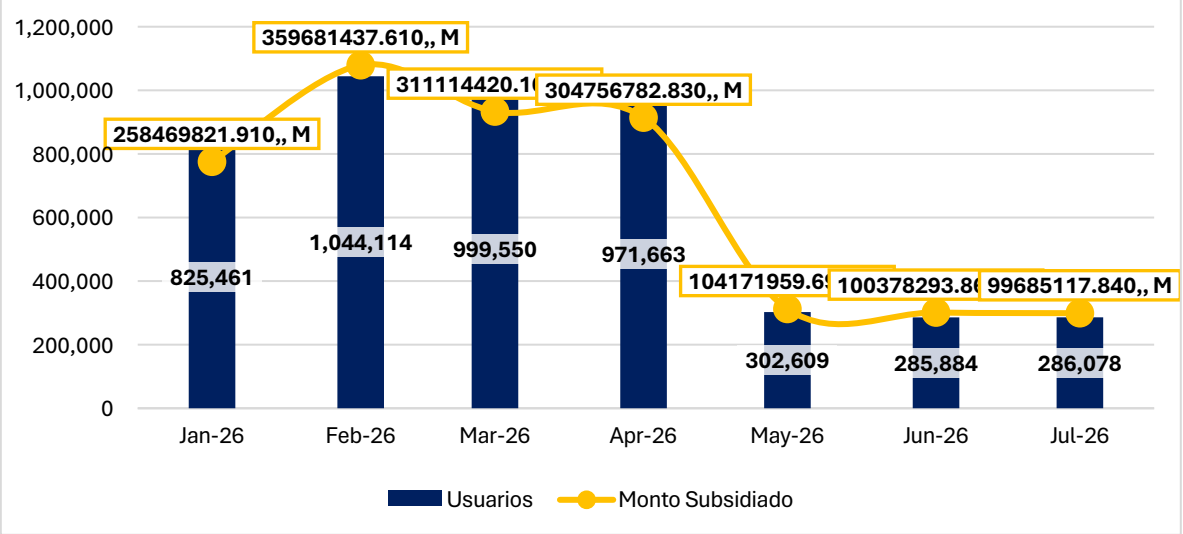


Gráfico 5-1 Evolución de usuarios beneficiados y monto aplicado del subsidio de 150 kWh en el SIN, enero-julio de 2026.

Por su parte, el **Gráfico 5-1** permite visualizar el comportamiento del subsidio en un horizonte más amplio, de enero a julio de 2026, observándose un **cambio marcado a partir de mayo** tanto en la cantidad de usuarios beneficiados como en el monto subsidiado. Mientras que entre enero y abril los beneficiarios se ubicaron entre aproximadamente **826 mil y 1.04 millones de usuarios, a partir de mayo el nivel se reduce a entre 286 mil y 303 mil usuarios**, acompañado de una disminución del monto mensual subsidiado a valores cercanos a **L100 millones**. Posteriormente, en junio y julio, ambos indicadores muestran una estabilización relativa.

Traslado de aporte equivalente al cuarenta por ciento (40%) a los usuarios no residenciales

Los Decretos Ejecutivos 012-2026 y 020-2026 instruyen a la ENEE a trasladar la diferencia equivalente al cuarenta por ciento (40%) del subsidio a los clientes no residenciales, exceptuando a los clientes comerciales conectados a la red de baja tensión con consumos iguales o inferiores a 3,000 kWh, correspondientes a micro, pequeñas y medianas empresas.

En ese contexto, a continuación, se presentan los resultados correspondientes a los usuarios que aportaron al financiamiento del Subsidio de 150 kWh en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante el período comprendido entre mayo y julio de 2026, incluyendo la cantidad de usuarios, las transacciones registradas y los montos aportados.

Mes	Usuarios	Transacciones	Monto aportado (HNL)
Mayo 2026	27,390	28,354	L36,293,047.72

Mes	Usuarios	Transacciones	Monto aportado (HNL)
Junio 2026	28,302	28,914	L33,941,978.09
Julio 2026	27,996	28,999	L41,010,979.61

Tabla 5- 5 Usuarios y montos aportados al financiamiento del Subsidio de 150 kWh en el SIN, mayo-julio 2026.

De acuerdo con la **Tabla 5- 5**, de mayo a julio de 2026 la cantidad de usuarios que aportaron al financiamiento del subsidio se mantuvo relativamente estable, oscilando entre 27,390 y 28,302 usuarios. Entre mayo y junio se registró un incremento de 912 usuarios (3.33%); mientras que en julio se observó una reducción de 306 usuarios (1.08%) respecto de junio. No obstante, el comportamiento del monto aportado no siguió la misma tendencia: disminuyó 6.48% entre mayo y junio, y posteriormente aumentó 20.83% en julio, alcanzando L41.01 millones, el mayor monto del período analizado.

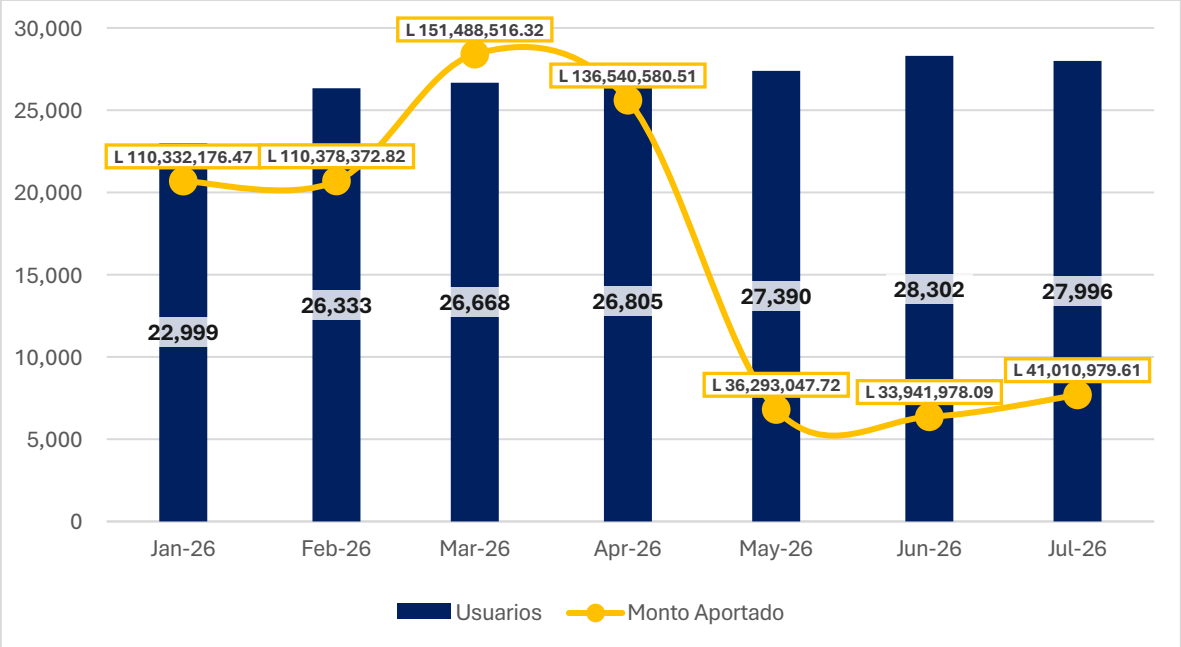


Gráfico 5-2 Evolución de los usuarios y montos aportados al financiamiento del Subsidio de 150 kWh en el SIN, enero-julio de 2026.

El **Gráfico 5-2** muestra que, aunque la cantidad de usuarios aportantes se mantiene relativamente estable durante el período enero-julio de 2026, los montos trasladados presentan una variación más significativa. En particular, a partir de mayo se evidencia una reducción sustancial respecto de los montos registrados entre enero y abril, un comportamiento que coincide con la disminución del monto total del subsidio de 150 kWh,

derivada de la aplicación del esquema de focalización. Para mayo, junio y julio, el aporte representó aproximadamente **34.84%, 33.81% y 41.14%**, respectivamente, del monto subsidiado en el SIN para cada mes.

Cabe señalar que el porcentaje de referencia del 40% no necesariamente debe observarse de forma individual en cada mes, dado que el seguimiento del mecanismo se realiza considerando su comportamiento acumulado; por ello, las variaciones mensuales deben analizarse conjuntamente con la evolución del período.

A continuación, se presenta la distribución del monto subsidiado entre el **aporte efectuado por los usuarios** y el **monto elegible para el reconocimiento del subsidio**, correspondiente al período de mayo a julio de 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%)
Mayo 2026	L104,171,959.69	L36,293,047.72	L67,878,911.97	34.84%	65.16%
Junio 2026	L100,378,293.86	L33,941,978.09	L66,436,315.77	33.81%	66.19%
Julio 2026	L99,685,117.84	L41,010,979.61	L58,674,138.23	41.14%	58.86%

Tabla 5- 6 Distribución del financiamiento del Subsidio de 150 kWh en el SIN, mayo-julio 2026.

Como se muestra en la **Tabla 5- 6**, de forma acumulada entre mayo y julio de 2026, los usuarios aportaron L111.25 millones, equivalentes al **36.57%** de los L304.24 millones subsidiados durante el período; el **63.43%** restante, equivalente a L192.99 millones, corresponde al monto elegible para reconocimiento, sujeto a validación del Estado.

Subsidio por ajuste tarifario

El Decreto Ejecutivo 010-2026 estableció la continuidad del subsidio destinado a reducir el impacto de los ajustes tarifarios para el período abril-junio de 2026, mientras que el Decreto Ejecutivo 021-2026 dispuso la continuidad del subsidio para el período julio-septiembre de 2026. Ambos mecanismos están orientados a mitigar la diferencia entre la tarifa de referencia y la tarifa aprobada por la CREE. A continuación se presentan los resultados del Sistema Interconectado Nacional (SIN) correspondientes a los meses de mayo a julio de 2026.

Mes	Usuarios	Monto subsidiado (HNL)
Mayo 2026	1,826,165	132,683,174.01
Junio 2026	1,809,700	135,647,874.62
Julio 2026	1,845,522	264,157,580.39

Tabla 5- 7 Aplicación del subsidio por ajuste tarifario en el SIN, mayo-julio 2026.

Como se observa en la **Tabla 5- 7**, entre mayo y junio de 2026 la cantidad de registros asociados al subsidio disminuyó ligeramente en 0.90%, mientras que el monto subsidiado aumentó en 2.23%. En julio, los registros aumentaron en 1.98% respecto de junio; sin embargo, el monto aplicado presentó un incremento considerable de 94.74%, alcanzando L264.16 millones.

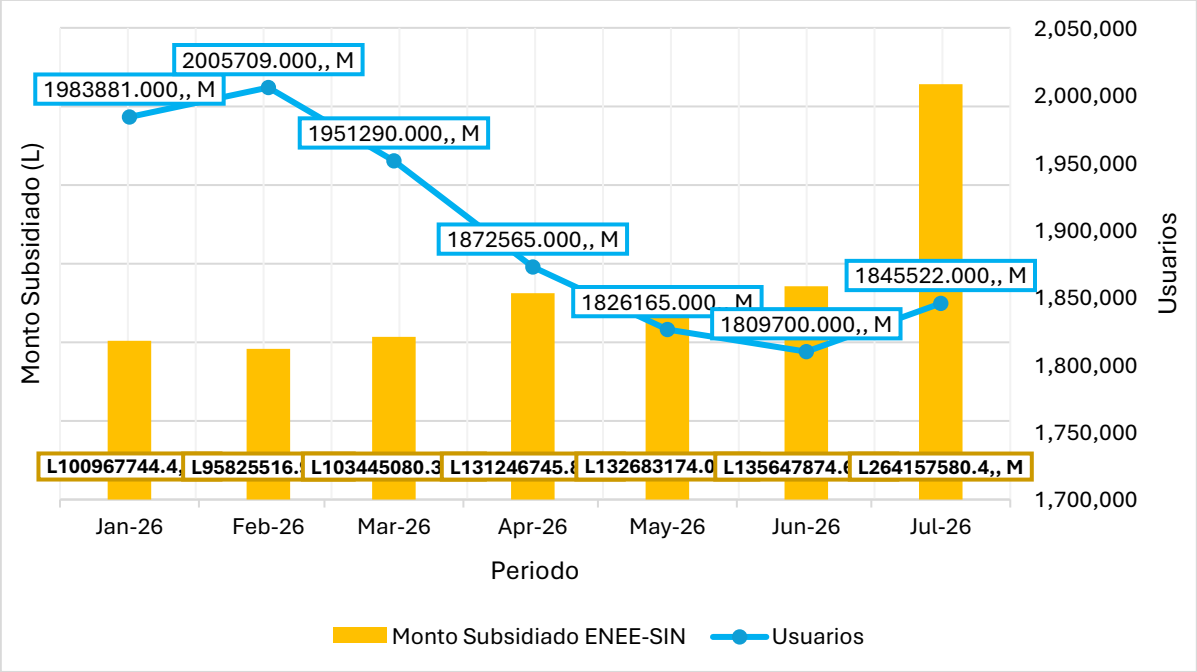


Gráfico 5-3 Evolución de las transacciones y del monto aplicado por concepto de subsidio por ajuste tarifario en el SIN, enero-julio 2026.

El **Gráfico 5-3** muestra que, entre enero y junio de 2026, la cantidad de registros se mantuvo relativamente estable, alrededor de 1.8 a 2.0 millones, mientras que los montos subsidiados oscilaron principalmente entre L95.8 millones y L135.6 millones. En julio se observa un cambio significativo en el comportamiento del subsidio: el número de registros varía poco, pero el monto prácticamente se duplica respecto de junio. Esto indica que el incremento de julio se encuentra asociado principalmente a un mayor valor subsidiado por registro, más que a un aumento sustancial en la cobertura del mecanismo.

1.1.48 Subsidios Aplicados en el Sistema Aislado de Guanaja

En esta sección se presentan los resultados de la supervisión de los subsidios aplicados por la ENEE a los usuarios del **Sistema Aislado de Guanaja**, con base en la información remitida a la CREE correspondiente al período de mayo a julio de 2026.

Subsidio 150 kWh

El análisis comprende la aplicación del subsidio de 150 kWh y su evolución en comparación con los meses anteriores.

Usuarios que recibieron subsidio 150 kWh

A continuación se presentan los resultados del Sistema Aislado de Guanaja correspondientes a los meses de mayo a julio de 2026, con base en la información proporcionada por la ENEE.

Mes	Usuarios	Transacciones	Monto subsidiado (HNL)
Mayo 2026	476	814	L150,178.44
Junio 2026	318	467	L163,901.82
Julio 2026	203	243	L107,531.92

Tabla 5- 8 Aplicación del Subsidio de 150 kWh en el Sistema Aislado de Guanaja, mayo-julio 2026.

Como se observa en la **Tabla 5-8**, durante mayo-julio de 2026 se registró una reducción sostenida en la cantidad de usuarios y de transacciones asociadas al subsidio. Entre mayo y julio, los usuarios beneficiados disminuyeron en **57.35%**, al pasar de 476 a 203. El monto subsidiado presentó un comportamiento distinto, al aumentar en junio respecto de mayo y posteriormente disminuir en julio, cerrando el período **28.40%** por debajo del monto registrado en mayo.

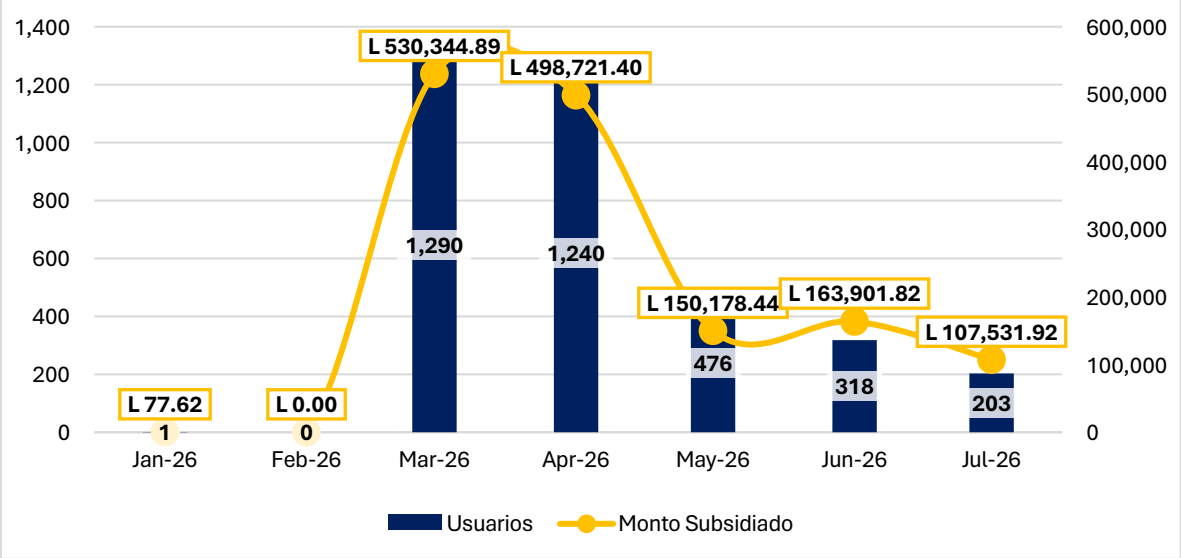


Gráfico 5-4 Evolución de los usuarios beneficiados y del monto aplicado del Subsidio de 150 kWh en el Sistema Aislado de Guanaja, enero-julio de 2026.

El **Gráfico 5-4** muestra que la mayor aplicación del subsidio en Guanaja se concentró durante marzo y abril de 2026, cuando se registraron más de 1,200 usuarios beneficiados y montos cercanos a **Lo.5 millones mensuales**. A partir de mayo se observa una reducción significativa tanto en la cantidad de beneficiarios como en el monto aplicado; entre abril y mayo, los usuarios disminuyeron en aproximadamente **61.61%** y el monto subsidiado en **69.89%**. Esta tendencia continuó durante junio y julio, aunque con una variación mensual del monto que no fue proporcional a la reducción en la cantidad de usuarios.

Traslado de aporte equivalente al cuarenta por ciento (40%) a los usuarios no residenciales

De acuerdo con la información proporcionada por la ENEE, **no se identifican registros de usuarios que aporten al financiamiento del Subsidio de 150 kWh en el Sistema Aislado de Guanaja**, ni montos asociados a dicho aporte durante el período analizado

Subsidio por ajuste tarifario

A continuación, se presentan los resultados del Sistema Aislado de Guanaja correspondientes a los meses de mayo a julio de 2026.

Mes	Usuarios	Monto subsidiado (HNL)
Mayo 2026	1	L83.74
Junio 2026	1	L55.64
Julio 2026	1	L202.61

Tabla 5-9 Aplicación del subsidio por ajuste tarifario en el Sistema Aislado de Guanaja, mayo-julio 2026.

Como se observa en la **Tabla 5-9**, durante mayo, junio y julio de 2026 se registró un usuario beneficiado en cada mes, con montos subsidiados de L83.74, L55.64 y L202.61, respectivamente. Si bien en julio se observa un incremento del monto aplicado, los valores se mantienen en niveles bajos durante el período analizado.

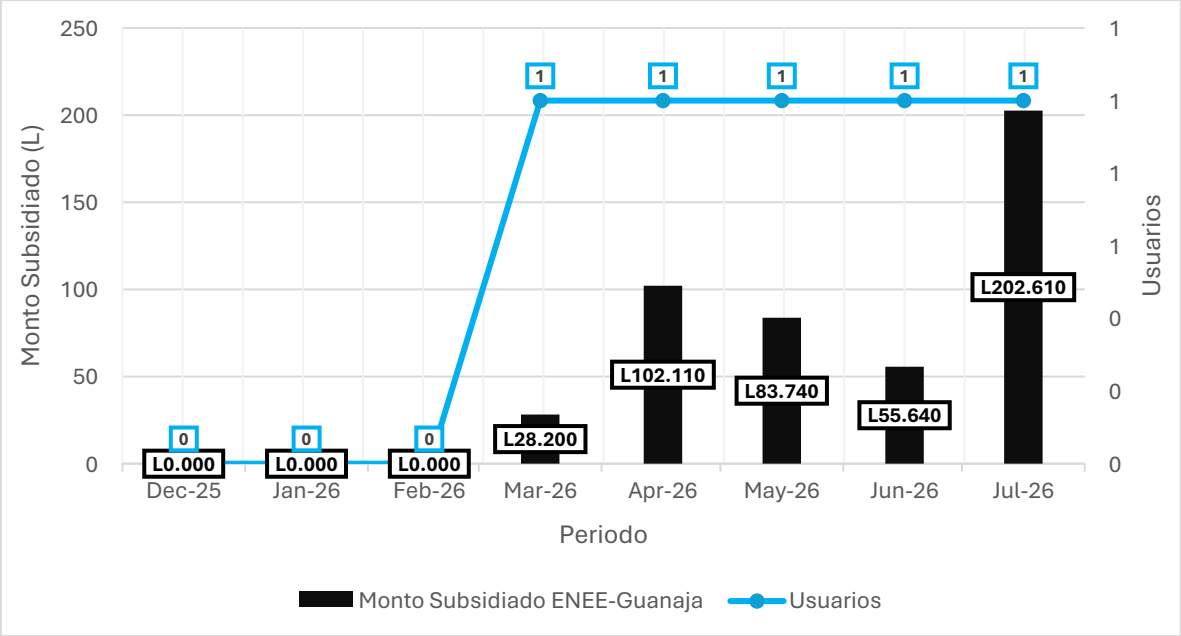


Gráfico 5-5. Evolución de usuarios y monto aplicado por el subsidio de ajuste tarifario en el Sistema Aislado de Guanaja, marzo-julio de 2026.

El **Gráfico 5-5** muestra que la aplicación del subsidio por ajuste tarifario en Guanaja inició en marzo de 2026 y se ha mantenido asociada a un número reducido de usuarios, observándose en julio el mayor monto subsidiado del período.

Subsidio del 50 % de los montos no facturados

Este beneficio se relaciona con los saldos reclamados derivados de la falta de facturación a los usuarios, situación originada por la ausencia de una tarifa aprobada en dicho período. En ese contexto, la disposición normativa instruye liberar los montos pendientes de facturación, aplicando el subsidio correspondiente del 50 %, a fin de reducir el impacto económico trasladado a los usuarios. Conforme a la información remitida por la ENEE, se muestra en el **Gráfico 5-6** que un total de 2,106 cuentas registran saldo acumulado asociado al cargo VA042, el cual fue utilizado como mecanismo de aplicación del subsidio equivalente al cincuenta por ciento (50%) del valor facturado. El valor acumulado total del

saldo reclamado correspondiente al consumo del período en referencia ascendió a la suma de L 35,220,118.21 monto que refleja el consumo eléctrico cobrado a los usuarios durante los nueve meses en que la tarifa aplicada no contaba con el respaldo de un pliego tarifario legalmente aprobado.

Como medida de compensación, la ENEE procedió a la aplicación del cargo VA042, mediante el cual se acreditó a cada cuenta el cincuenta por ciento (50%) del valor acumulado reclamado, resultando en un monto total de subsidio aplicado de L 17,610,059.11 y este sería el saldo neto por recuperar.

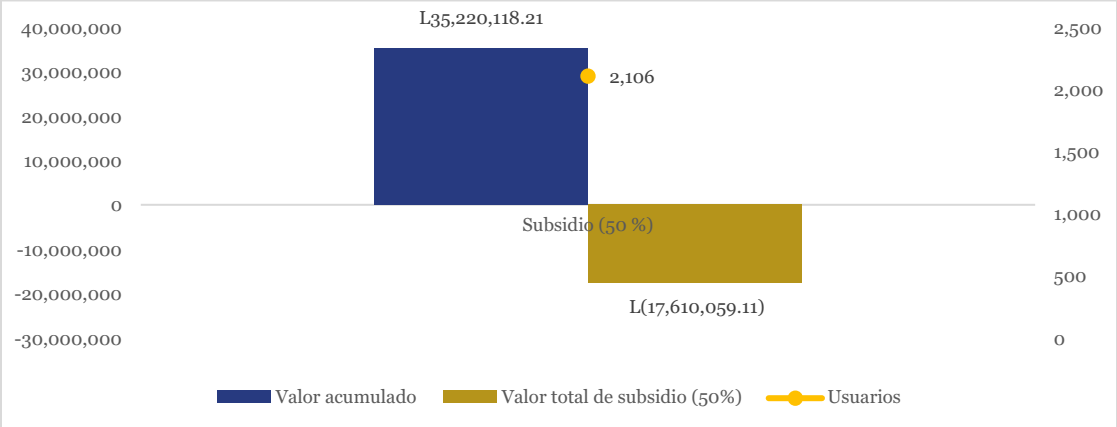


Gráfico 5-6 Análisis del Saldo Reclamado Correspondiente al Período sin Pliego Tarifario Vigente (mayo 2024 – febrero de 2025)

1.1.49 Consolidación de Subsidios aplicados a los Usuarios de ENEE

Una vez analizados de manera individual los resultados del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y del Sistema Aislado de Guanaja, en esta sección se presenta la información consolidada de los subsidios aplicados a los usuarios atendidos por la ENEE. Para estos efectos, los valores consolidados corresponden a la suma de la información reportada de ambos sistemas, lo que permite visualizar de manera integral la aplicación del subsidio de 150 kWh y del subsidio por ajuste tarifario.

Consolidado del Subsidio de 150 kWh

El consolidado del Subsidio de 150 kWh integra los usuarios beneficiados y los montos aplicados tanto en el SIN como en ENEE-Guanaja, así como el aporte trasladado a los usuarios y el monto elegible para su reconocimiento por parte del Estado.

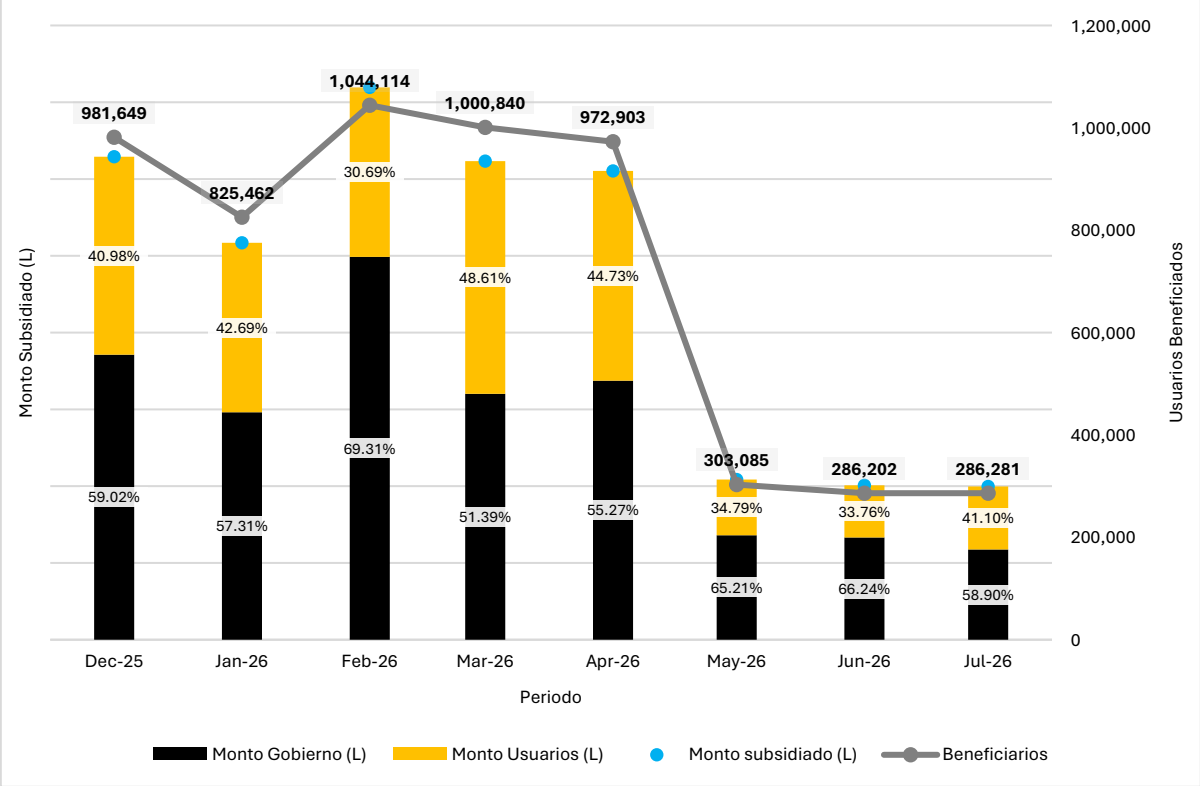


Gráfico 5-7. Evolución consolidada del subsidio de 150 kWh aplicado a los usuarios de la ENEE, diciembre 2025-julio 2026.

Como se observa en el **Gráfico 5-6**, el comportamiento consolidado está determinado principalmente por la aplicación del subsidio en el SIN, debido a su mayor participación frente a ENEE-Guanaja. A partir de mayo de 2026 se evidencia una reducción significativa tanto en la cantidad de beneficiarios como en el monto total subsidiado, seguida de una relativa estabilización en junio y julio. Asimismo, el gráfico permite visualizar la distribución mensual del financiamiento entre el aporte realizado por los usuarios y el monto elegible para su reconocimiento por parte del Estado.

La siguiente tabla presenta el resumen de los montos asociados al Subsidio de 150 kWh, calculados por la CREE con base en la información remitida por la ENEE, incluyendo el aporte trasladado a los usuarios y el monto resultante, elegible para su reconocimiento por parte del Estado. Cabe señalar que, a la fecha de elaboración del presente informe, no se han validado los montos efectivamente reconocidos por la Secretaría de Energía (SEN), debido a que dicha institución realiza procesos adicionales de revisión y validación de la información. Por tanto, los valores presentados corresponden a montos calculados por la CREE sujetos a validación y conciliación posteriores con la SEN.

Cabe aclarar que los datos presentados en este informe corresponden a cálculos efectuados por la CREE con base en la información remitida por la ENEE. A la fecha de elaboración del presente informe, no se han validado los montos efectivamente reconocidos por la Secretaría de Energía (SEN), dado que dicha institución realiza procesos adicionales de revisión y validación de la información antes de determinar los valores reconocidos por el Estado. En consecuencia, los montos aquí presentados deben entenderse como valores calculados, sujetos a validación y conciliación posteriores con la SEN.

Asimismo, la **Tabla 5-10** presenta el consolidado de los montos correspondientes al Subsidio de 150 kWh, incluyendo el aporte trasladado a los usuarios y el monto resultante sujeto a reconocimiento por parte del Estado, calculado con base en la información reportada por la ENEE.

Periodo	Monto total subsidiado (L)	Monto aportado por Usuarios (HNL)	Monto elegible para reconocimiento de subsidio (sujeto a validación del Estado) (HNL)	Porcentaje elegible para reconocimiento de subsidio (sujeto a validación del Estado) (60%)	Porcentaje aportado por Usuarios (40%)	Transacciones subsidio
ene-26	L 258,469,899.53	L 110,332,176.47	L 148,137,723.06	57.31%	42.69%	866,504
feb-26	L 359,681,437.61	L 110,378,372.82	L 249,303,064.79	69.31%	30.69%	1,219,888
mar-26	L 311,644,765.05	L 151,488,516.32	L 160,156,248.73	51.39%	48.61%	1,023,706
abr-26	L 305,255,504.23	L 136,540,580.51	L 168,714,923.72	55.27%	44.73%	1,001,007
may-26	L 104,322,138.13	L 36,293,047.72	L 68,029,090.41	65.21%	34.79%	319,885
jun-26	L 100,542,195.68	L 33,941,978.09	L 66,600,217.59	66.24%	33.76%	297,004
jul-26	L 99,792,649.76	L 41,010,979.61	L 58,781,670.15	58.90%	41.10%	301,005
	L 1,539,708,589.99	**L 619,985,651.54**	**L 919,722,938.45**	**59.73%**	**40.27%**	

Tabla 5-10 Resumen de montos y porcentajes que cubren los usuarios, así como el porcentaje a subsidiar por fuentes nacionales.

Consolidado del subsidio por ajuste tarifario

De igual manera, se consolidó la información correspondiente al subsidio por ajuste tarifario aplicado en el SIN y ENEE-Guanaja, a fin de determinar el comportamiento total del mecanismo para los usuarios atendidos por la ENEE.

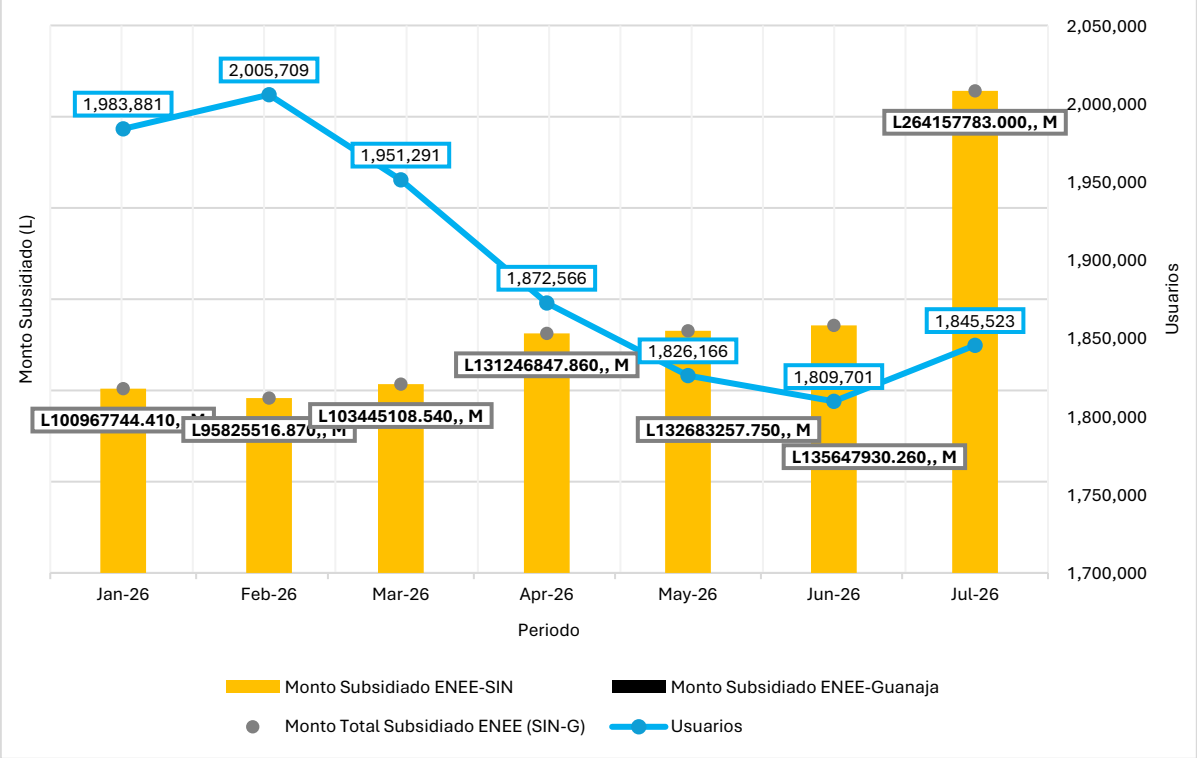


Gráfico 5-8: Evolución consolidada del subsidio por ajuste tarifario aplicado a usuarios de la ENEE, enero 2026-julio 2026.

El **Gráfico 5-7** muestra que, entre enero y junio de 2026, el monto consolidado del subsidio por ajuste tarifario se mantuvo en un rango relativamente estable, mientras que en julio se registró un incremento significativo, alcanzando aproximadamente **L264.16 millones**. La cantidad de usuarios se mantuvo comparativamente estable durante los últimos meses del período, por lo que el aumento observado en julio responde principalmente a un mayor monto subsidiado y no a un crecimiento proporcional de la cantidad de beneficiarios.

Cabe aclarar que los datos presentados para el subsidio por ajuste tarifario corresponden a cálculos efectuados por la CREE con base en la información remitida por la ENEE. A la fecha de elaboración del presente informe, no se han validado los montos efectivamente reconocidos por la Secretaría de Energía (SEN), dado que dicha institución realiza procesos adicionales de revisión y validación de la información. Por tanto, los valores presentados deben considerarse sujetos a validación y conciliación posteriores con la SEN.

Asimismo, la **Tabla 5-11,** presenta el consolidado de las transacciones y montos correspondientes al subsidio por ajuste tarifario aplicado a los usuarios de la ENEE durante

el período enero-julio de 2026, integrando la información del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y del Sistema Aislado de Guanaja.

Periodo	Transacciones Consolidadas	Monto Consolidado (L)
ene-26	1,983,881	L 100,967,744.41
feb-26	2,005,709	L 95,825,516.87
mar-26*	1,951,291	L 103,445,108.54
abr-26	1,872,566	L 131,246,847.86
may-26	1,826,166	L 132,683,257.75
jun-26	1,809,701	L 135,647,930.26
jul-26	1,845,523	L 264,157,783.00
		L 963,974,188.69

Tabla 5- 11 Consolidado de transacciones y montos del subsidio por ajuste tarifario aplicado a usuarios de la ENEE, enero-julio 2026.

***Nota:** El valor correspondiente a marzo de 2026 fue actualizado respecto del informe anterior, al incorporar los subsidios aplicados en la zona norte de ENEE-SIN que, por omisión, no habían sido incluidos previamente.*

Como se observa en el **Gráfico 5-10**, la aplicación del subsidio permite que la tarifa percibida por el usuario difiera de la aprobada por la CREE durante los períodos en que se activa el mecanismo de compensación. En julio de 2026 se observa un incremento de la tarifa percibida, asociado al comportamiento de las variables consideradas para la aplicación del subsidio durante dicho período.

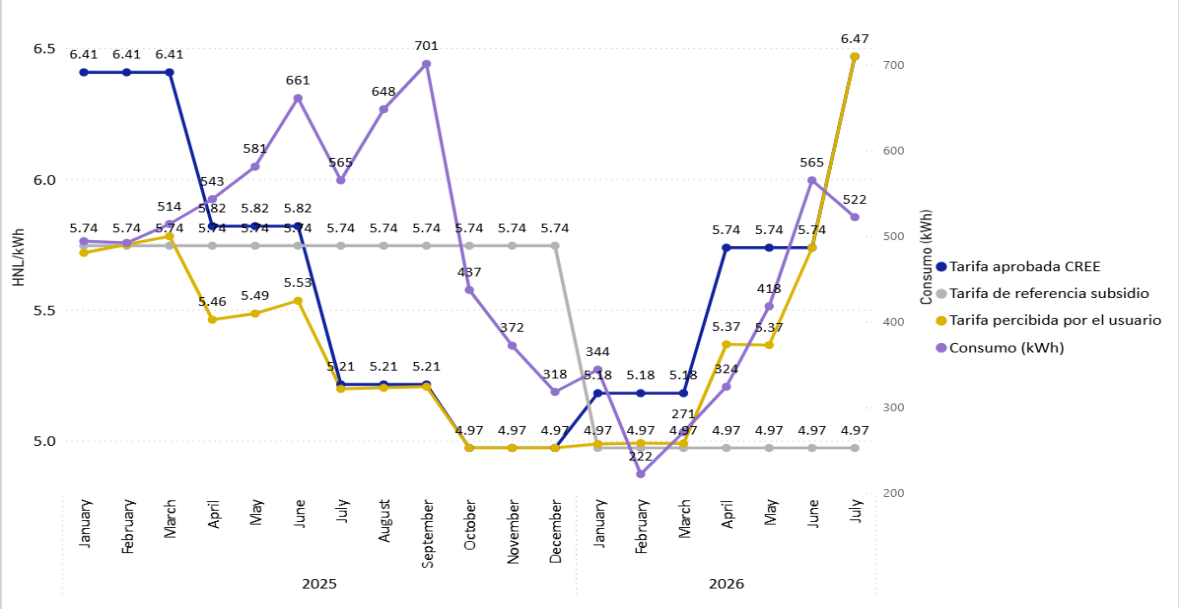


Gráfico 5-10: Comportamiento tarifario derivado del segundo subsidio.
Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

***Nota:** El comportamiento presentado corresponde a un usuario residencial específico y depende de su nivel de consumo mensual; por tanto, no representa necesariamente la tarifa percibida por todos los usuarios residenciales.*

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

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

Tarifa de referencia del subsidio: es la tarifa residencial establecida por los PCM asociados al funcionamiento de los subsidios.

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

Consumo (kWh): representa el consumo mensual del usuario.

Como se observa en el Gráfico 5-10, durante enero-marzo de 2026 el usuario registró consumos de **344 kWh, 222 kWh y 271 kWh**, respectivamente; no obstante, la tarifa percibida se mantuvo en torno a **L4.97/kWh**, debido a que el Decreto Ejecutivo PCM-003-2026 dispuso mantener estable la tarifa para los consumidores finales durante el primer trimestre de 2026, subsidiando el ajuste tarifario aprobado por la CREE.

Para el período abril-junio de 2026, el Decreto Ejecutivo 010-2026 estableció un esquema diferenciado para usuarios residenciales, que cubría el **50% del diferencial tarifario** cuando el consumo mensual fuera mayor a 150 kWh y menor o igual a 500 kWh. En este sentido, durante abril y mayo, el usuario registró consumos de 324 kWh y 418 kWh, por lo que la tarifa percibida se ubicó en aproximadamente **L5.37/kWh**, por debajo de la tarifa aprobada de **L5.74/kWh**. En junio, el consumo aumentó a **565 kWh**, superando el límite de 500 kWh, por lo que la tarifa cobrada coincidió con la aprobada por la CREE.

De manera similar, para julio de 2026, el Decreto Ejecutivo 021-2026 mantuvo el mismo criterio de consumo para los usuarios residenciales. Dado que el usuario registró un consumo de **522 kWh**, superior al límite establecido para acceder al subsidio, la tarifa percibida fue equivalente a la aprobada por la CREE, de aproximadamente **L6.47/kWh**.

En conjunto, ambos subsidios presentan dinámicas diferenciadas: mientras el **Subsidio de 150 kWh** registra una reducción importante a partir de la implementación del esquema de focalización, el **subsidio por ajuste tarifario** presenta un incremento significativo en julio de 2026, asociado al nuevo período tarifario.

CONCLUSIONES

1. Subsidio de 150 kWh
    - El histórico evidencia un cambio significativo en el comportamiento a partir de mayo de 2026, coincidente con la implementación del esquema de focalización. Mientras entre enero y abril el número de beneficiarios del SIN se ubicó entre aproximadamente 825 mil y 1.04 millones de usuarios, desde mayo se redujo a alrededor de 286 mil–303 mil usuarios, acompañado de una reducción significativa del monto mensual subsidiado.
    - En el Sistema Aislado de Guanaja, con base en la información reportada por la ENEE, no se identificaron usuarios ni montos aportantes al financiamiento del Subsidio de 150 kWh.
2. Subsidio por Ajuste Tarifario
    - En julio de 2026 se registra el principal cambio del período, al incrementarse sustancialmente el monto subsidiado respecto de los meses anteriores, mientras que la cantidad de registros se mantiene relativamente estable. Este comportamiento coincide con la entrada en vigor de la tarifa aprobada para el trimestre julio-septiembre de 2026.
    - El análisis de un suministro residencial confirma la incidencia de la focalización por rangos de consumo: desde abril de 2026, el beneficio depende del consumo mensual del usuario, aplicándose parcialmente a consumos residenciales de 150 a 500 kWh y dejándose de aplicar al superar dicho límite.
3. Subsidio del 50% de los montos no facturados
    - A diferencia del período anteriormente evaluado, en el presente informe se logró verificar la aplicación del subsidio del 50% de los montos no facturados, identificándose 2,106 cuentas y un monto aplicado aproximado de L17.61 millones, mediante el mecanismo reportado por la ENEE.
4. Los montos presentados en el informe corresponden a cálculos realizados por la CREE con base en la información remitida por la ENEE. A la fecha, permanece pendiente la conciliación con la SEN para determinar los montos efectivamente validados y reconocidos por el Estado, lo cual resulta necesario para cerrar la trazabilidad financiera de ambos mecanismos de subsidio.

RECOMENDACIONES

1. Mantener el seguimiento de la aplicación de los subsidios, verificando el cumplimiento de las disposiciones legales y regulatorias aplicables, así como la evolución de los usuarios beneficiarios, los montos subsidiados, los criterios de focalización, los rangos de consumo y las categorías tarifarias correspondientes.
2. Coordinar con la SEN y la ENEE la conciliación de los montos calculados por la CREE, a fin de determinar los valores efectivamente validados, reconocidos y, cuando corresponda, desembolsados por el Estado.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Dar seguimiento a la aplicación de los subsidios conforme a las disposiciones legales y regulatorias aplicables.	Documento	Informe de seguimiento y bases de datos remitidas por la ENEE.	Mensual, octubre-diciembre 2026	Pendiente
2	Coordinar con la SEN y la ENEE la conciliación de los montos calculados por la CREE, a fin de determinar los valores validados, reconocidos y, cuando corresponda, desembolsados por el Estado.	Documento	Minuta de reunión y cuadro de conciliación de montos.	Noviembre 2026	Pendiente

P12-PF05-PI06
INFORME DE PROCESOS SANCIONATORIOS

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



Septiembre 2026

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS

CREE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE PROCESOS SANCIONATORIOS

1.2 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, lo que permite contar con una visión general del avance y del 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.

1.3 OBJETIVOS

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

1.3.1 Objetivos Específicos

1. Presentar los resultados del seguimiento al proceso sancionatorio PS-ED-001-2024-ENEE, mediante el análisis de la información y la base de datos remitidas 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 a los casos identificados conforme a los parámetros del Oficio CREE-243-2023.
2. Consolidar los antecedentes y las actuaciones realizadas en los expedientes evaluados.

1.4 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 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 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 Articulo 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 realizará la Comisión conforme a los procedimientos establecidos en los Reglamentos. Las sanciones anteriores se entienden sin perjuicio de la responsabilidad criminal y civil a la 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 de la amonestación correspondiente.

1.5 ANTECEDENTES

En mayo de 2023, la CREE implementó en su portal institucional una plataforma para fiscalizar la atención que las empresas distribuidoras prestan 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, mediante el cual instruye a la ENEE a aplicar el procedimiento previsto en el Artículo 68 del RSED. La empresa no cumplió la instrucción, lo que constituyó un incumplimiento regulatorio y motivó 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 las instrucciones de la CREE y por 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 de la ENEE.

1.6 PROCEDIMIENTO

De acuerdo con lo establecido en el 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 del expediente del 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 la aplicación eficiente de los análisis requeridos en un proceso sancionatorio.

1.7 RESULTADOS

1.1.50 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 del mismo.

1.7.1.1 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 que culminara la atención de los casos pendientes y remitiera 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.

1.7.1.2 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, como criterio de clasificación, aplicando el período máximo de seis (6) meses establecido 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 rectificados. 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 rectificados. Estos resultados se presentan en el **Gráfico 6-1**.

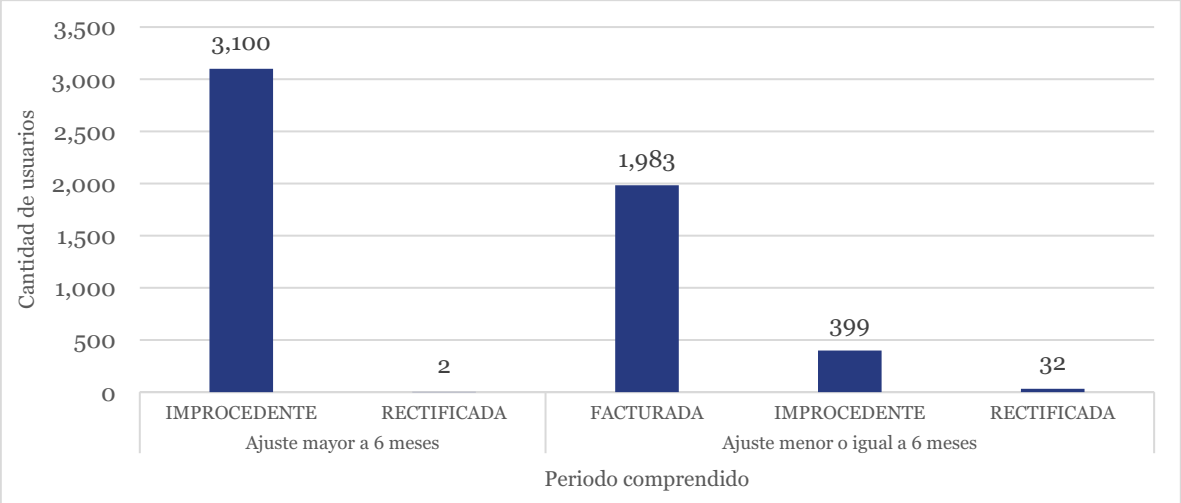


Gráfico 6-1 Distribución de casos por período de ajuste y estado de irregularidad

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**.

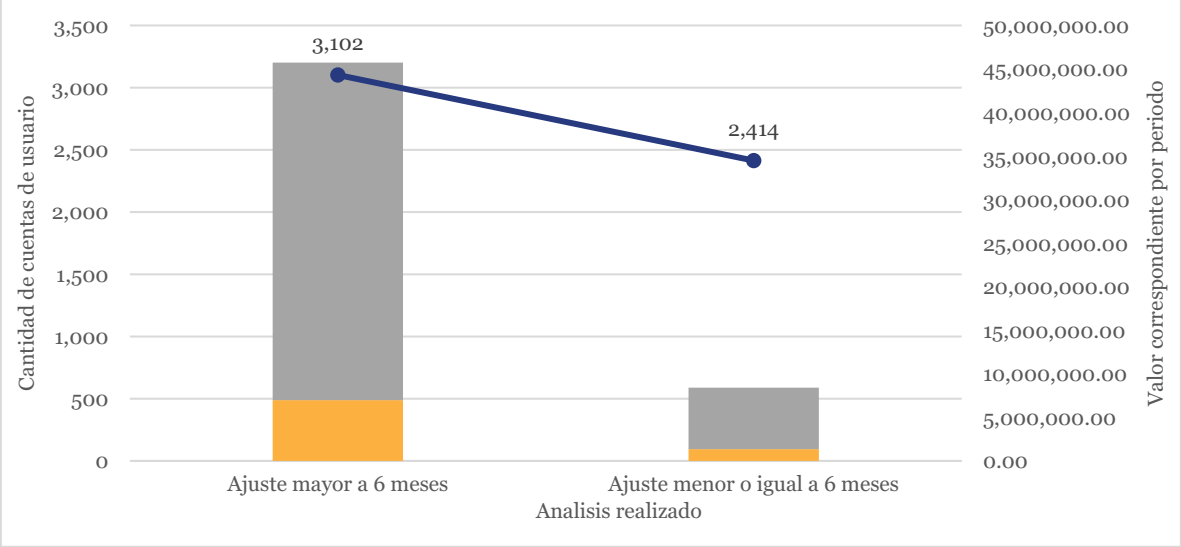


Gráfico 6-2 Análisis de usuarios, ECNP y monto por período de ajuste

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 a 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.

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.

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	--	Pendiente

P12-PF05-PI07
INFORME DE ATENCIÓN AL USUARIO

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

Septiembre 2026

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS

CREE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE ATENCIÓN AL USUARIO

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 tercer trimestre de 2026 sobre el proceso de atención al usuario en el sector eléctrico, con énfasis en la gestión, el seguimiento y la resolución de los reclamos asociados al servicio de distribución de energía eléctrica.

La información se construye a partir de los registros del Sistema de Gestión de Reclamos (SIGR) y de los controles utilizados para el seguimiento de los reclamos que requieren actuaciones por parte de las empresas distribuidoras. El análisis comprende los reclamos ingresados en 2026, los pendientes provenientes de períodos anteriores y los resueltos durante el año, independientemente de su fecha de ingreso. Por tanto, los resultados reflejan la gestión acumulada de los reclamos y no únicamente los recibidos durante el tercer trimestre

Durante el período, se continuó con el seguimiento de los reclamos de la ENEE a través de la Mesa Técnica Interinstitucional CREE–ENEE. Asimismo, se retomó la coordinación con la Unidad Técnica de Control de Distribución (UTCD), incorporando nuevos colaboradores para la retroalimentación y la atención de los casos remitidos. Tras el cierre de operaciones del Programa Nacional para la Reducción de Pérdidas (PNRP) en el trimestre anterior, se estableció con la UTCD la continuidad de las actuaciones de campo requeridas para el análisis y la resolución de los reclamos.

Otro aspecto relevante del período fue el incremento de los reclamos presentados por Roatán Electric Company (RECO) con respecto al trimestre anterior.

El análisis de estos resultados permite identificar los avances alcanzados y los aspectos que requieren mayor atención en la gestión de los reclamos, proporcionando información técnica para la toma de decisiones institucionales y el fortalecimiento de las acciones de supervisión y fiscalización, conforme al marco regulatorio aplicable y en procura de una atención oportuna a los usuarios.

OBJETIVOS

Fiscalizar el cumplimiento del marco regulatorio aplicable al proceso de atención al usuario y supervisar la gestión de reclamos por parte de las empresas distribuidoras, incluidos los sistemas aislados.

1.7.2 Objetivos Específicos

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

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 de 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, 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.

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, así como de ampliaciones y extensiones del servicio, y gozando de exclusividad en su zona.

6. Que el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) establece, en su 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 todos los elementos de la red de distribución, hasta el punto de entrega, son propiedad y responsabilidad de la Empresa Distribuidora, incluidos el equipo de medición y la acometida aérea.

10. Que el RSED, Título V, establece los mecanismos para atender los 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 asociados a la prestación del servicio de alumbrado público en el territorio de la República de Honduras.

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 procedimientos estructurados que permitan el registro, seguimiento y control de los casos, así como la adecuada supervisión del cumplimiento regulatorio por parte de la empresa distribuidora.

En 2022 se inició este proceso mediante la conceptualización e implementación de un proyecto orientado a crear 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 con Power Apps, lo que permitió el registro sistemático de los reclamos y marcó el inicio de un proceso estructurado de

seguimiento. Posteriormente, en julio de 2024, se implementó el Sistema Interno de Gestión, que 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, el seguimiento y la resolución de los reclamos, 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.

Estos antecedentes permiten contextualizar la evolución del proceso de atención al usuario y constituyen la base del análisis correspondiente al tercer trimestre de 2026.

PROCEDIMIENTO

Como parte de las acciones que se realizan sobre 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 corresponda, 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:



Imagen 7. 1 Tipos de reclamos

1.7.3 Fiscalización de los reclamos

La CREE brinda atención y orientación a los usuarios a través de los canales institucionales disponibles, para la presentación de reclamos, solicitudes de información, seguimiento y consulta sobre el estado de sus gestiones. A través del Departamento de Atención al Usuario y Agente se mantiene comunicación con los usuarios de forma presencial, por correo electrónico y mediante llamadas telefónicas, según corresponda.

Para la gestión interna de los reclamos, la Dirección de Fiscalización ha establecido diferentes estados que permiten identificar la etapa en la que se encuentra cada reclamo y mantener la trazabilidad durante su análisis y seguimiento.

Los reclamos que requieren actuaciones por parte de la ENEE se gestionan principalmente mediante la Mesa Técnica Interinstitucional CREE–ENEE, a través de la cual se coordinan y se da seguimiento a las acciones requeridas con las unidades correspondientes. Cuando, por la naturaleza del reclamo, se requiere su tramitación mediante oficio, se continúa utilizando el procedimiento establecido para estos casos. La siguiente imagen muestra los estados utilizados para el seguimiento interno de los reclamos.

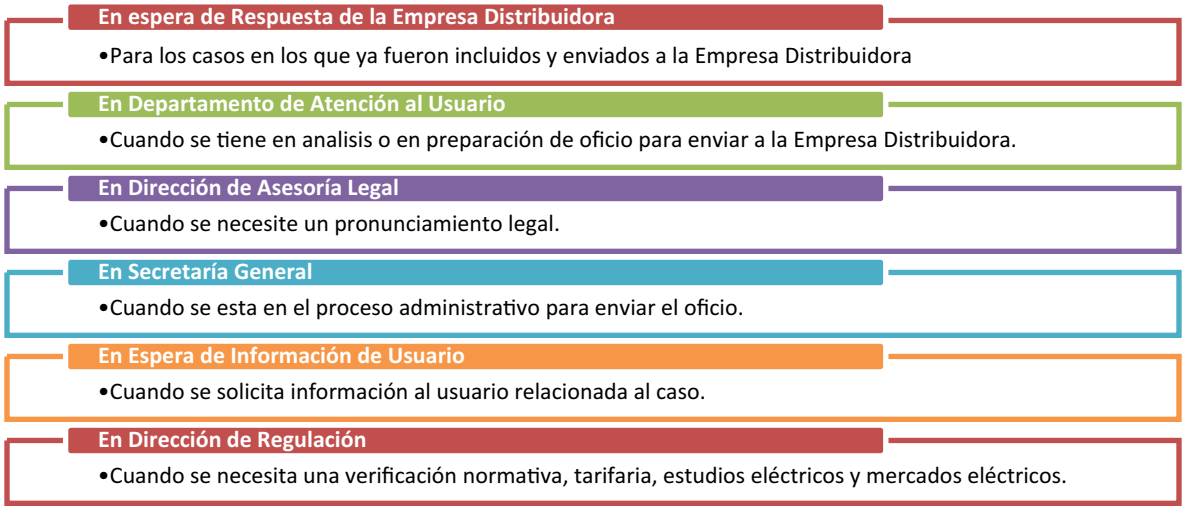


Imagen 7. 2 Estados de proceso de análisis de reclamos

1.7.4 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

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, independientemente de su fecha de ingreso.
3. Todas las gestiones resueltas en el año 2026, independientemente de la fecha de ingreso.

Los resultados corresponden a la información disponible en el SIGR a la fecha de corte de cada informe. En consecuencia, las cifras pueden presentar variaciones respecto de informes anteriores cuando las fechas de corte difieren, especialmente cuando el corte se realiza antes de que finalice el mes.

El cierre del tercer trimestre se realizó el 27 de septiembre de 2026. Considerando las tres condiciones previamente descritas, se registró un acumulado **de 348 reclamos,** de los cuales **275 fueron ingresados en 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 **76 reclamos**, seguido de julio con 55 reclamos, tal como se muestra en el **Gráfico 7. 1**

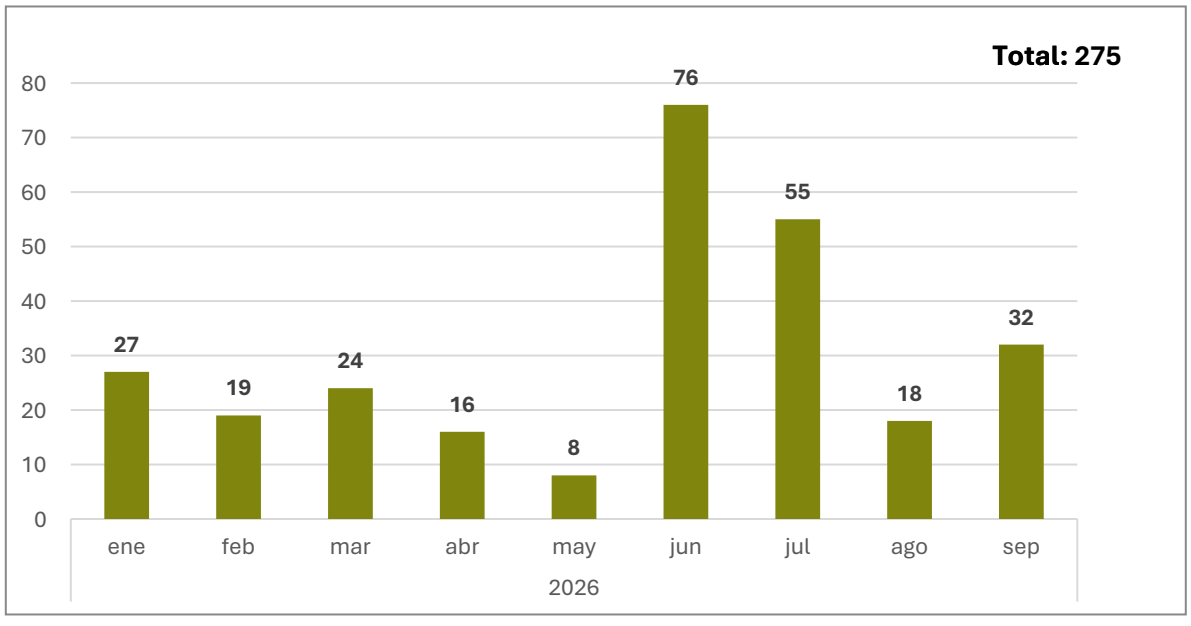


Gráfico 7. 1 Reclamos ingresados por mes en el año 2026

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 se presentó contra la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), con 229 casos, seguida por Roatán Electric Company (RECO), con 27 reclamos, y por la Comercializadora de Energía del Caribe (COENCA), con 19 reclamos. En el caso de COENCA, la cantidad se mantiene sin variación respecto al cierre del segundo trimestre, al no registrarse nuevos reclamos durante el tercer trimestre.

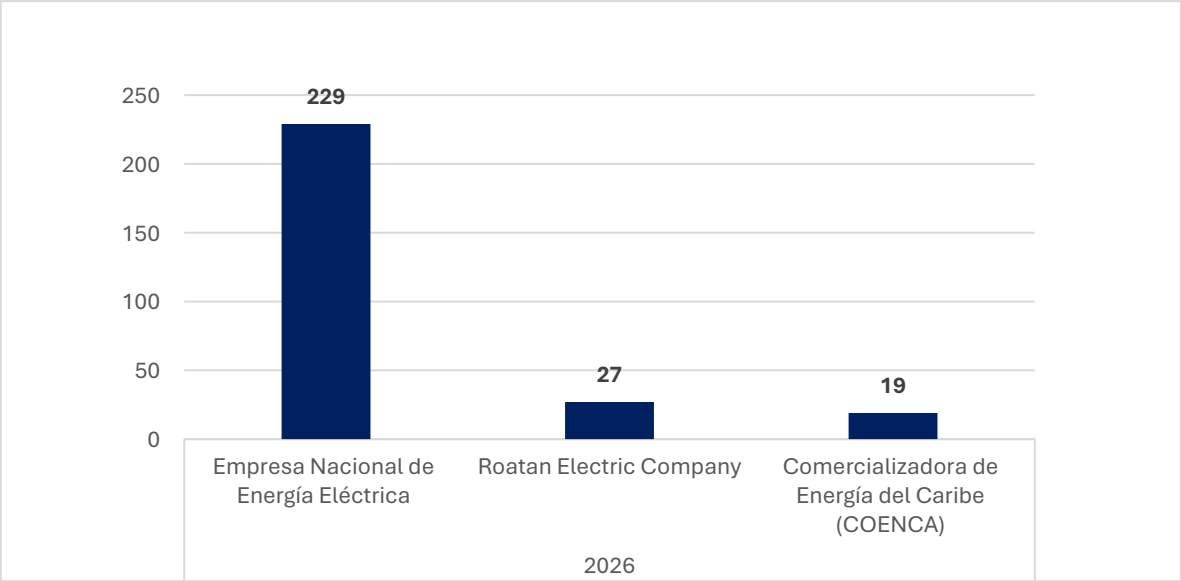


Gráfico 7. 2 Distribución de los reclamos por empresa distribuidora

En cuanto al estado actual del proceso de atención, se registra un total de **348 reclamos**, de los cuales **273 han sido atendidos**, lo que representa el **78.4 %**, habiéndose brindado la respectiva respuesta al usuario.

Los **75 reclamos restantes (21.5 %) se encuentran pendientes de atención**. De estos, 71 reclamos han sido remitidos a la empresa distribuidora, 4 reclamos se encuentran 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.

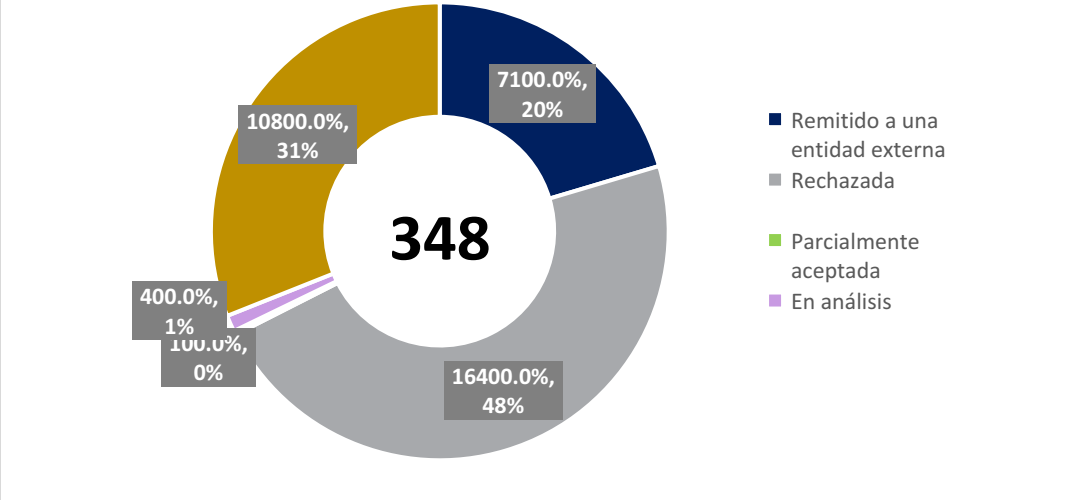


Gráfico 7. 3 Estado actual del proceso de atención a los usuarios

De los 273 reclamos atendidos presentados en el **Gráfico 7. 4**, fueron aceptados 108 reclamos (40 %), lo que evidencia que, al momento del análisis, se identificó una aplicación incorrecta del marco regulatorio. En comparación, 164 reclamos fueron rechazados (60 %) debido a que la Empresa Distribuidora aplicó correctamente la normativa, y 1 reclamo fue parcialmente aceptado. Estos porcentajes se calculan sobre el total de 273 reclamos acumulados al tercer 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.

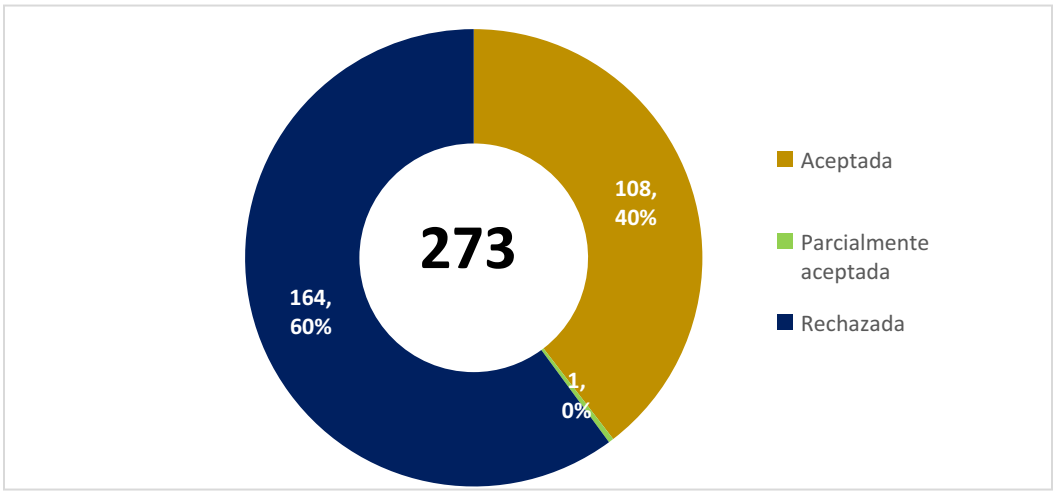


Gráfico 7. 4 Reclamos atendidos y cerrados por parte del Departamento de Atención al Usuario y Agente

El **Gráfico 7. 5** presenta el indicador general de resolución de reclamos al cierre del tercer trimestre de 2026. Del total de 348 reclamos en seguimiento, 273 han sido atendidos, lo que representa el 78 %, mientras que 75 reclamos (22 %) permanecen pendientes de resolución.

Los resultados reflejan avances en la atención de los reclamos; sin embargo, se requiere continuar fortaleciendo el seguimiento para reducir la acumulación de casos pendientes. En este período se retomó la coordinación con la UTCD, permitiendo dar continuidad a las actuaciones requeridas para la atención de los reclamos, incluidas las verificaciones de campo cuando correspondan.

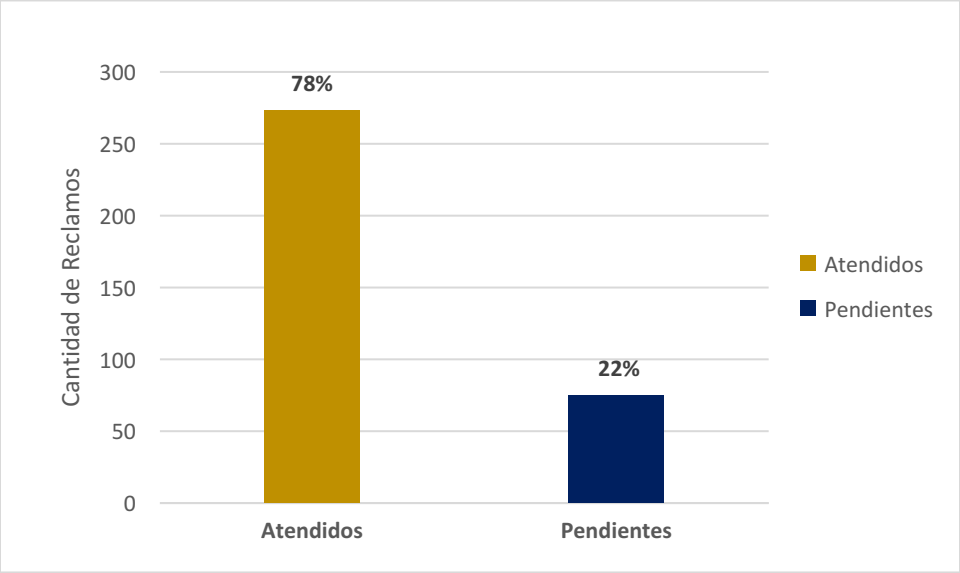


Gráfico 7. 5 Porcentaje de casos resueltos y porcentaje de casos pendientes

El **Gráfico 7. 6** presenta la distribución de los reclamos según su tipología. Al cierre del tercer trimestre de 2026, los cobros excesivos constituyen la principal categoría, con 120 reclamos (34.5 %), las fallas en el servicio eléctrico, con 38 reclamos (10.9 %), la facturación errada o promediada registra 36 reclamos (10.3 %) y las fallas en el alumbrado público 31 (8.9 %).

Los resultados muestran que una parte importante de las gestiones presentadas por los usuarios se encuentra relacionada con aspectos de facturación y con la prestación del servicio eléctrico, constituyéndose en los principales ámbitos de recurrencia identificados durante el período y que requieren mantener el seguimiento dentro de las acciones de supervisión de la CREE.

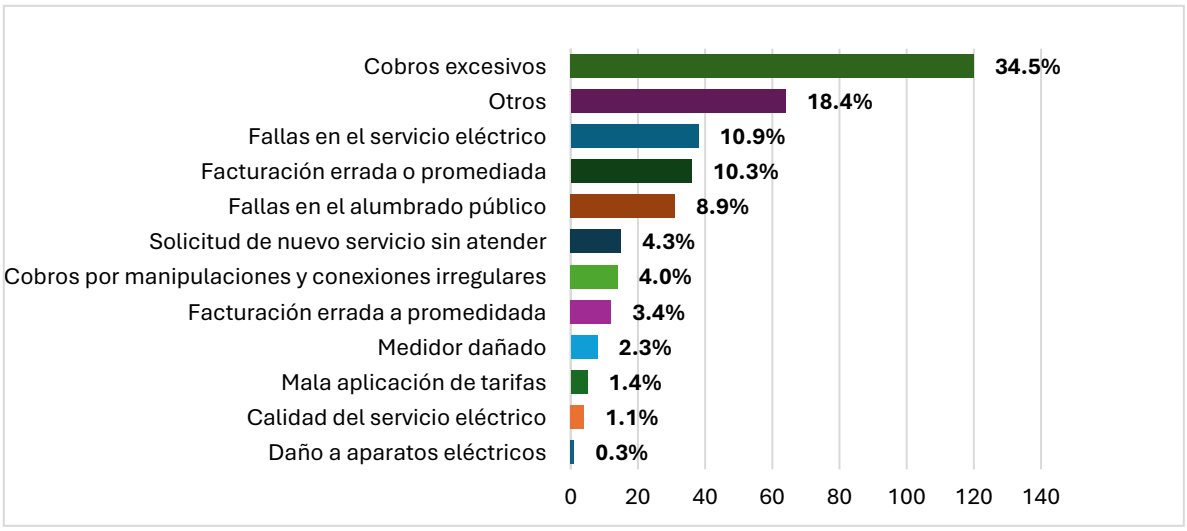


Gráfico 7. 6 Distribución de los reclamos según tipología

1.7.5 Indicadores de Calidad Comercial

Según se presenta en la **Tabla 7. 1**. El Departamento de Atención al Usuario y Agente registra un total de 348 reclamos, de los cuales 273 han sido atendidos (78 %), mientras que 75 (22 %) permanecen pendientes.

Este resultado evidencia el fortalecimiento del proceso de atención de reclamos y refleja el avance alcanzado en la gestión de los reclamos acumulados hasta el tercer trimestre.

Estado	Cantidad	Porcentaje
Finalizado	273	78%
Pendiente	75	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 atendidos, medido en días calendario desde su ingreso hasta su cierre. Se observa que los reclamos aceptados registran el mayor tiempo promedio de atención (159 días), seguidos de los rechazados (164 días) y de los parcialmente aceptados (104 días). En promedio, el tiempo de resolución es de 94 días, lo que refleja el comportamiento promedio por tipo de resolución.

Los reclamos aceptados registran el mayor tiempo promedio de resolución. Las

diferencias en los tiempos de atención pueden variar según las características particulares y el proceso de análisis de cada reclamo.

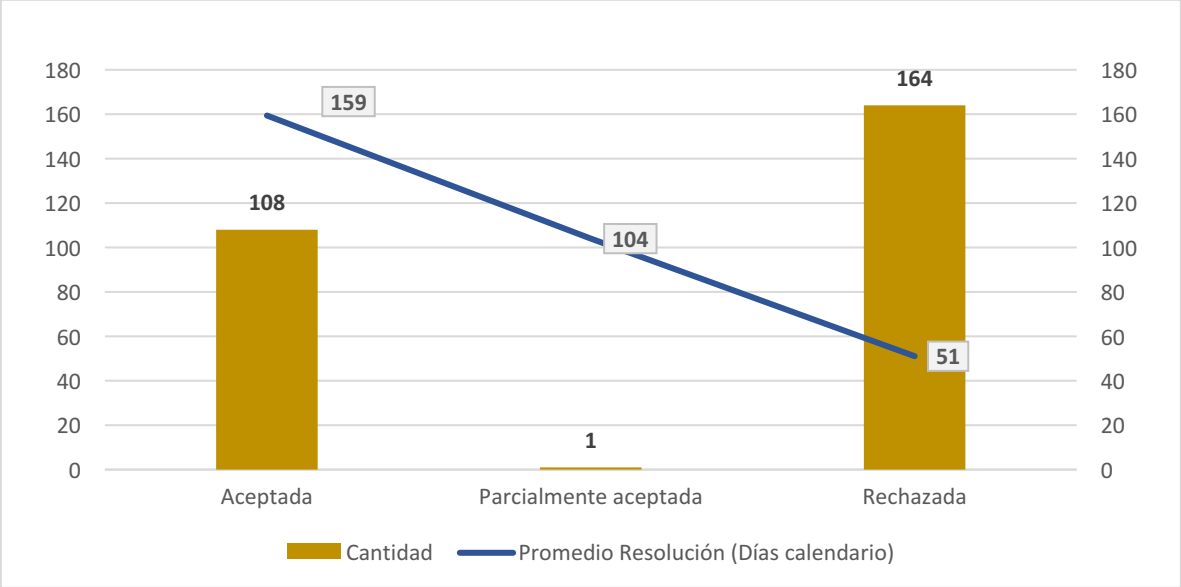


Gráfico 7. 7 Tiempo promedio de resolución en días

Respecto a los reclamos pendientes, en el **Gráfico 7. 8.** Se presenta su distribución según la instancia en la que se encuentran actualmente. Del total de 75 reclamos pendientes, 71 se encuentran en la Empresa Distribuidora y 4 en el Departamento de Atención al Usuario y Agente.

Los reclamos ubicados en el Departamento de Atención al Usuario y Agente corresponden a reclamos relacionados con submedición y se encuentran en proceso de análisis, mientras que los remitidos a la Empresa Distribuidora permanecen pendientes de las actuaciones requeridas para continuar con su atención.

En cuanto al tiempo transcurrido, los reclamos actualmente en el Departamento de Atención al Usuario y Agente registran un promedio acumulado de 318 días, mientras que los de la Empresa Distribuidora registran un promedio de 211 días. Estos valores corresponden al tiempo total transcurrido desde el ingreso de cada reclamo hasta la fecha de corte del informe, y no al período de permanencia en la instancia en la que se encuentran actualmente.

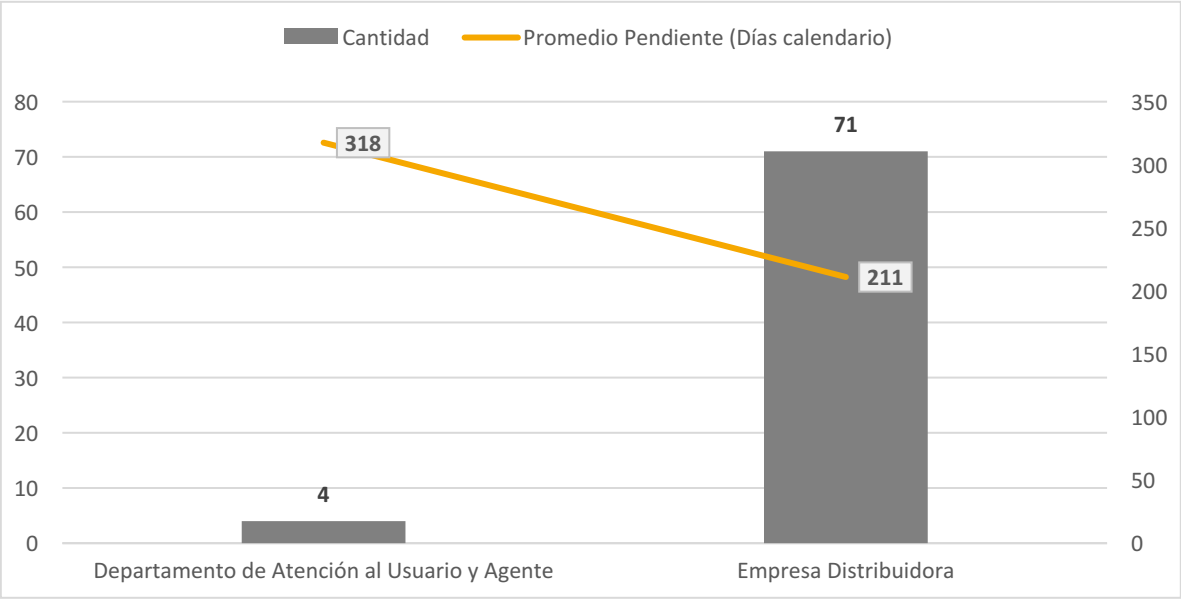


Gráfico 7. 8 reclamos en tratamiento con la localización correspondiente.

Como se observa en el **Gráfico 7. 9**. El indicador de resolución de reclamos pasó del 60 % en el primer trimestre al 78 % en el segundo trimestre de 2026, porcentaje que se mantuvo al cierre del tercer trimestre.

El indicador se calcula de forma acumulada, considerando los reclamos ingresados en 2026 y aquellos provenientes de 2025 que permanecían pendientes de atención, por lo que su comportamiento refleja la relación entre los reclamos resueltos y el total de reclamos considerados en cada período.

Al cierre del tercer trimestre, el nivel de resolución se mantiene en 78 %, lo que evidencia estabilidad respecto del trimestre anterior, dentro de un universo de reclamos que continúa actualizándose con nuevos ingresos y resoluciones.

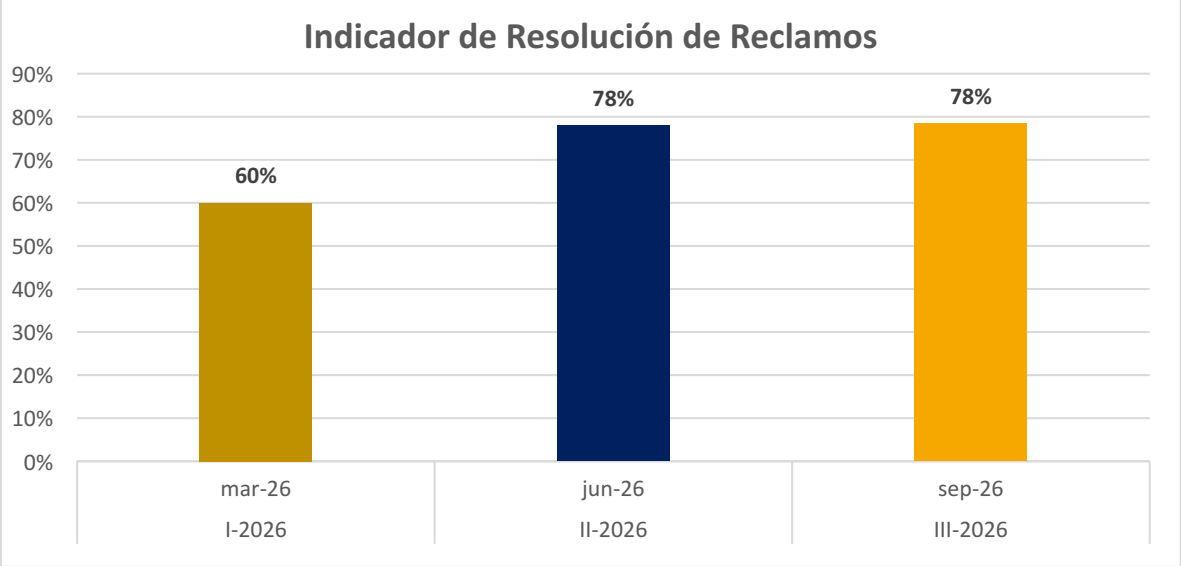


Gráfico 7. 9 Evolución del indicador de resolución de reclamos

1.7.6 Caracterización de los usuarios

La información registrada en el Sistema de Gestión de Reclamos (SIGR) permite caracterizar a los usuarios según variables como el sexo, la etnia, la discapacidad y la zona. Estos datos complementan el análisis estadístico de los reclamos y permiten ampliar el conocimiento sobre las características de la población que utiliza los mecanismos de atención de la Comisión.

Sexo

En relación con la variable sexo, se dispone de información para 221 registros. De este total, 129 corresponden a usuarios de sexo femenino, equivalentes al 58 %; 90 a usuarios de sexo masculino, que representan el 41 %; y 2 a la categoría 'otro', equivalente al 1 %.

Los resultados muestran una mayor participación de usuarios de sexo femenino, quienes representan más de la mitad de los registros caracterizados, como se observa en el **Gráfico 7. 10**

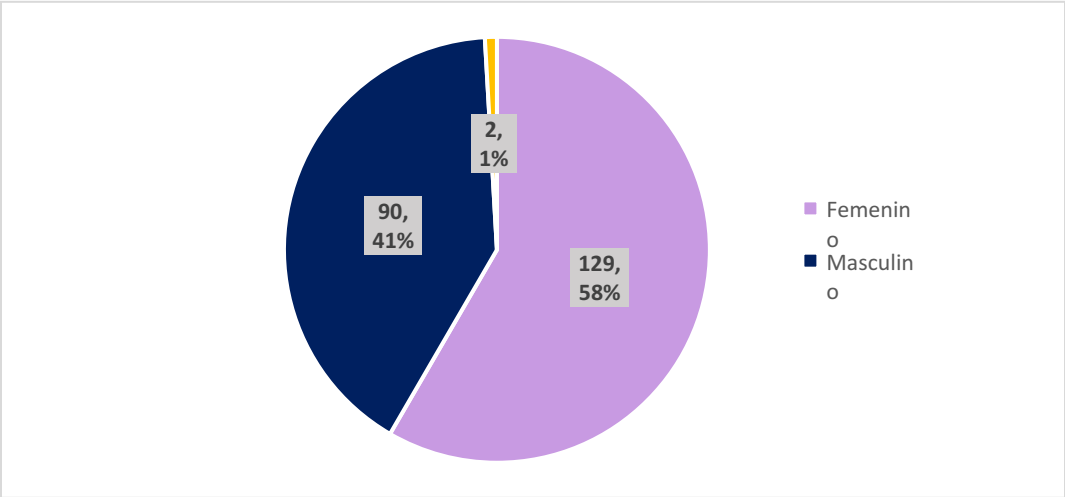


Gráfico 7. 10 Distribución de los reclamos según el sexo del usuario

Etnia

Respecto a la variable etnia, la mayor proporción corresponde a usuarios que se identifican como mestizos, con 124 registros (57 %), seguida de la categoría otro, con 58 registros (26 %), lo que concentra el 83 % de los registros caracterizados, mientras que el porcentaje restante se distribuye entre usuarios misquitos, lencas, extranjeros, creoles, garífunas y tolupanes, como se observa en el **Gráfico 7. 11**.

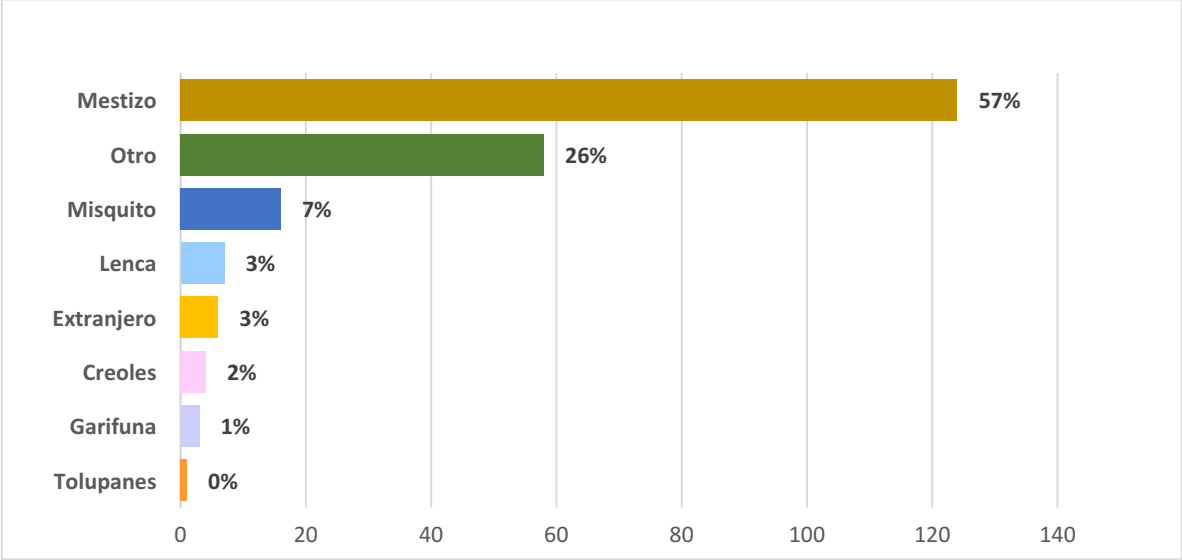


Gráfico 7. 11 Distribución de los reclamos según la etnia del usuario

La incorporación de esta variable permite contar con información más detallada sobre la diversidad de la población que utiliza los mecanismos de atención de la CREE, lo que fortalece la caracterización de los usuarios y genera información de referencia para orientar las acciones institucionales de atención.

Discapacidad

En relación con la variable discapacidad, 214 registros (99 %), como se observa en el **Gráfico 7. 12** corresponden a usuarios que indicaron no presentar discapacidad, mientras que los tres registros restantes se distribuyen entre parálisis del brazo, problemas de la columna y la tercera edad. Esta última corresponde a una condición declarada por el usuario y no constituye, por sí misma, una discapacidad.

La incorporación de esta variable fortalece la caracterización de los usuarios y permite identificar condiciones que puedan requerir consideraciones particulares en los mecanismos de atención de la CREE.

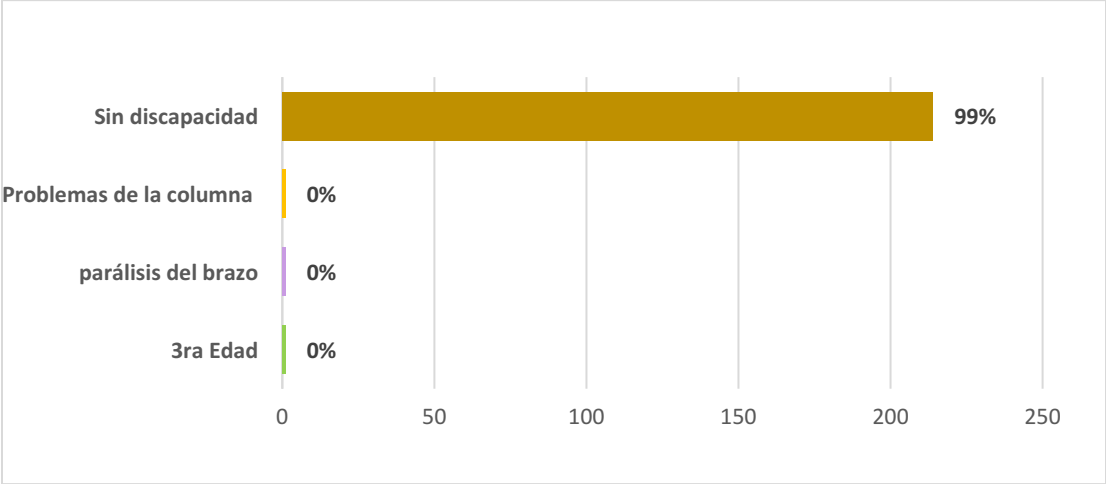


Gráfico 7. 12 Reclamos según condición de discapacidad declarada por el usuario

Zona

El **Gráfico 7. 13** La distribución según zona de procedencia muestra una mayor participación de usuarios de zonas urbanas, con 140 registros (63 %), seguida de los usuarios de zonas rurales, con 75 registros (34 %), como se muestra en el Gráfico 6.13. Los resultados reflejan una mayor presencia de usuarios urbanos entre los registros caracterizados, y se mantiene también una participación relevante de usuarios procedentes de zonas rurales.

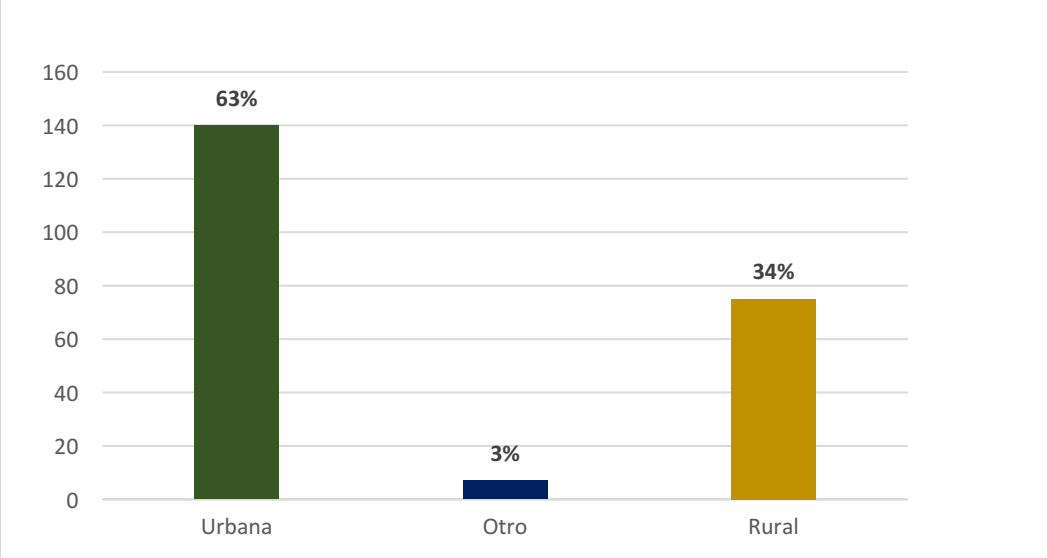


Gráfico 7. 13 Distribución de reclamos según zona de procedencia

1.7.7 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, la aprobación del Directorio de Comisionados y su remisión formal a través de la 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 el número de reclamo, la fecha de ingreso y la unidad responsable. Este documento se comparte con la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), que proporciona sus respuestas directamente en el mismo archivo, lo que elimina 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 de la Mesa Técnica

para informar sobre los avances, identificar oportunidades de mejora y recibir 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.



Imagen 1. 1 Procedimiento de atención – Mesa Técnica Interinstitucional ENEE-CREE

Al cierre del tercer trimestre de 2026, la Mesa Técnica Interinstitucional registra un acumulado de 257 reclamos gestionados mediante la metodología de coordinación establecida entre la ENEE y la CREE. De este total, 186 reclamos (72 %) se encuentran resueltos y 71 (28 %) permanecen pendientes de atención, conforme al seguimiento realizado por el equipo técnico, cuya distribución se presenta en el **Gráfico 7. 14.**

Si bien la mayor proporción de los reclamos ha sido resuelta, los 71 reclamos que permanecen pendientes requieren una atención oportuna por parte de la ENEE y un seguimiento continuo, a fin de avanzar en su resolución y reducir la acumulación de casos pendientes.

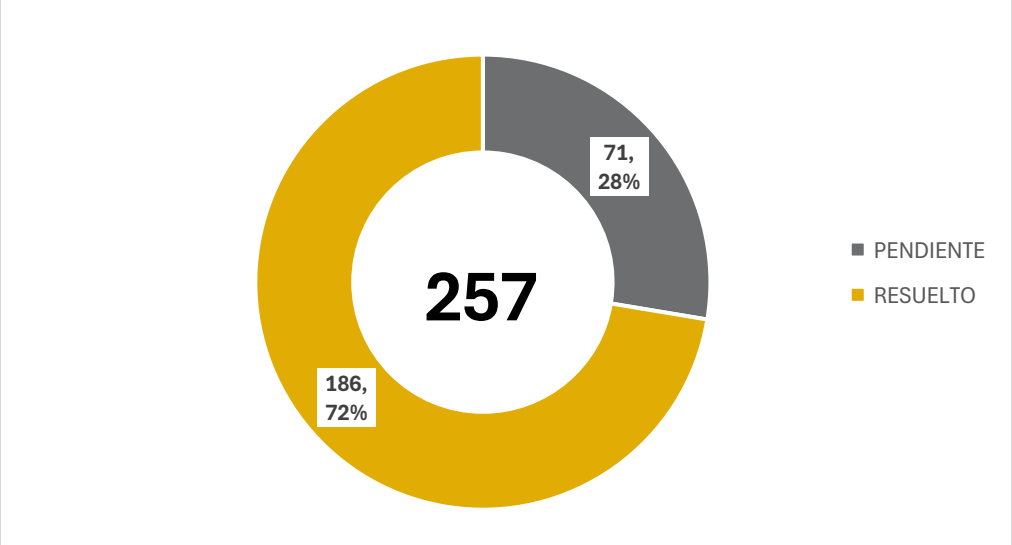


Gráfico 7. 14 Resultados de la Mesa Técnica Interinstitucional, III Trimestre 2026

CONCLUSIONES

1. Al cierre del tercer trimestre de 2026 se registró un acumulado de 348 reclamos, de los cuales 273 (78 %) fueron atendidos y 75 (22 %) permanecen pendientes. El indicador de resolución se mantuvo en 78 % respecto al segundo trimestre, en un universo que continuó incorporando nuevos reclamos.

2. Al cierre del tercer trimestre de 2026, el indicador de resolución se mantuvo en 78 %, igual que en el trimestre anterior. Este comportamiento se debe a que, si bien la CREE continuó atendiendo en primera instancia los reclamos que podían resolverse mediante su análisis, los que requerían actuaciones por parte de la ENEE fueron remitidos a las áreas correspondientes, registrándose una respuesta limitada durante el período. Esta situación, junto con el ingreso de nuevos reclamos, incidió en la acumulación de casos pendientes y, por consiguiente, en que el porcentaje de resolución se mantuviera sin cambios.

3. Los cobros excesivos se mantienen como el principal motivo de reclamo, seguidos por las fallas en el servicio eléctrico y la facturación errada o promediada, y las principales inconformidades se concentran en aspectos relacionados con la facturación y la prestación del servicio.

4. Tras el cierre de operaciones del PNRP en el trimestre anterior, se retomó la

coordinación con la UTCD para dar continuidad a las actuaciones de campo requeridas en los reclamos que anteriormente eran atendidos por dicho Programa. No obstante, al cierre del tercer trimestre, la Mesa Técnica Interinstitucional CREE–ENEE mantiene 71 reclamos pendientes, por lo que se requiere fortalecer el seguimiento con las unidades responsables para avanzar en su atención y resolución.

5. Los reclamos pendientes presentan tiempos acumulados significativos desde su ingreso, lo que evidencia la necesidad de priorizar los casos de mayor antigüedad para reducir el rezago y mejorar la oportunidad de atención.

RECOMENDACIONES

1. Priorizar el seguimiento de los reclamos pendientes, especialmente los de mayor antigüedad, a fin de reducir el rezago y mejorar los tiempos de respuesta en su atención y resolución.

2. Fortalecer el seguimiento de los compromisos y reclamos gestionados mediante la Mesa Técnica Interinstitucional CREE–ENEE, promoviendo una respuesta oportuna y una mayor coordinación entre todas las áreas involucradas de la Empresa Distribuidora, de acuerdo con las actuaciones requeridas para la atención y resolución de cada reclamo.

3. Dar seguimiento a la recurrencia de los reclamos relacionados con cobros excesivos, fallas en el servicio eléctrico y facturación errada o promediada, a fin de identificar aspectos que requieran acciones de supervisión por parte de la Comisión.

4. Dar continuidad al análisis técnico y regulatorio de los casos asociados a esquemas de submedición pendientes, gestionando la información necesaria para sustentar los pronunciamientos de la Comisión y las actuaciones regulatorias que correspondan.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Priorizar los reclamos pendientes de mayor antigüedad.	Seguimiento de reclamos.	Sistema de reclamos y mesa técnica	Continuo	En proceso
2	Seguimiento de los reclamos gestionados a través de la Mesa Técnica Interinstitucional.	Asignación de reclamos y seguimiento de respuestas	Archivo de Excel de reclamos y de minutas de reunión.	Continuo	En proceso
3	Continuar con el análisis técnico de los casos asociados a esquemas de submedición.	Análisis técnico.	Sistema de reclamos y de memorándum u oficio.	Continuo	En proceso

P12-PF05-PI08
INFORME DE INSPECCIÓN
CREE-002-2026

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



Septiembre 2026

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS

CREE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-002-2026

INTRODUCCIÓN

El 22 de junio de 2026, la CREE realizó la inspección sin previo aviso, CREE-02-2026, en las instalaciones de Roatán Electric Company (RECO), motivada por el descontento manifestado por la población ante supuestos cobros excesivos derivados de la aplicación de ajustes de facturación y la emisión de notas de débito y crédito por parte de la empresa distribuidora. Asimismo, la inspección respondió a la falta de remisión de la información requerida por la CREE mediante el Acuerdo CREE-016-2026 y a la ausencia de comunicación oportuna por parte de RECO a sus usuarios respecto de la aplicación y justificación de dichos ajustes.

OBJETIVOS

Los objetivos de la inspección en cuestión son los siguientes:

1. Verificar los ajustes de facturación efectuados por RECO como consecuencia de los actos administrativos emitidos por la CREE.
2. Fiscalizar el cumplimiento de la normativa aplicable en materia de facturación.
3. Garantizar la transparencia en los montos cobrados conforme a las tarifas autorizadas

MARCO LEGAL

A continuación, se describen algunas de las disposiciones reglamentarias relevantes asociadas al presente informe:

1.1.51 Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE)

Los artículos 3 y 8 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), entre otros aspectos, establecen que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) debe fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias que rigen la actividad del subsector eléctrico, para lo cual, 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.

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

Los artículos 8 y 9 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) establecen los principios y el procedimiento aplicables a las inspecciones que realice la CREE.

ANTECEDENTES

A continuación, se describen los antecedentes y hechos asociados al presente informe:

1.1.53 No aplicación del pliego tarifario (dic. 2025-feb. 2026) | Acuerdo CREE-150-2025

RECO no aplicó, en su facturación de diciembre de 2025, el pliego tarifario aprobado mediante el Acuerdo CREE-150-2025. La empresa argumentó que la factura de diciembre corresponde al consumo del mes de noviembre, razón por la cual consideró que la tarifa aprobada no era aún exigible. No obstante, el Acuerdo CREE-150-2025 establece que su vigencia inicia a partir de su fecha de publicación en el diario oficial “La Gaceta”, que corresponde al 1 de diciembre de 2025. En consecuencia, correspondía aplicar la tarifa vigente a la facturación emitida a partir de esa fecha.

1.1.54 Rectificación del pliego tarifario (dic. 2025-feb. 2026) | Acuerdo CREE-014-2026

Mediante el Acuerdo CREE-14-2026 se rectificó la estructura tarifaria para los períodos de facturación de diciembre de 2025, enero y febrero de 2026.

Asimismo, instruyó a RECO para que, una vez publicado el referido acto administrativo en el Diario Oficial *La Gaceta*, incorporara en su facturación las diferencias resultantes entre el pliego originalmente aprobado y la estructura tarifaria rectificada.

1.1.55 Ajuste trimestral (mar.-may.2026) | Acuerdo CREE-15-2026

El Acuerdo CREE-15-2026 aprobó el primer ajuste trimestral de la estructura tarifaria de RECO para el período marzo-mayo de 2026. Sin embargo, RECO emitió su facturación de marzo el 13 de marzo de 2026, fecha en la que el Acuerdo aún no había sido publicado en el Diario Oficial La Gaceta *(publicación efectiva: 19 de marzo de 2026)*. Este desfase implicó que la factura de marzo no reflejara la tarifa del ajuste trimestral, generando una diferencia.

1.1.56 Instrucción de ajustes en la facturación | Acuerdo CREE-16-2026

Mediante el Acuerdo CREE-016-2026, la CREE instruyó a RECO para que realizara, en su facturación, los ajustes necesarios para reflejar la diferencia generada por la falta de aplicación de la tarifa autorizada y vigente para diciembre de 2025, observando, además, lo dispuesto en el Acuerdo CREE-014-2026 respecto de las diferencias derivadas de la modificación del pliego tarifario. Asimismo, se requirió a RECO que remitiera, dentro del plazo de tres meses, contado a partir del día hábil siguiente a la notificación del Acuerdo, la documentación que acreditara el cumplimiento de los ajustes instruidos.

1.1.57 Ajuste trimestral (jun.-ago.2026) | Acuerdo CREE-37-2026

El 29 de mayo de 2026, mediante el Acuerdo CREE-37-2026, la CREE aprobó el segundo ajuste trimestral a la estructura tarifaria de RECO, aplicable al período de junio a agosto de 2026.

1.1.58 Ajustes en facturación (jun.26)

Luego, el 16 de junio de 2026, RECO emitió un comunicado público en el que señaló que se realizarían ajustes de facturación con saldos debitados o acreditados a cada uno de los usuarios, indicando que lo anterior se realizó en cumplimiento de instrucciones de la CREE.

RESULTADOS Y PRINCIPALES HALLAZGOS

El 22 de junio de 2026, el personal designado por la CREE se presentó en las instalaciones de RECO e inició la inspección, explicando a los representantes de la empresa el objeto, el alcance y las actividades previstas en la Orden de Inspección CREE-002-2026.

1.1.59 Reunión inicial y aspectos abordados

En una primera etapa se llevó a cabo una reunión con representantes de las áreas legal, comercial, contable, sistemas y operaciones de RECO. Durante la reunión se abordaron, principalmente, los aspectos siguientes:

1. La aplicación de los Acuerdos CREE-14-2026, CREE-15-2026 y CREE-16-2026, así como las diferencias tarifarias generadas durante el período comprendido entre diciembre de 2025 y mayo de 2026.
2. La metodología utilizada por RECO para determinar los montos correspondientes a los créditos y débitos aplicados a los usuarios.

3. La corrección retroactiva del cargo por alumbrado público y el fundamento considerado por RECO para efectuar dicho ajuste.
4. La forma de incorporar los ajustes mediante notas de crédito y de débito, así como las limitaciones operativas manifestadas por RECO para reflejarlos directamente en la factura.
5. Las diferencias identificadas en la facturación de la demanda correspondiente a los usuarios de media tensión.
6. La necesidad de mejorar la comunicación dirigida a los usuarios sobre el origen, el fundamento y el alcance de los ajustes efectuados.

1.1.60 Proceso de revisión de los ajustes de facturación

Posteriormente, se realizó el proceso de revisión de los valores calculados por RECO, que comprendió las actividades siguientes:

- Levantamiento de la información técnica y comercial correspondiente al período comprendido entre diciembre de 2025 y la fecha de la inspección.
- Revisión de la metodología y de los criterios utilizados para el cálculo de los ajustes de facturación.
- Verificación de una muestra de usuarios de distintas categorías tarifarias, a fin de comprobar la correcta determinación y aplicación de los créditos y débitos reflejados en su facturación.

1.1.61 Principales hallazgos

Se identificó que RECO incorporó en la facturación emitida en junio de 2026 ajustes acumulados correspondientes al período comprendido entre diciembre de 2025 y mayo de 2026, derivados de los conceptos siguientes:

1. La corrección por la falta de aplicación de la tarifa vigente en la facturación de diciembre de 2025.

2. La rectificación del pliego tarifario aplicable al período de diciembre de 2025 a febrero de 2026, conforme al Acuerdo CREE-14-2026.

3. La corrección de la diferencia tarifaria correspondiente a marzo de 2026, originada por la publicación del Acuerdo CREE-15-2026 con posterioridad a la emisión de la facturación de dicho mes.

4. La corrección retroactiva del Cargo Unitario por Alumbrado Público (CUAP) para el período de diciembre de 2025 a mayo de 2026. Esta medida fue adoptada por RECO sin instrucción expresa de la CREE, con fundamento en la facultad prevista en el artículo 68 del RSED para corregir errores de facturación dentro de un plazo máximo de seis meses. La corrección tuvo su origen en la aplicación incorrecta, por parte de RECO, de la metodología establecida en el Acuerdo CREE-151-2025.

CONCLUSIONES

En atención a los resultados del proceso de verificación, se concluye lo siguiente:

1. La aplicación efectuada por RECO excedió el alcance de los ajustes expresamente instruidos por la CREE, al incorporar correcciones adicionales relacionadas con los cargos por demanda y alumbrado público, cuya metodología y efecto por usuario requieren verificación antes de considerar válidos los montos resultantes.
2. En la muestra correspondiente a usuarios de media tensión se identificaron inconsistencias relacionadas con la demanda facturada, la aplicación del multiplicador y la estimación de la demanda cuando no fue posible obtener la lectura del equipo de medición.
3. No se cumplió con la instrucción de ajuste mediante factura al aplicar los ajustes mediante notas de crédito y de débito separadas, y no dentro de la factura de cada usuario, conforme lo exige el artículo 64, literal i), del Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución.
4. No hay claridad sobre los ajustes realizados a los usuarios, ya que se generó la percepción de que la totalidad de los conceptos ajustados había sido instruida por esta Comisión, aun cuando determinadas correcciones, como las relacionadas con los cargos por demanda y alumbrado público, este último implementado por RECO al amparo de la facultad prevista en el artículo 68 del RSED. Esta falta de diferenciación afectó la claridad y la transparencia de la información comunicada a los usuarios respecto del origen, el fundamento y el alcance de los ajustes aplicados.

RECOMENDACIONES

En atención a los resultados del proceso de verificación, se recomienda lo siguiente:

1. Instruir a RECO para que corrija previamente las inconsistencias identificadas en los usuarios de media tensión, en particular las relacionadas con la demanda, los multiplicadores y las estimaciones, y remita los resultados corregidos a la CREE antes de gestionar el cobro de los débitos correspondientes.
2. Continuar y finalizar la verificación usuario por usuario y período por período, incluyendo los ajustes tarifarios, el cargo por alumbrado público, el cargo por potencia y cualquier otro concepto incluido en la refacturación.
3. Instruir a RECO para que comunique a sus usuarios, de manera clara y oportuna, los ajustes aplicados, indicando su origen, fundamento y alcance.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Corrección de inconsistencias identificadas en los usuarios de media tensión.	Acción y documento	Base de datos remitida por RECO, con el detalle de la demanda, los multiplicadores y los cargos validados y recalculados.	Semana 27	Pendiente
2	Finalización de la verificación de los ajustes realizados por RECO a los usuarios	Acción y Documento	Informe final de verificación de los ajustes tarifarios realizado por la CREE.	Semana 27	Finalizado
3	Instruir a RECO para que comunique de manera clara y oportuna a los usuarios sobre los ajustes aplicados.	Documento	Acto administrativo de la CREE.	Semana 27	Finalizado

P12-PF05-PI09
INFORME DE FISCALIZACIÓN CREE-009-2026 A LA SOCIEDAD MERCANTIL BECOSA

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



Septiembre 2026

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS

CREE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-009-2026 A LA SOCIEDAD MERCANTIL BIJAO ELECTRIC COMPANY S.A. DE C.V. (BECOSA)

INTRODUCCIÓN

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en ejercicio de las atribuciones conferidas por el artículo 3, literal D, numerales I y II, de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), es responsable de aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias que rigen las actividades del subsector eléctrico, realizó actividades de inspección técnica a la infraestructura eléctrica asociada a la línea privada de transmisión y media tensión propiedad de la sociedad mercantil Bijao Electric Company S.A. de C.V. (BECOSA), ubicada en el municipio de Choloma, departamento de Cortés.

La inspección se realizó en el marco de la Orden de Inspección CREE-009-2026, con la finalidad de verificar el estado, la configuración y el alcance actual de la red eléctrica privada, así como identificar posibles ampliaciones o modificaciones no informadas a la CREE y determinar la existencia de nuevos usuarios conectados a dicha infraestructura.

El presente informe contiene los resultados obtenidos durante las actividades de inspección, así como la descripción de las principales condiciones identificadas en la infraestructura y en las SE de la sociedad mercantil BECOSA. Los resultados constituyen un insumo para el seguimiento de las acciones que correspondan dentro del ámbito de competencia de la CREE.

OBJETIVOS

1.1.62 Objetivo general

Fiscalizar el cumplimiento del artículo 10 del RLGIE en los expedientes del Registro Público de Empresas del Subsector Eléctrico, conforme al Producto Final 2 del Programa 12 del POA 2026.

1.1.63 Objetivos específicos

1. Verificar que el estado, la configuración y el alcance actuales de la red eléctrica privada de BECOSA coincidan con la información técnica y operativa levantada por la CREE.
2. Identificar las ampliaciones, modificaciones o nuevas instalaciones realizadas en la red privada de BECOSA.

3. Determinar si las ampliaciones o modificaciones identificadas fueron debidamente diseñadas, aprobadas, supervisadas, recibidas y notificadas conforme a la normativa aplicable.
4. Identificar a los usuarios actualmente conectados a la red privada de BECOSA.
5. Corroborar si los usuarios conectados están incluidos en el contrato de suministro de BECOSA.
6. Verificar si existen usuarios que deben estar inscritos ante la CREE como consumidores calificados o que deben cumplir otras obligaciones regulatorias.

MARCO LEGAL

A continuación, se detallan las disposiciones legales y reglamentarias relacionadas con el presente informe:

1.1.64 Ley General de la Industria Eléctrica

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; asimismo, establece:

1. En su artículo 1, literal C, los conceptos de:
   - II. Comercialización: la compra y venta de capacidad y energía eléctrica a precios libremente pactados.
   - III. Consumidor calificado: aquel cuya demanda exceda el valor que fijará la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), y que está facultado para comprar energía eléctrica y/o potencia directamente de generadores, comercializadores o distribuidores, a precios libremente pactados con ellos.
   - V. Distribución: el transporte de la energía desde la red eléctrica de alta tensión hasta las instalaciones de los consumidores finales; las redes de distribución están formadas por instalaciones de tensión inferior a sesenta mil voltios más los transformadores y equipos asociados para conectarlas a la red de transmisión.

VI. Electricidad: el bien físico subyacente en las transacciones comerciales en cualquiera de sus aspectos: energía, potencia o servicios complementarios, entendiéndose que la potencia es la razón de flujo de la energía por unidad de tiempo, la capacidad de una instalación es la potencia máxima que puede entregar, transportar, o utilizar, y los servicios complementarios son servicios esenciales para mantener la calidad del suministro que serán identificados en los Reglamentos.

VIII. Generación: la producción de electricidad mediante el aprovechamiento y transformación de la energía de diversas clases de fuentes.

X. Transmisión: el transporte de la energía a través de la red eléctrica de alta tensión; se entenderá por alta tensión aquella que es igual o superior a sesenta mil voltios; la red de transmisión liga a centrales generadoras, empresas distribuidoras y a grandes consumidores.

XIV. Sistema Interconectado Nacional: el sistema eléctrico formado por las centrales generadoras, las redes de distribución y la red nacional de transmisión que los une físicamente sin interrupción.

XV. Usuario o consumidor: la persona natural o jurídica titular de un contrato de suministro de energía eléctrica.

2. Además, este mismo artículo define el siguiente orden de aplicabilidad de las normas supletorias: Código de Comercio, Código Civil, leyes especiales y leyes generales.
3. Según el artículo 3, literal D, numeral I, de la LGIE, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) tiene la función de aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas y reglamentos que rigen el subsector eléctrico. Para ello, la CREE podrá realizar las inspecciones necesarias para verificar la veracidad de la información proporcionada por las empresas del sector o por los consumidores.
4. En sus artículos 4 y 5, se establece que las actividades reguladas por ley pueden ser realizadas por sociedades mercantiles, las cuales están obligadas a cumplir, en tiempo y forma, con las normas de calidad del servicio establecidas y con todos los requisitos derivados de otras normas legales y reglamentarias vigentes que les sean aplicables. Estas empresas del subsector eléctrico deben inscribirse en el Registro Público que lleva la CREE y notificar al regulador cada vez que se produzcan cambios en sus instalaciones o en su operación. En el caso de las empresas transmisoras y

distribuidoras, se añade el requisito de solicitar y obtener una licencia de operación para el servicio público de electricidad, emitida por la CREE.

5. En su artículo 10, los consumidores calificados que actúen como agentes del mercado deberán tener contratada una capacidad firme suficiente para cubrir el porcentaje de su demanda máxima de potencia superior a 5 MW. Ningún consumidor con demandas inferiores a esta podrá considerarse consumidor calificado.
6. En su artículo 11, se establece que la generación de energía por cualquier medio se regirá por la presente Ley y sus Reglamentos. Asimismo, se establece que las empresas generadoras podrán vender sus productos a empresas distribuidoras, consumidores calificados, otras empresas y al mercado eléctrico de oportunidad, a nivel nacional o regional.
7. En su artículo 13, que operación de toda instalación que forme parte de la red de transmisión en el territorio nacional estará sujeta a la dirección y control del Operador del Sistema. Asimismo, se establece que las obras de transmisión de interés particular podrán ser realizadas por los interesados, previo estudio del Operador del Sistema para comprobar que no afectarán negativamente la operación y previa aprobación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). Si estas obras contribuyen a incrementar la capacidad de la red para los usuarios en general, una parte de sus costos podrá recuperarse mediante tarifas, previa aprobación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).
8. En su artículo 14, se establece que las empresas distribuidoras no pueden poseer centrales generadoras, salvo en casos excepcionales que deberán ser certificados por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), pero sin que la capacidad instalada total de generación propiedad de una distribuidora exceda un cinco por ciento de su demanda máxima de potencia. Por otro lado, establece que los solicitantes de servicio eléctrico deben cumplir los requisitos que establezcan los reglamentos respectivos, que el reglamento definirá los límites de la zona de operación de la distribuidora y las modalidades para su ampliación, asimismo, que las distribuidoras gozarán de exclusividad dentro de su zona de operación.
9. En su artículo 15, las instalaciones de distribución estarán sujetas a las normativas de construcción y de operación emitidas por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), que definirán sus características técnicas y de seguridad. Respetando dichas normas, las empresas distribuidoras podrán construir sus

instalaciones en las calles, aceras y otros espacios públicos. Asimismo, establece que, en el caso de conexiones que requieran extensiones de línea o incrementos de capacidad, así como en otros casos de construcción de nuevas obras, incluidas las de electrificación rural, la empresa distribuidora puede demandar a los beneficiarios una contribución, la cual será reembolsable conforme a las modalidades que determine el reglamento. Por otro lado, se establece que cuando se construyan nuevas urbanizaciones o se electrifiquen grupos de viviendas ya existentes dentro de la zona de operación de la distribuidora, esta última podrá solicitar a los interesados que construyan, total o parcialmente, la red de distribución, pudiendo requerir los circuitos primarios, los transformadores, la red secundaria y el alumbrado público. En tal caso, el proyecto deberá ser aprobado previamente por la empresa distribuidora, fijándose en esa ocasión el valor de las instalaciones a efectos de su reembolso a los interesados, de acuerdo con lo establecido en el literal E de este artículo 15. Por último, establece que la empresa distribuidora supervisará la construcción y, al concluir los trabajos, recibirá las nuevas instalaciones, que pasarán a ser de su propiedad. Además, las inversiones realizadas en instalaciones de distribución que no hayan sido pagadas por la distribuidora no podrán trasladarse a las tarifas.

10. En su artículo 17, se establece que los transmisores y los distribuidores estarán obligados a permitir la conexión a sus redes de cualquier empresa del subsector eléctrico o de cualquier consumidor que la solicite. Asimismo, los transmisores y distribuidores estarán obligados a permitir el uso remunerado de sus instalaciones por parte de otras empresas del subsector eléctrico, incluyendo generadores, otros transmisores o distribuidores, comercializadores y consumidores calificados. Por último, el régimen de precios por el uso de la red de transmisión y de distribución será establecido en el Reglamento, tomando como referencia el régimen previsto en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional para la Red de Transmisión Regional.
11. En su artículo 26, las disposiciones generales referentes a las infracciones a la Ley y a los reglamentos, así como las sanciones aplicables.
12. En su artículo 28, se establece que los contratos de compra de capacidad de energía que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) tenga con empresas generadoras privadas a la entrada en vigencia de la presente reforma continuarán hasta el vencimiento de su plazo.

1.1.65 Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica

El Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) tiene por objeto desarrollar las disposiciones de la LGIE.

Esta normativa define la zona de operación como la zona geográfica en la que la empresa distribuidora goza de exclusividad para brindar el servicio de distribución y para la cual la CREE le ha otorgado una licencia de operación de distribución, bajo las condiciones establecidas en la LGIE y su reglamentación. El RLGIE establece un límite de 200 metros para la zona de operación de cada Empresa Distribuidora, respecto de cualquier elemento de la red de distribución de su propiedad, señalado en la licencia de operación otorgada por la CREE. Además, en su artículo 34 se define que las modalidades para la ampliación de la zona de operación pueden ser las siguientes:

1. Por la extensión de las redes de distribución, producto de la ejecución del plan de inversiones aprobado por la CREE.
2. La CREE otorga a otra empresa distribuidora interesada parte de la zona de operación de una Empresa Distribuidora por incumplimiento, por parte de esta última, de su obligación de atender a nuevos usuarios. La Empresa Distribuidora interesada en parte de la zona de operación debe demostrar a la CREE, mediante planes concretos de inversión y de cobertura, que puede atender a los nuevos usuarios.
3. Si existiera una zona geográfica no otorgada, esta podría ser solicitada a la CREE por cualquier interesado, para lo cual deberá solicitar la licencia de operación correspondiente.
4. Cuando para una zona geográfica no otorgada en concesión, hubiese más de un interesado, la CREE realizará un concurso público para elegir a una empresa distribuidora a la que se le otorgará dicha zona. Para este concurso, las empresas distribuidoras interesadas presentarán sus planes de inversión y de cobertura concretos, así como los plazos para la electrificación de la zona. La CREE evaluará los planes presentados y elegirá la mejor opción, teniendo en cuenta la inversión, la cobertura y el menor tiempo de electrificación.

1.1.66 Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Eléctrico Nacional

El Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Eléctrico Nacional (ROM) tiene por objeto establecer las normas y procedimientos para la operación del Sistema Interconectado Nacional de Honduras (SIN) y la administración del Mercado Eléctrico Nacional de Honduras (MEN), incluyendo su relación con los sistemas eléctricos de los países vecinos, así como con el Sistema Eléctrico Regional y el Mercado Eléctrico Regional centroamericano. Asimismo, este Reglamento desarrolla la Ley y su Reglamento en lo relativo a las funciones y responsabilidades del CND, así como las obligaciones y derechos de los agentes del MEN.

El ROM define a los agentes del MEN y sus atribuciones en función de su actividad: aquellos que producen electricidad para su venta en el MEN se denominan agentes productores; los que compran electricidad en el MEN para su consumo propio o el de sus clientes o usuarios serán agentes compradores.

A su vez, el ROM define los requisitos y el procedimiento que los agentes deben cumplir para recibir su autorización para realizar transacciones en el MEN, según se describe a continuación:

1. Ficha de inscripción en el Registro Público de Empresas del Sector Eléctrico, en el caso de las empresas generadoras y distribuidoras, y, de estar inscrito en el Registro de Consumidores Calificados, en el caso de los consumidores calificados, ambos registros gestionados por la CREE.
2. Solicitud de autorización para realizar transacciones en el MEN en el formato que establezca el CND.
3. Documentación general debidamente autenticada y datos de contacto.
4. Copia del contrato de conexión con una empresa transmisora o distribuidora, según corresponda.
5. Un acuerdo de contrato de compraventa de potencia firme para cubrir su Requerimiento de Potencia Firme, en el caso de los agentes compradores.
6. Cualquier otra información técnica, comercial y operativa necesaria, de acuerdo con lo establecido en las Normas Técnicas.

Por otro lado, el ROM define obligaciones y derechos de los agentes del MEN, de los cuales cabe resaltar los siguientes:

1. Participar en la compraventa de energía o potencia a precios libremente pactados con otros Agentes del MEN, en condiciones no discriminatorias, tanto en el MEN como en el MER.
2. Los agentes productores tendrán derecho a recibir una retribución por la energía producida como resultado del Despacho Económico realizado por el operador del sistema y de los contratos suscritos conforme a las normas de mercado establecidas. Asimismo, podrán recibir una retribución por la potencia firme y, en su caso, por los Servicios Complementarios remunerables.
3. Impugnar las decisiones del operador del sistema ante la CREE.
4. Libre acceso a las redes de transmisión y distribución en condiciones no discriminatorias y transparentes, siempre que exista capacidad suficiente en la red para ello y se cumplan las obligaciones impuestas por la Ley y sus Reglamentos.
5. Cumplir las normas y los procedimientos establecidos en la legislación vigente y en el presente Reglamento.
6. Registrarse ante la CREE como agente del MEN y obtener la autorización del CND para realizar transacciones en el MEN.
7. Cumplir las instrucciones que dicte el CND, salvo en casos de fuerza mayor que impliquen un riesgo para la seguridad de las instalaciones o de las personas, las cuales podrán ser verificados por el CND.
8. Suministrar la información que el CND les solicite para el ejercicio de sus funciones, dentro de los plazos y por los medios que este requiera.
9. Los agentes productores estarán obligados a poner a las órdenes del CND toda la capacidad disponible de sus centrales. Esta obligación incluye la potestad del CND de presentar ofertas de oportunidad en el MER para minimizar el costo de satisfacer la demanda eléctrica nacional.
10. Los agentes compradores deberán cumplir con sus obligaciones de contratación de potencia firme para garantizar la seguridad del suministro eléctrico nacional.
11. Disponer de los sistemas de medición y de comunicación con el CND necesarios para liquidar las transacciones comerciales y operar el sistema.

Además, el artículo 103 del reglamento en cuestión establece que el CND liquidará mensualmente a los agentes compradores los cargos por uso de redes, los cargos de operación del sistema, los cargos por servicios complementarios, la tasa de regulación de la CREE a los consumidores calificados y los cargos del MER. El CND, a su vez, liquidará mensualmente los sobrecostos de generación forzada conforme a lo establecido en el artículo 62 de este Reglamento.

ANTECEDENTES

La relación contractual entre la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y Bijao Electric Company, S. A. (BECOSA) quedó documentada mediante el Contrato n.º 27-2014, publicado en el diario oficial La Gaceta n.º 33,423, del 10 de mayo de 2014. Este instrumento constituyó el antecedente contractual del suministro de energía y potencia, así como de la identificación del grupo industrial asociado a BECOSA. Su Anexo 6 incluyó a Cementos del Norte, S. A. (CENOSA), Grupo Gildan Textiles, DEMAHSA, INHDELVA–KATIAN GROUP, Molino Harinero Sula, S. A., Grupo Maalouf y Grupo Continental.

De acuerdo con los antecedentes consignados en el informe de inspección de 2023, la ENEE comunicó a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) información sobre las ventas directas de energía de BECOSA a usuarios de la zona norte y sobre su situación como consumidores calificados. Estas comunicaciones motivaron actuaciones de fiscalización relativas a las condiciones técnicas y comerciales del suministro, a la identificación de los usuarios atendidos y al cumplimiento de las obligaciones de registro ante la Comisión.

En ese contexto, la CREE realizó una inspección a BECOSA del 7 al 10 de noviembre de 2023, al amparo de la Orden de Inspección CREE-023-2023. Las actividades comprendieron entrevistas con representantes de la empresa, revisión de información comercial y registral, recorrido por la central generadora y verificación de equipos de generación, control, medición e interconexión. Asimismo, se efectuó un levantamiento de la red privada y de los puntos de suministro a los usuarios, con el acompañamiento de personal de BECOSA.

El informe correspondiente documentó una configuración de generación integrada por tres unidades de 35 MW, lo que equivale a una capacidad nominal total de 105 MW. También identificó instalaciones de suministro en los niveles de 138 kV y 34,5 kV, incluidas las conexiones hacia CENOSA y GILDAN, así como los suministros a ALUTECH, ODESSA y

Metales y Aleaciones. Este levantamiento constituyó la referencia técnica para la comparación posterior del alcance de la red, de sus instalaciones y de los usuarios atendidos.

Desde el ámbito regulatorio, la inspección de 2023 examinó la situación registral de BECOSA y de los usuarios identificados, así como los antecedentes de las instalaciones utilizadas para el suministro. En relación con estos últimos, el informe consignó que la ENEE, mediante el oficio GD-622-11-2023, emitido en respuesta al oficio CREE-317-2023, informó que no contó con información sobre la recepción del proyecto de distribución consultado. Este antecedente dejó documentada una limitación en la información disponible sobre la recepción de dichas instalaciones, sin acreditar, por sí solo, la ausencia de todas las autorizaciones vinculadas a su construcción y operación.

Posteriormente, mediante el oficio 002-CO-BE-2024, del 15 de mayo de 2024, BECOSA solicitó a los representantes de la ENEE en el Comité Operativo del Contrato n.º 27-2014 la aprobación de una actualización del Anexo 6. La solicitud propuso incorporar a Grupo Alutech, Grupo Invema, Minerales y Triturados ODESSA, Grupo Argos y Ultracem. Esta gestión documentó una solicitud de ampliación del listado contractual del grupo industrial; su presentación no implicó la aprobación de las incorporaciones solicitadas.

La ENEE trasladó la consulta a la CREE mediante el oficio GD-559-11-2024, remitido el 29 de noviembre de 2024. En respuesta, la Comisión emitió el oficio CREE-027-2025, del 14 de enero de 2025, dirigido a la Gerencia de Distribución de la ENEE. En esa comunicación, la CREE recomendó solicitar a BECOSA la documentación legal que acreditara la pertenencia de las empresas propuestas al mismo grupo industrial y someterla al análisis de las dependencias jurídicas de la ENEE. Asimismo, solicitó la remisión de los análisis y dictámenes correspondientes para su seguimiento. El pronunciamiento se centró en la acreditación jurídica de esa vinculación y no otorgó una aprobación expresa para la actualización del Anexo 6.

En 2026, la CREE incorporó una nueva actuación de fiscalización mediante el Plan de Trabajo. Dicho instrumento invocó las atribuciones previstas en el artículo 3, literal D, numerales I y II, de la Ley General de la Industria Eléctrica y vinculó la revisión registral con el artículo 10 de su Reglamento. El alcance definido comprendió la comparación de la configuración de la red con los antecedentes disponibles; la identificación de ampliaciones, modificaciones y nuevas instalaciones; y la revisión de su respaldo técnico y administrativo.

También incluyó la identificación de los usuarios conectados, su relación con el contrato de suministro y su situación respecto de las obligaciones regulatorias aplicables.

Mediante la Orden de Inspección OI-CREE-009-2026, emitida el 3 de septiembre de 2026, la Comisión dispuso la inspección, que se desarrolló del 8 al 11 de septiembre de 2026, en las instalaciones de BECOSA, en Choloma, Cortés. Las actuaciones abarcaron la revisión de la información registral, contractual y operativa; la configuración de las instalaciones de generación, subestaciones y redes de alta y media tensión; y la identificación de puntos de conexión, medición y suministro.

El Acta de Inspección OI-CREE-009-2026 dejó constancia de las actividades realizadas, de la documentación entregada y de las manifestaciones de los representantes de BECOSA. Entre los antecedentes recabados se incluyeron contratos de suministro, información de facturación y documentación técnica de la infraestructura eléctrica. El acta distinguió las declaraciones de la empresa de los hechos constatados por la CREE y precisó que su incorporación no implicó su verificación ni su validación. En conjunto, estos antecedentes conformaron el soporte documental y técnico para la evaluación de la red privada de BECOSA, de sus modificaciones y de las condiciones de suministro a los usuarios identificados.

PROCEDIMIENTO

Se planificó una inspección en las instalaciones de la empresa para obtener información sobre los procedimientos operativos de la central generadora BECOSA, los procesos técnicos para la inyección de energía al SIN, la distribución o el transporte de la energía destinada a usuarios o clientes, así como la verificación de la información presentada en el registro público administrado por esta Comisión. Mediante la orden de inspección CREE-009-2026 se planificó la verificación, que tuvo una duración de cuatro (4) días. A continuación, se detalla el plan de trabajo para los días contemplados.

Actividad 1

El día 08 de septiembre de 2026 se procedió a realizar la presentación del equipo de la CREE, así como a conocer al personal de BECOSA para luego realizar la lectura de la orden de inspección a los presentes y dar apertura al proceso de fiscalización, iniciando con una entrevista con el personal encargado de la planta para conocer el avance del proceso comercial y verificar la información presentada en el proceso de registro público de las

empresas generadoras que lleva la Comisión así como la actualización de la red eléctrica de alta y media tensión y nuevos usuarios conectados a ella.

Actividad 2

Los días 09 y 10 de septiembre de 2026 se procedió a verificar a los usuarios con los que BECOSA mantiene contratos de venta de energía. Para ello se realizó un levantamiento de la red de distribución de los usuarios, así como el reconocimiento de la ubicación de cada una de las empresas mencionadas. Esta actividad se realizó con el acompañamiento del personal de la Generadora BECOSA.

Actividad 3

El 11 de septiembre de 2026 se inició la verificación de la información proporcionada por los empleados de la empresa durante la entrevista. Se solicitó a los usuarios información sobre los puntos de medición, los contratos y las facturas. Una vez acordada la información por ambas partes, se procedió a la lectura del acta de inspección para dar por finalizada la actividad de fiscalización.

RESULTADOS

Los resultados de la inspección se presentan en función de la correspondencia entre la configuración y el alcance actuales de la red eléctrica privada de BECOSA, sus antecedentes técnicos y registrales, los usuarios abastecidos y el respaldo contractual del suministro. El análisis comprende la identificación de ampliaciones, modificaciones y cambios en los puntos de conexión, así como la evaluación de la documentación que acredita el cumplimiento de los procedimientos y de las obligaciones regulatorias aplicables. Para cada aspecto se distinguen los hechos constatados por la CREE, la información documental examinada, las manifestaciones de la empresa y los elementos pendientes de verificación, con el propósito de sustentar las conclusiones y las acciones de seguimiento.

1.1.67 Estado, la configuración y el alcance de la red eléctrica

La inspección realizada del 8 al 11 de septiembre de 2026 comprendió la revisión de la configuración de la red eléctrica de BECOSA, así como de sus instalaciones de generación, subestaciones, líneas y puntos de suministro. La evaluación tomó como referencia el levantamiento efectuado por la CREE en noviembre de 2023, la información técnica suministrada por la empresa y las verificaciones realizadas durante el recorrido de campo.

En el sistema de generación, la información examinada identificó tres unidades térmicas de 35 MW cada una, lo que equivale a una capacidad nominal conjunta de 105 MW. Esta configuración ya quedó documentada en la inspección de 2023, por lo que su identificación en 2026 no constituyó, por sí misma, una ampliación respecto de aquel levantamiento. Asimismo, el unifilar incorporó la conexión de la generación fotovoltaica mediante un transformador de 46/50 MVA con una relación de transformación de 138/34,5 kV. La representación de esta instalación se consideró información sobre la configuración eléctrica y no acreditó, por sí sola, su puesta en servicio.

La configuración de la subestación comprendió las barras de 138 kV B575 y B576, interconectadas mediante la línea L537. La barra B575 agrupó las conexiones de las unidades TG-1 y TG-2 y la salida L565 hacia CENOSA, mientras que la barra B576 agrupó la unidad TG-3 y la salida L536 hacia Río Nance–GILDAN. Esta disposición permitió identificar la relación entre las unidades generadoras, las salidas de transmisión y los puntos de interconexión de la red privada, como se muestra en la Imagen 9-1**.**

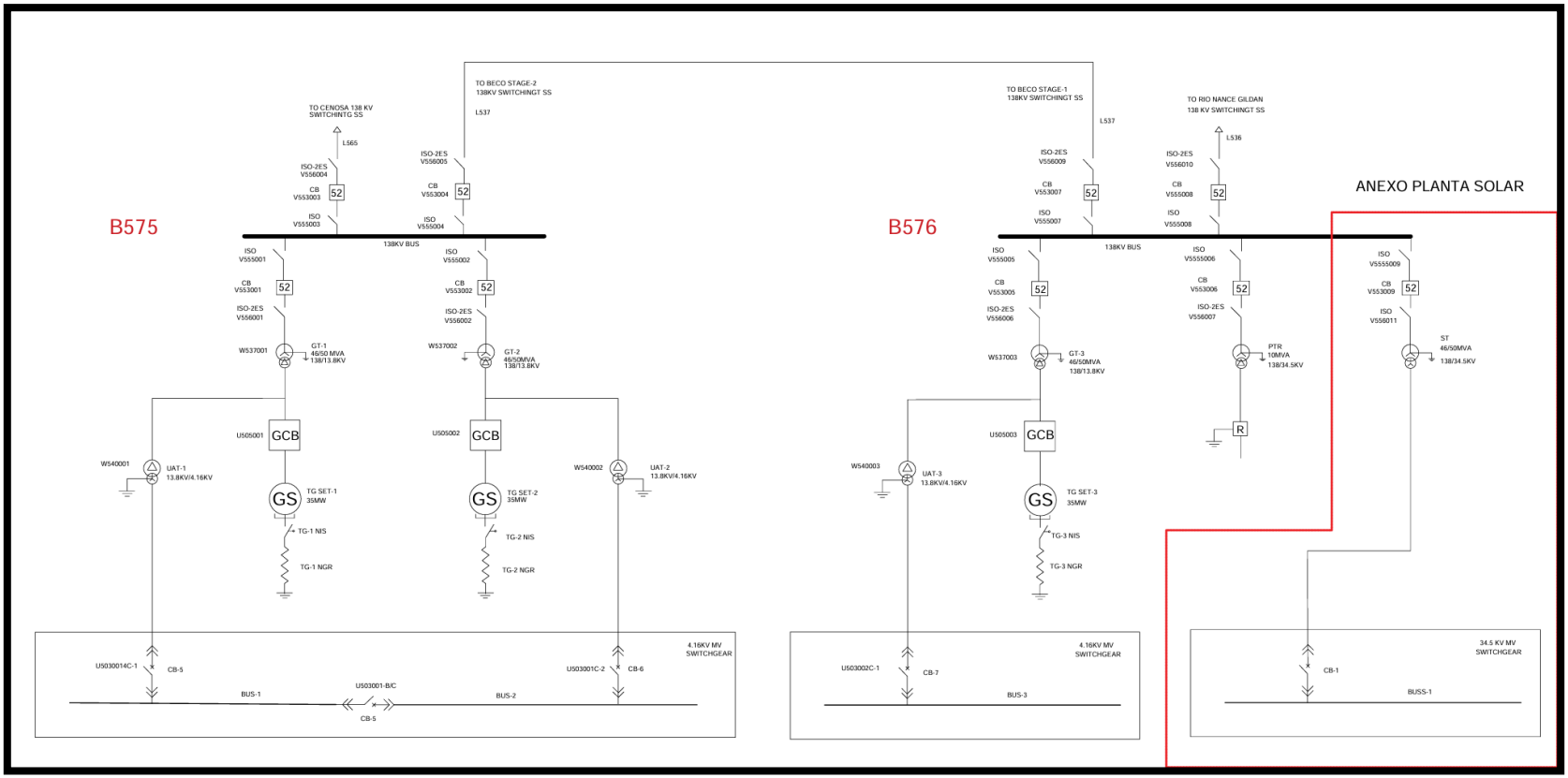


Imagen 9-1 diagrama unifilar con el anexo solar de BECOSA.

En la red privada de transmisión se identificaron las líneas BECO–CENOSA y BECO–GILDAN, ambas de 138 kV. La línea BECO–CENOSA comprendió 15 posiciones de estructuras, identificadas de P-0 a P-14, con postes de concreto de 24 y 27 metros y configuraciones que incluyeron estructuras tipo H. La línea BECO–GILDAN comprendió 46 posiciones de poste, identificadas como A, B, C y del 3 al 45, con predominio de postes de 27 metros y de estructuras de 30 y 42 metros en sectores específicos. Para esta última se registró una longitud acumulada de 4.293 metros entre las posiciones A y 45, sin incluir los tramos terminales hacia los pórticos.

La revisión de la red privada de distribución de 34,5 kV incluyó sus recorridos, derivaciones y puntos de suministro. La comparación con el levantamiento de 2023 identificó diferencias en el alcance de la infraestructura y en los usuarios atendidos, entre ellas las nuevas redes construidas para DURACEM e INHDELVA y la derivación asociada al suministro a TRAESA.

Desde la perspectiva regulatoria, estas diferencias evidenciaron que el levantamiento de 2023 no describió íntegramente la configuración observada en 2026. La verificación física de las instalaciones se diferenció de la acreditación de su propiedad, de las responsabilidades de operación y mantenimiento y de su respaldo contractual y administrativo. Ver Imagen 9-2.

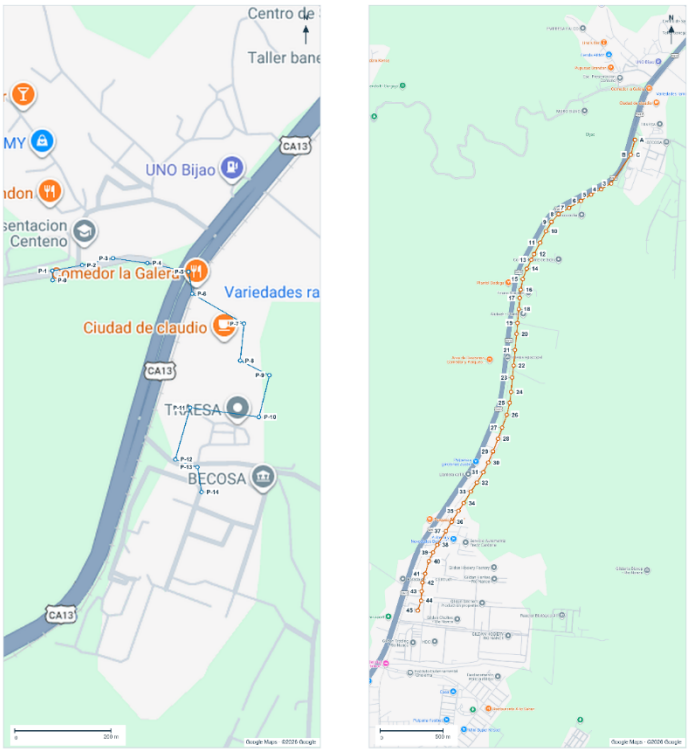


Imagen 9-2 a) Red de BECO hacia CENOSA y b) Red de BECO hacia GILDAN.

La comparación entre el levantamiento de 2023 y las verificaciones de 2026 permitió identificar cambios en el alcance de la red privada y en los suministros asociados a ella. Entre las diferencias se identificaron DURACEM, INHDELVA y TRAESA, cuyos suministros no fueron incorporados al levantamiento de campo de 2023.

En los casos de DURACEM e INHDELVA, se constató la construcción de una nueva red para atender sus suministros. Estas instalaciones representaron una ampliación física de la infraestructura incluida en el levantamiento anterior y ampliaron el alcance de los circuitos privados de distribución. Su identificación se incorporó a la evaluación de las modificaciones de la red y de su respaldo técnico, contractual y administrativo.

En relación con TRAESA, el apartado VIII del Acta de Inspección OI-CREE-009-2026 registró la constatación de una derivación de media tensión ubicada en las coordenadas 15.70475, −87.92716. Según lo manifestado por el personal de BECOSA, la instalación abasteció anteriormente unas bodegas de la empresa y, desde 2018, suministra energía a TRAESA. La existencia de la derivación constituyó el hecho observado por la CREE; el uso anterior y la fecha de inicio del suministro fueron declarados por la empresa.

Este caso se diferenció de las nuevas redes identificadas para DURACEM e INHDELVA, ya que la información recabada describió un cambio en el usuario abastecido mediante una derivación existente. La revisión también registró la manifestación de BECOSA sobre la ausencia de un contrato escrito con TRAESA y de la entrega de la facturación correspondiente a dicho suministro.

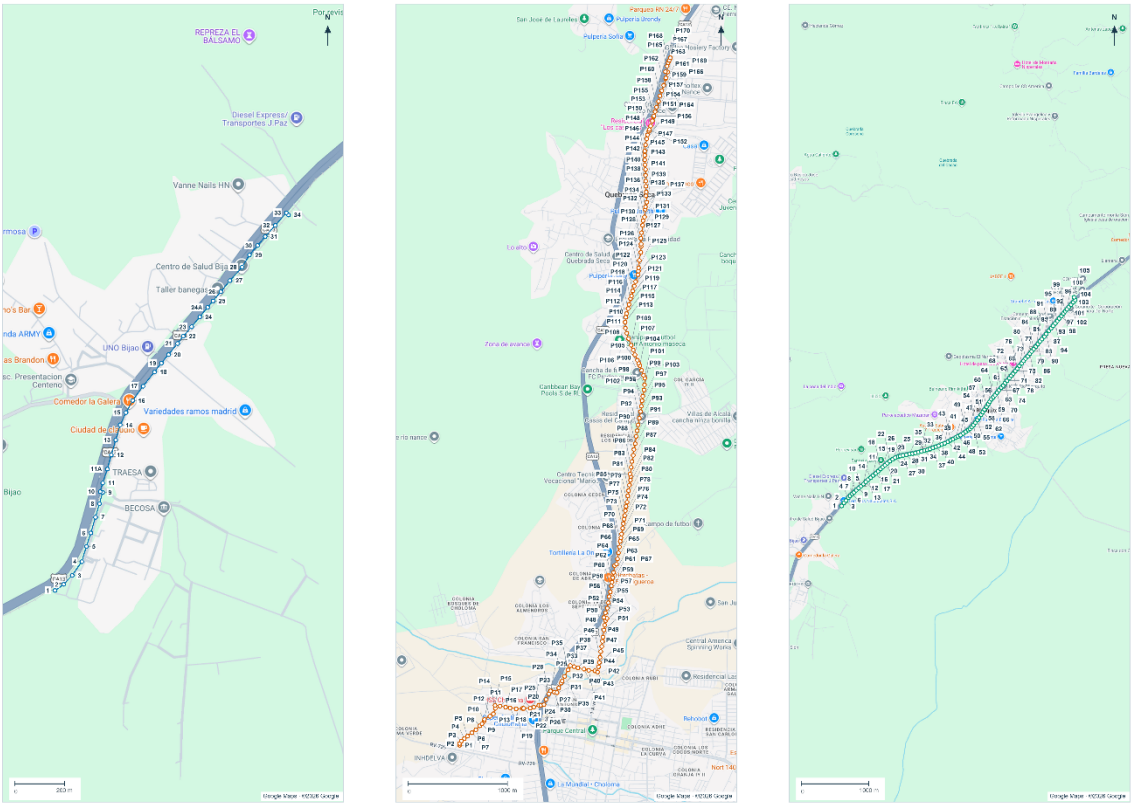


Imagen 9-3 Red de BECO hacia PEGADURO, de GILDAN hacia INHDELVA y de PEGADURO hacia DURACEM

1.1.68 Ampliaciones, modificaciones y nuevos usuarios

La identificación de usuarios se efectuó mediante la comparación entre el levantamiento de 2023, los recorridos de 2026 y la documentación comercial entregada por BECOSA. Se distinguieron los puntos de conexión física, las denominaciones utilizadas durante la inspección y las sociedades consignadas en los contratos y en las facturas.

En el nivel de 138 kV, se identificaron los suministros a CENOSA y GILDAN, asociados a las líneas BECO–CENOSA y BECO–GILDAN, respectivamente. En el nivel de 34,5 kV, el acta registró la entrega de documentación comercial relacionada con Metales y Aleaciones,

ALUTECH, ODESSA, ICC e INHDELVA. Adicionalmente, la evaluación incorporó la nueva red identificada hacia DURACEM y la derivación vinculada a TRAESA.

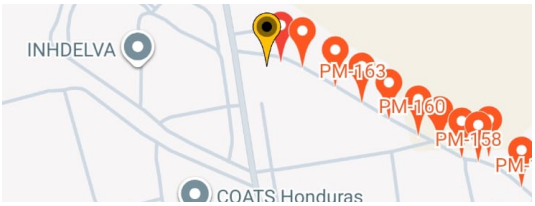




Imagen 9-4 Punto de conexión y medidor principal de la sociedad mercantil INHDELVA

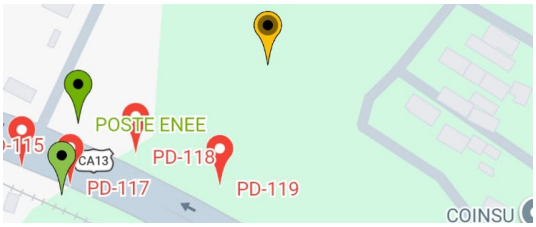




Imagen 9-5 Punto de conexión y medidor principal de la sociedad mercantil DURACEM

El registro gráfico incorporó la ubicación de los puntos de conexión y de los equipos de medición asociados a los suministros de DURACEM e INHDELVA. Estas imágenes complementaron la descripción de las instalaciones identificadas durante la inspección.

La conexión física acreditó la vinculación de las instalaciones con la red privada, mientras que la existencia y las condiciones de la relación comercial se examinaron a partir de los antecedentes contractuales y de facturación. Esta distinción evitó atribuir automáticamente la condición de cliente contractual a toda instalación conectada.

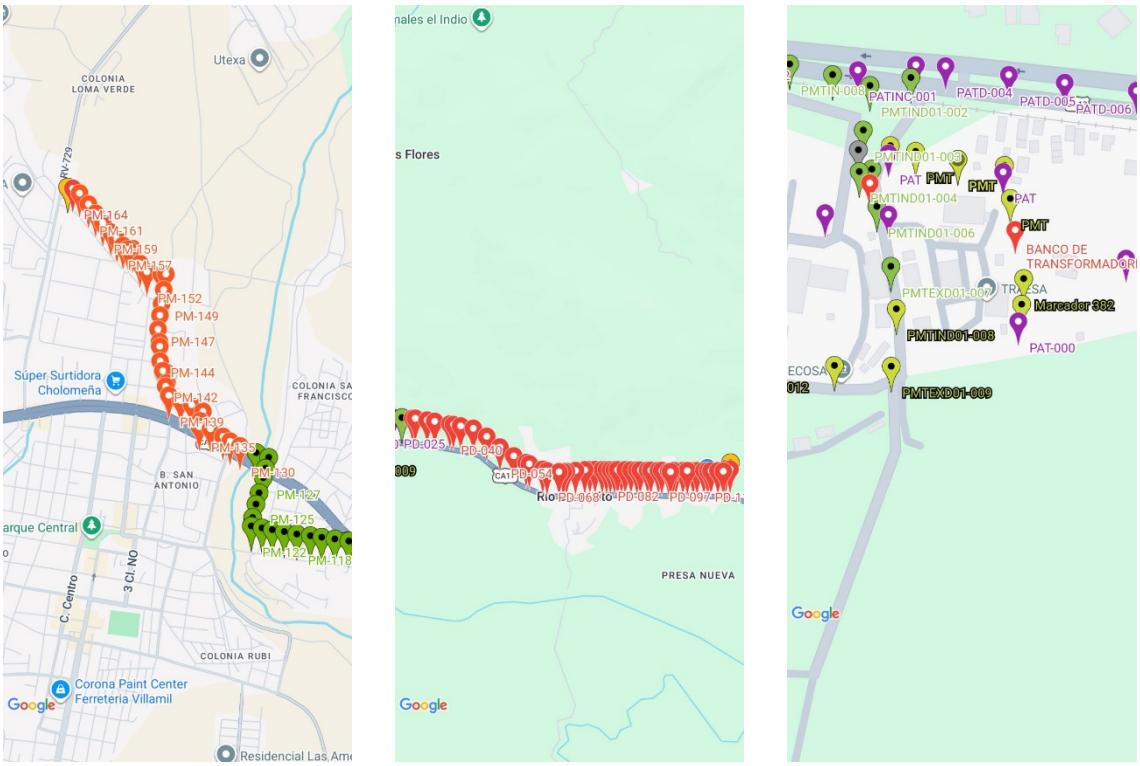


Imagen 9-6 a) Red hacia INHDELVA, b) Red hacia DURACEM, c) Derivación hacia TRAESA

1.1.69 Red eléctrica

BECOSA manifestó durante la inspección que había construido las líneas y obtenido los permisos correspondientes. Esta declaración debe contrastarse con los documentos entregados; el acta no constituye una aprobación técnica de las instalaciones.

El artículo 10, literal B, del RLGIE establece la obligación de notificar los cambios en la documentación, las instalaciones y la operación dentro de los veinte días hábiles siguientes a que surtan efecto. Para evaluar cada caso deben cotejarse la fecha del cambio, la notificación y la norma aplicable en ese momento.

La revisión deberá evitar aplicar automáticamente el mismo procedimiento a todas las obras. En particular, corresponde diferenciar las instalaciones privadas, las obras destinadas a su incorporación a una red de terceros y las modificaciones que afecten la interconexión con el SIN.

1.1.70 Usuarios conectados a la red de alta y media tensión

La revisión contractual tomó como referencia el Contrato n.º 27-2014 y su Anexo 6, así como las comunicaciones posteriores relativas a la ampliación del grupo industrial. El listado inicial incluyó a CENOSA, Grupo Gildan Textiles, DEMAHSA, INHDELVA–KATIAN GROUP, Molino Harinero Sula, Grupo Maalouf y Grupo Continental.

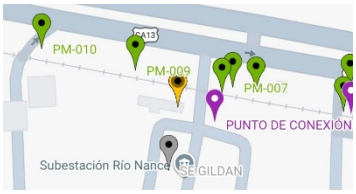




Imagen 9-7 Punto de conexión y medidor principal de la sociedad mercantil GILDAN

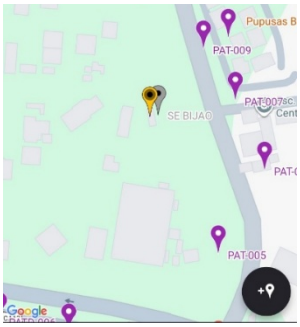




Imagen 9-8 Punto de conexión y medidor principal de la sociedad mercantil CENOSA

El registro fotográfico documentó los equipos de medición principal y de respaldo asociados a los suministros de CENOSA y GILDAN. Las vistas geográficas complementaron la identificación de sus puntos de conexión con la red privada de 138 kV.





Imagen 9-7 Punto de conexión y medidor principal de la sociedad mercantil ALUTECH





Imagen 9-10 Punto de conexión y medidor principal de la sociedad mercantil MOLDEN

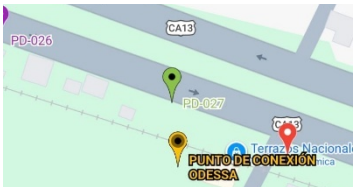




Imagen 9-11 Punto de conexión y medidor principal de la sociedad mercantil ODESSA

Para los suministros de ALUTECH, Metales y Aleaciones y ODESSA, el registro gráfico incorporó la ubicación de los puntos de conexión y de los equipos de medición identificados. En ALUTECH y en Metales y Aleaciones también se documentaron las estructuras y las conexiones eléctricas correspondientes.

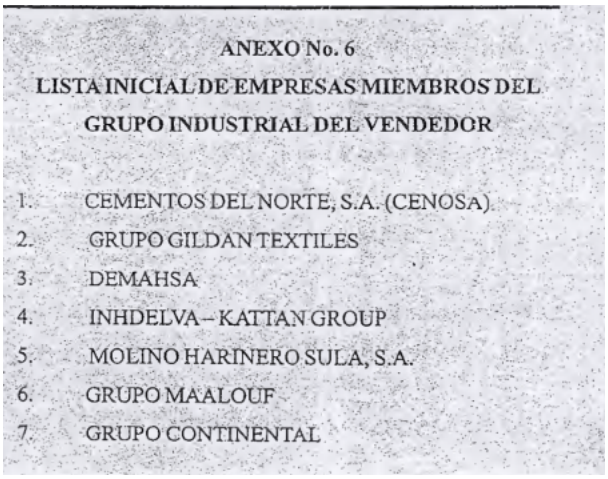
La inclusión de INHDELVA en ese antecedente contractual se diferenció de su identificación física realizada durante el levantamiento de la red. Su mención en el Anexo 6 no acreditó la fecha de construcción de las instalaciones observadas en 2026 ni su incorporación al recorrido documentado en 2023.

Mediante el oficio 002-CO-BE-2024, del 15 de mayo de 2024, BECOSA solicitó actualizar el Anexo 6 para incorporar a Grupo Alutech, Grupo Invema, Minerales y Triturados ODESSA, Grupo Argos y Ultracem. El documento acreditó la presentación de la solicitud, pero no constituyó la aprobación de la ampliación contractual.

Posteriormente, mediante el oficio CREE-027-2025, del 14 de enero de 2025, la Comisión recomendó a la ENEE que recabara la documentación legal que acreditara la pertenencia de las empresas propuestas al mismo grupo industrial y que la sometiera al análisis de sus

dependencias jurídicas. Asimismo, solicitó la remisión de los análisis y dictámenes correspondientes. Este pronunciamiento no aprobó expresamente las incorporaciones solicitadas.

En la documentación examinada no se identificó un acto expreso de aprobación que permitiera considerar incorporadas al Anexo 6 todas las empresas propuestas. Tampoco se acreditó, únicamente por similitud comercial o por pertenencia declarada a un grupo, la correspondencia entre todas las denominaciones de los usuarios observados y las entidades incluidas en el contrato. Por ello, se distinguieron los usuarios expresamente enumerados, las empresas cuya incorporación fue solicitada y los suministros cuya cobertura contractual no quedó acreditada mediante los documentos revisados.



ANEXO No. 6
LISTA INICIAL DE EMPRESAS MIEMBROS DEL GRUPO INDUSTRIAL DEL VENDEDOR

1. CEMENTOS DEL NORTE, S.A. (CENOSA)
2. GRUPO GILDAN TEXTILES
3. DEMAHSA
4. INHDELVA – KATTAN GROUP
5. MOLINO HARINERO SULA, S.A.
6. GRUPO MAALOUF
7. GRUPO CONTINENTAL

Imagen 9-6 del Anexo 6 del contrato de BECOSA.

1.1.71 Usuarios conectados y contrato de BECOSA

La revisión regulatoria examinó por separado la conexión física, la relación contractual con BECOSA y la acreditación de la condición de consumidor calificado. La inclusión de una empresa en el Anexo 6 no se utilizó como sustituto de una constancia de inscripción ante la CREE, ni la entrega de facturas acreditó, por sí sola, dicha condición regulatoria.

Como antecedente, el informe de 2023 consignó la inscripción de GILDAN como consumidor calificado mediante el registro CC-013-2022, del 6 de mayo de 2022, y describió la situación del trámite de CENOSA vigente en esa oportunidad. Estos datos se consideraron antecedentes históricos y no se trasladaron automáticamente a la situación registral de todos los usuarios en 2026.

En relación con las empresas propuestas para ampliar el Anexo 6, el oficio CREE-027-2025 documentó la necesidad de sustentar jurídicamente su pertenencia al grupo industrial. La documentación examinada no permitió acreditar esa vinculación para todas las denominaciones identificadas durante la inspección.

Para TRAESA, el acta dejó constancia de la derivación observada y de las declaraciones de BECOSA sobre el suministro y la ausencia de un contrato por escrito. Estos elementos se incorporaron al análisis comercial y regulatorio, pero no acreditaron una inscripción como consumidor calificado ni una habilitación específica para el suministro.

La evaluación no permitió acreditar de manera integral la condición regulatoria de todos los usuarios identificados. Esta limitación se diferenció de una declaración general de incumplimiento: la información disponible no sustentó que todos los usuarios estuvieran sujetos a la misma obligación de inscripción ni que la mera conexión a la red privada demostrara una infracción. El resultado quedó circunscrito a las condiciones documentadas para cada suministro y a las diferencias entre la información contractual, comercial y registral examinada.

CONCLUSIONES

1. Estado, configuración y alcance de la red privada.

La inspección identificó una red eléctrica privada integrada por instalaciones de transmisión de 138 kV y de distribución de 34,5 kV, mediante las cuales BECOSA suministró energía a distintos usuarios industriales. La comparación con el levantamiento de 2023 evidenció diferencias en el alcance de la infraestructura y en los suministros identificados, por lo que dicho levantamiento no representó íntegramente la configuración observada en 2026. La documentación técnica permitió describir las conexiones principales, pero no acreditó por sí sola el estado operativo de todos los equipos, la puesta en servicio de la conexión fotovoltaica ni la delimitación de las responsabilidades de propiedad, operación y mantenimiento de cada instalación.

2. Ampliaciones, modificaciones y nuevas instalaciones.

Se constató la construcción de nuevas redes destinadas al suministro de DURACEM e INHDELVA, que representaron ampliaciones respecto de la infraestructura incluida en el levantamiento de 2023. Asimismo, se verificó una derivación asociada al suministro a

TRAESA, ubicada en las coordenadas 15.70475, −87.92716. En este último caso, el uso previo de la instalación y el suministro desde 2018 se debieron a las manifestaciones de BECOSA. Los resultados distinguieron, por tanto, las ampliaciones físicas constatadas de los antecedentes declarados relativos al cambio de usuario de una instalación existente.

3. Identificación de los usuarios conectados.

La inspección y la revisión documental identificaron suministros asociados a CENOSA y GILDAN en 138 kV, así como conexiones y antecedentes comerciales vinculados con ALUTECH, Metales y Aleaciones, ODESSA, ICC, INHDELVA, DURACEM y TRAESA en la red de media tensión. La información recabada permitió ampliar la identificación de usuarios respecto del levantamiento anterior; sin embargo, la correspondencia entre todas las denominaciones comerciales, razones sociales, puntos de conexión y titulares de los contratos no quedó plenamente conciliada. En consecuencia, la identificación física de los suministros no equivalió, en todos los casos, a la plena acreditación de la identidad jurídica del usuario atendido.

4. Inclusión de los usuarios en el contrato de suministro.

La revisión del Contrato n.º 27-2014, su Anexo 6 y las comunicaciones posteriores distinguieron entre las entidades incluidas expresamente en el listado inicial y aquellas cuya incorporación fue solicitada mediante el oficio 002-CO-BE-2024. No se identificó, en la documentación examinada, una aprobación expresa que acreditara la incorporación de todas las empresas propuestas. El oficio CREE-027-2025 documentó recomendaciones para verificar su pertenencia al grupo industrial y para solicitar los análisis jurídicos correspondientes, pero no aprobó la actualización del Anexo 6. Por ello, no quedó acreditada la cobertura contractual de todos los suministros identificados durante la inspección.

5. Situación regulatoria de los usuarios.

Los antecedentes revisados no permitieron acreditar de manera integral la situación registral de todos los usuarios identificados en 2026 ni determinar, para cada uno, el cumplimiento de las obligaciones asociadas a su modalidad de suministro. La inclusión en el Anexo 6, la conexión física y la facturación constituyeron elementos distintos de la acreditación como consumidor calificado. En consecuencia, independientemente de las particularidades que correspondan a cada usuario, todos deberán adecuar su actuación y su

situación regulatoria a las disposiciones establecidas en la Ley General de la Industria Eléctrica, sus reglamentos y la normativa vigente aplicable. Para tal efecto, deberán realizar las gestiones, trámites y actuaciones que correspondan ante las autoridades competentes, incluyendo el cumplimiento de las obligaciones de inscripción y autorización o cualquier otro requisito exigible conforme al marco regulatorio del subsector eléctrico. Lo anterior, con el propósito de garantizar que su participación y operación dentro del mercado eléctrico se desarrolle en estricto apego a la normativa vigente y bajo condiciones de plena regularidad jurídica y regulatoria.

Recomendaciones

1. Dejar documentadas las ampliaciones y modificaciones identificadas.

Integrar al expediente los resultados relativos a las nuevas redes destinadas a DURACEM e INHDELVA y a la derivación asociada al suministro a TRAESA, diferenciando los hechos constatados de las manifestaciones de BECOSA. Estos antecedentes quedarán a disposición de la CREE para valorar las actuaciones que correspondan dentro de sus competencias.

2. Poner a disposición de las áreas competentes los antecedentes técnicos y administrativos de las instalaciones.

Remitir la documentación recopilada y los resultados de su revisión a las áreas técnicas y jurídicas de la CREE, para que valoren su suficiencia y determinen las acciones procedentes. De considerarse necesario, se solicitará a BECOSA información complementaria sobre el diseño, la aprobación, la supervisión, la recepción o la notificación de las instalaciones, con el propósito de fortalecer el proceso de fiscalización.

Adoptar la relación de usuarios identificados como referencia para el seguimiento de la red privada.

Incorporar al expediente la información de los usuarios, los puntos de suministro y los sistemas de medición, manteniendo su vinculación con los contratos, las facturas y los registros de campo disponibles. Esta relación servirá de base para futuras verificaciones y, cuando resulte necesario, para aclarar la correspondencia entre las denominaciones comerciales y las razones sociales de los usuarios atendidos.

3. Trasladar los antecedentes contractuales para la valoración de la CREE.

Poner a disposición del área jurídica el Contrato n.º 27-2014, su Anexo 6, la solicitud de actualización y las comunicaciones relacionadas, junto con la identificación de los suministros observados. Corresponderá a la CREE determinar las actuaciones pertinentes respecto de su cobertura contractual y, de estimarlo necesario, solicitar a BECOSA o a la ENEE los antecedentes adicionales que permitan completar el análisis.

4. Dejar a consideración de la CREE las actuaciones regulatorias derivadas de la inspección.

Remitir los resultados y la documentación de respaldo a las instancias competentes para valorar la situación regulatoria de los usuarios identificados y definir las acciones de seguimiento que correspondan. Cuando la información disponible resulte insuficiente para sustentar una determinación, se solicitarán las aclaraciones o los documentos complementarios necesarios para fortalecer la evaluación, sin anticipar conclusiones de incumplimiento.

La finalización del levantamiento y la emisión del informe constituirán el cierre de esta etapa de inspección, mientras que la valoración de sus resultados y las actuaciones posteriores quedarán a disposición de la CREE, en el ejercicio de sus atribuciones.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Incorporar al expediente de fiscalización el levantamiento actualizado de la red privada de BECOSA.	Acción y documento	Expediente integrado con recorridos georreferenciados, diagramas unifilares, puntos de conexión y registro fotográfico.	Por definir	Pendiente
2	Dejar documentadas las nuevas redes para	Documento	Informe técnico y anexos	Por definir	Pendiente

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
	DURACEM e INHDELVA, así como la derivación asociada al suministro a TRAESA.		incorporados al expediente, con distinción entre hechos constatados y declaraciones de BECOSA.		
3	Incorporar la relación de usuarios y puntos de suministro identificados como referencia para el seguimiento de la red privada.	Documento	Relación de usuarios, puntos de conexión y equipos de medición incorporada al expediente, con referencias a los respaldos disponibles	Por definir	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 **178 páginas,** las cuales forman parte integra 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 02 días del mes de octubre del año 2026.

Juan Jose
Perez
Alvarez

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE
DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS