GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS

CREE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2026 - TRIMESTRE III

P12 PF04
INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA GESTIÓN COMERCIAL Y ATENCIÓN A USUARIOS POR PARTE DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS



Dirección de
Fiscalización

Septiembre 2026

CONTENIDO

1 RESUMEN EJECUTIVO 3

2 SEGUIMIENTO DEL INFORME TRIMESTRAL II 2026.....7

3 INFORME DE SUPERVISIÓN DE LA GESTIÓN COMERCIAL Y ATENCIÓN AL USUARIO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 10

4 INFORME DE SUPERVISIÓN DE LA GESTIÓN COMERCIAL Y ATENCIÓN AL USUARIO EN LOS SISTEMAS AISLADOS.....47

1 RESUMEN EJECUTIVO

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) es el ente encargado de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de la normativa vigente, con el fin de garantizar la confiabilidad, continuidad y calidad del servicio eléctrico suministrado a los usuarios. La Dirección de Fiscalización de la CREE, para cumplir con los compromisos establecidos en el Plan Operativo Anual de la institución para 2026, en particular, con respecto al Producto Final 4 del Programa 12, ha elaborado el presente documento con el fin de mostrar los resultados de las actividades de fiscalización y supervisión realizadas durante el tercer trimestre de 2026. Se describen a continuación los resultados obtenidos.

1. **Informe de supervisión de la gestión comercial y atención al usuario en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)**

a. **Facturación con base en promedios**

La **Tabla 1** muestra que la ENEE facturó por promedio a 272,552 clientes en mayo, 291,699 en junio y 283,280 en julio. El porcentaje de facturación promediada (PFE), definido en el art. 65 de la Norma Técnica de Calidad de la Distribución (NTCD), fue de 12.51%, 13.36% y 12.95%, con un promedio trimestral de 12.94%, frente a la tolerancia de 5% del art. 3 de la Norma Técnica para la Autorización de la Facturación con Base en Promedios (NT-FBP). Ver **Gráfico 1**.

Mes	Clientes facturados	Facturación (kWh)	Facturación (L)	Usuarios por promedio	PFE
May-26	2,179,229	660,534,174	3,487,906,773.19	272,552	12.51%
Jun-26	2,183,953	691,174,626	3,677,567,060.49	291,699	13.36%
Jul-26	2,187,973	680,237,794	3,910,306,513.07	283,280	12.95%
Trimestre	6,551,155	2,031,946,594	11,075,780,346.75	847,531	12.94%

Tabla 1. Facturación con base en promedios, mayo–julio 2026

Fuente: informes de gestión ENEE-UTCD de mayo, junio y julio 2026.

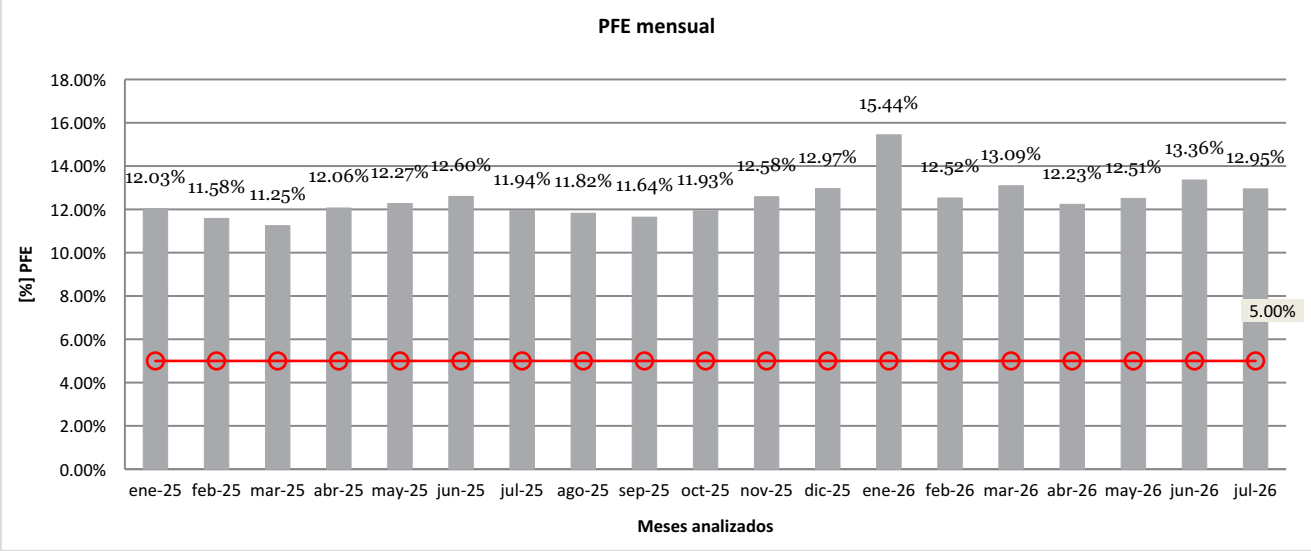


Gráfico 1. PFE mensual frente a la tolerancia de 5%, julio 2025 – julio 2026

b. Gestiones pendientes

Al cierre de julio la ENEE tenía 121,395 peticiones, quejas y reclamos (PQR) pendientes y 48,427 órdenes de servicio (OS) de nuevos suministros sin atender. Las PQR pendientes aumentaron en cada mes del trimestre y son 25.0% más que en julio 2025. En referencia a estos resultados se muestra la Tabla 2.

Mes	OS de nuevos suministros pendientes	PQR pendientes	Tiempo promedio de pendientes (días)
May-26	48,384	113,404	531
Jun-26	46,849	117,258	526
Jul-26	48,427	121,395	525

Tabla 2. OS de nuevos suministros y PQR pendientes

Fuente: informes de gestión ENEE-UTCD de mayo, junio y julio 2026. Procesamiento

En la **Tabla 3** se muestra como fue el comportamiento de los reclamos por antigüedad según los meses analizados.

Antigüedad	May-26	Jun-26	Jul-26
Menos de 1 mes	10,494	10,883	10,372
Menos de 6 meses	33,882	36,740	38,596

Antigüedad	May-26	Jun-26	Jul-26
Menos de 1 año	20,864	20,413	20,942
Menos de 2 años	18,395	19,134	20,568
2 años o más	29,769	30,088	30,897
Total	113,404	117,258	121,395

Tabla 3. *PQR pendientes por antigüedad*
Fuente: informes de gestión ENEE-UTCD de mayo, junio y julio 2026.

c. Mora y recaudo

El saldo en mora cerró julio en L 19,094 millones, el más alto de los últimos 13 meses, y el 98.09% corresponde a cuentas con más de 120 días de atraso. En el trimestre la ENEE recaudó L 10,402 millones de L 10,967.27 millones facturados, con una efectividad de recaudo (%ER) de 94.85%. El sector Gobierno debe L 5,039 millones y en julio su %ER fue de 78.05%.

d. Fiscalización de la NT-FBP

La base de datos de usuarios facturados por promedio al cierre de julio 2026 muestra que la ENEE no registra gestión de normalización para el 73.98% de esos usuarios, que 195,034 (68.85%) llevan tres o más facturas promediadas seguidas, por encima del máximo de dos al año, y que el 94.95% de las gestiones registradas superó el plazo de 30 días del art. 54 del Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución (RSED). De las 26,644 gestiones que nacieron de una solicitud del usuario, la ENEE resolvió 364 y atendió fuera de plazo el 93.75%. Con estos resultados se plantean lineamientos para modificar el art. 68 del RSED.

2. Informe de supervisión de la gestión comercial y atención al usuario en los Sistemas Aislados

La Dirección de Fiscalización realizó el seguimiento de la gestión comercial y atención al usuario en los sistemas aislados operados por la ENEE, UPCO y RECO, considerando los procesos de facturación, recaudo, mora, atención al usuario, aplicación tarifaria y cumplimiento de las disposiciones establecidas en el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED).

a. Sistemas aislados de Guanaja y Brus Laguna

En Guanaja, la efectividad de recaudo del trimestre alcanzó 108.21 %, con una facturación de L 12.79 millones y un recaudo de L 13.84 millones. No obstante, se

identificó que 733 usuarios, equivalentes al 34.89 % de los clientes del sistema, fueron facturados con base en promedios, y para el 74.08 % de estos no se registró gestión de normalización. Asimismo, los tiempos de reconexión reportados superaron la meta de 12 horas establecida para el sistema y se observó un incremento en las PQR represadas y en los tiempos promedio de respuesta.

En Brus Laguna se reportaron 592 clientes durante mayo y junio de 2026; sin embargo, la ausencia de una tarifa establecida y la falta de información sobre facturación, recaudo, mora y tiempos de atención limitan la supervisión integral de su gestión comercial.

b. Sistema aislado de Útila – UPCO

UPCO registró 3,010 usuarios activos, de los cuales el 98 % utiliza la modalidad prepago y el 2 % pospago. Aunque este último segmento está conformado únicamente por 75 usuarios, concentra mayores niveles de consumo y mora; se identificaron cinco usuarios con deudas superiores a un año y montos mayores a L 100,000.

En materia de atención al usuario, de las solicitudes de nuevo suministro registradas entre febrero y agosto de 2026, el 91 % permanecía pendiente de atención definitiva. Asimismo, se verificó que el esquema de lectura aplicado anteriormente a los usuarios pospago no cumplía con el intervalo de 28 a 32 días establecido en el artículo 57 del RSED; no obstante, UPCO realizó la corrección correspondiente durante el período fiscalizado.

c. Sistema aislado de Roatán – RECO

RECO mantuvo una base de usuarios relativamente estable, pasando de 23,554 usuarios en junio a 23,665 en agosto de 2026. La fiscalización permitió verificar la correcta aplicación del ajuste tarifario aprobado mediante el Acuerdo CREE-37-2026, incluyendo los cargos de energía, potencia, alumbrado público y cargos fijos.

No obstante, se identificó la aplicación de consumos promediados a 48 usuarios bajo causales “medidor no existe” o “medidor dañado”, así como la ausencia de un procedimiento de suspensión y reconexión aprobado por la CREE conforme al artículo 90 del mismo Reglamento.

2 SEGUIMIENTO DEL INFORME TRIMESTRAL II 2026

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Se dará seguimiento al proyecto de Base de Datos Regulatoria (BDR) con la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), con el objetivo de fortalecer los procesos de auditoría de la gestión comercial y la verificación del cumplimiento de los artículos 65 y 66 de la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NTCD), la Norma Técnica para la Autorización de Facturación con Base en Promedios (NT-FBP) y el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED).	Sistema de BDR	Acceso a la información actualizada	Semana 3, julio 2026	En proceso
2	La CREE fiscalizará la determinación del volumen de energía consumida por el sistema de alumbrado público, verificando la metodología empleada para su cálculo, los parámetros utilizados, la información y los sustentos que respaldan dicha determinación, así como la trazabilidad y consistencia entre los registros técnicos, comerciales y la información utilizada en el proceso de facturación.	Reuniones Base de datos Informes de respaldo	Remisión de información por los canales establecidos	Semana 3, julio	En proceso
3	Se dará seguimiento a la gestión comercial realizada en el sistema de Brus Laguna	Reuniones Remisión de información	Remisión de información por los canales establecidos	Semana 4, julio	Pendiente

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
4	Se dará seguimiento al cumplimiento de los indicadores de gestión comercial del sistema aislado de Guanaja, conforme a lo establecido en el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED), la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NTCD), la Norma Técnica para la Autorización de Facturación con Base en Promedios (NT-FBP), el Reglamento de Alumbrado Público y la Norma Técnica de Alumbrado Público.	Reuniones Remisión de información	Remisión de información por los canales establecidos	Continuo	

P12-PF04-PI01
INFORME DE SUPERVISIÓN DE LA GESTIÓN COMERCIAL Y ATENCIÓN AL USUARIO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



Septiembre 2026

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS

CREE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3 INFORME DE SUPERVISIÓN DE LA GESTIÓN COMERCIAL Y ATENCIÓN AL USUARIO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

3.1 INTRODUCCIÓN

La Ley General de la Industria Eléctrica dispone que el Estado supervisa la operación del subsector eléctrico a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica y establece como objetivo específico de dicha Ley la protección de los derechos de los usuarios finales. En cumplimiento de esa función, la Dirección de Fiscalización revisa de manera periódica la información de gestión comercial y atención al usuario que remite la Empresa Nacional de Energía Eléctrica.

El presente informe corresponde al tercer trimestre de 2026, comprendido por los meses de mayo, junio y julio, y consolida los resultados obtenidos por la ENEE en el Sistema Interconectado Nacional. Se elaboró con los informes de gestión remitidos por la empresa a través de la UTCD y con la base de datos de usuarios facturados con base en promedios al cierre de julio de 2026, requerida por esta Comisión.

El informe aborda, en primer término, la composición de los usuarios por sector y la forma en que estos fueron facturados, incluyendo el proceso de lectura y la fiscalización del cumplimiento de la Norma Técnica para la Autorización de la Facturación con Base en Promedios. Posteriormente presenta el comportamiento de la mora y el recaudo, las gestiones pendientes de resolución en materia de peticiones, quejas y reclamos y de nuevos suministros, los indicadores de atención al usuario, las acciones de reducción de pérdidas no técnicas y el balance de energía del período. Finalmente desarrolla los resultados correspondientes a los usuarios autoproductores conforme a lo declarado por la ENEE.

Los resultados obtenidos sustentan las conclusiones, las recomendaciones y la matriz de seguimiento que se presentan al cierre del documento, orientadas a las acciones que la Comisión requerirá a la empresa distribuidora durante el siguiente período.

3.2 OBJETIVOS

3.2.1 Objetivo General

Fiscalizar la gestión comercial y la atención al usuario en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), con base en la información reportada por la ENEE y en lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución y las normas técnicas que establecen los indicadores de calidad comercial y de atención al usuario.

3.2.2 Objetivos Específicos

1. Verificar el cumplimiento de la normativa tarifaria y comercial vigente, particularmente en los procesos de facturación, aplicación de estructuras tarifarias aprobadas, medición, liquidación y cobro del servicio público de energía eléctrica.
2. Revisar el proceso de lectura y facturación del servicio de energía eléctrica, considerando la información reportada por la ENEE sobre lectura real, facturación con base en promedios y registros asociados a consumos cero.
3. Supervisar la gestión de atención al usuario, incluyendo la atención de peticiones, quejas y reclamos, así como los tiempos de respuesta y los tiempos de atención en el período reportado.
4. Evaluar el avance sobre la aplicación de la tarifa de usuarios autoproductores que ya se encuentran conectados e identificados en la red de distribución.

3.3 MARCO LEGAL

1. **Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE)**
    a. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) aprobada mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el diario oficial “La Gaceta” el 20 de mayo del 2014 y todas sus reformas, tiene por objeto regular las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el territorio de la República de Honduras.
    b. 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.

c. 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.

d. 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. Por último, la normativa de Alumbrado Público en su artículo 1, tiene por objeto desarrollar las disposiciones establecidas en el artículo 16 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), en particular, establecer los procedimientos y reglas asociadas a la prestación del servicio de alumbrado público en el territorio de la República de Honduras.

2. Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE)

a. Que el Reglamento de la Ley General de la industria Eléctrica (RLGIE), establece en el artículo 1, que el presente Reglamento tiene por objeto desarrollar las disposiciones de la Ley General de la Industria Eléctrica. En particular, desarrollar la regulación de las actividades de generación, transmisión, operación, distribución y comercialización de electricidad en el territorio de la República de Honduras; la importación y exportación de energía eléctrica, en forma complementaria a lo establecido en los tratados internacionales sobre la materia.

b. Que el acuerdo CREE-01-2023 publicado en el Diario Oficial La Gaceta en 2 de marzo de 2023, contiene la modificación de los artículos 47, 48, 49 y 50 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica que establecen los requisitos mínimos a cumplir para un usuario autoproductor, las reglas que

deberán cumplirse para la inyección de excedentes a la red, el método de remuneración por la inyección de excedentes, y las reglas para que los usuarios autoproductores puedan conectarse a las redes de distribución y transmisión.

3. **Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución (RSED)**
    a. El Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución aprobado mediante Acuerdo CREE-099-2025 tiene por objeto regular las condiciones para la prestación del servicio eléctrico, en particular, enfocándose en las relaciones entre la Empresa Distribuidora y los Usuarios, así como terceros vinculados a los sistemas de distribución eléctrica.
    b. Que el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED), establece las disposiciones que 15 constituyen 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.
    c. Que el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED) Título V, establece los mecanismos de atención a los reclamos.
4. **Norma Técnica de Usuarios Autoproductores (NT-UAP)**
    a. Que la NT-UA aprobada mediante el acuerdo CREE-25-2022 publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el 31 de agosto de 2022 dicta todas las disposiciones para la conexión, registro, operación, supervisión y remuneración a la que están sujetos los usuarios autoproductores.
5. **Norma Técnica para la Autorización de la Facturación con Base en Promedios**
    a. Que el objetivo de la NT-FBP es desarrollar el procedimiento para la autorización de la facturación con base en promedios, de conformidad con lo establecido en el Artículo 18 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), el cual fue reformado mediante Decreto 61-2020 publicado el 5 de junio de 2020 en el Diario Oficial “La Gaceta”.
    b. En el artículo 3 establece que las Empresas Distribuidoras deberán corregir las diferencias en los valores facturados por causa de la aplicación de promedios según los criterios y metodología para el cálculo de energía

consumida y no pagada establecidos en los artículos 60, 68 y 76 del Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución.

6. **Norma Técnica de Calidad de Distribución**
    a. Establece los parámetros, indicadores y condiciones que deben cumplir las empresas distribuidoras para garantizar la calidad del servicio eléctrico en los aspectos técnico y comercial, así como los mecanismos de medición, control y verificación por parte del ente regulador.

3.4 ANTECEDENTES

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en el ejercicio de sus funciones de supervisión y fiscalización, tiene a su cargo el seguimiento al cumplimiento de la normativa del sector eléctrico por parte de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en su condición de empresa distribuidora. En ese marco, la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NTCD) establece en sus artículos 65 y 66 los parámetros aplicables a la facturación con base en promedios; el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED) regula las condiciones de prestación del servicio y la atención al usuario; y la Norma Técnica para la Autorización de Facturación con Base en Promedios (NT-FBP) define los requisitos para la aplicación de dicha modalidad de facturación. En materia de alumbrado público, el Reglamento de Alumbrado Público y su Norma Técnica establecen las obligaciones de planificación, gestión y reporte de resultados a cargo del distribuidor.

En el marco de las acciones de fiscalización del período, mediante La información analizada proviene de los informes de gestión comercial de mayo, junio y julio de 2026, remitidos por la ENEE por medio de la UTCD. La base de datos de usuarios facturados por promedio fue requerida a la ENEE y corresponde al cierre de julio de 2026.

3.5 PROCEDIMIENTO

3.5.1 Gestión comercial

El procedimiento de fiscalización de la gestión comercial se desarrolla a partir de la información reportada por la empresa en los informes de gestión, la cual es revisada y analizada por la CREE con el propósito de verificar los procesos asociados a la facturación, atención al usuario y gestión de las solicitudes registradas en el sistema comercial. Ver **Imagen 3-1.**



Imagen 3-1 Procedimiento de gestión comercial

3.5.2 Usuarios Autoproductores

El presente procedimiento describe la metodología aplicada por la Dirección de Fiscalización para el seguimiento a la aplicación de la tarifa de usuarios autoproductores aprobada mediante el Acuerdo CREE-024-2026, en el marco del cumplimiento de la Norma Técnica de Usuarios Autoproductores (NT-UAP) por parte de la ENEE, en su condición de empresa distribuidora.

Como continuidad al trabajo desarrollado en el trimestre anterior, esta Dirección dio seguimiento a la puesta en marcha del sistema comercial y la PQR de la empresa distribuidora para la aplicación de la tarifa a los usuarios autoproductores, el procedimiento de autorización de los usuarios autoproductores según la NT-UAP, el sistema de registro como nuevo y actual usuario autoproductor, y las inyecciones de los usuarios existentes.

En vista de que, a la fecha del presente informe, la ENEE aún no ha iniciado la aplicación efectiva de la tarifa aprobada, dado que se encuentra en etapa de finalización de adecuación de su sistema comercial y operativo, la metodología de fiscalización se orientó al seguimiento del cronograma de implementación remitido por la empresa, en lugar de la verificación directa de la facturación bajo la nueva estructura tarifaria. Para ello, se solicitó a la ENEE, a través de la Unidad Técnica de Control de Distribución (UTCD), la remisión y actualización periódica de dicho cronograma, lo que permitió a esta Dirección comparar el avance planificado originalmente frente al avance real ejecutado.

Con base en la información remitida, se dio seguimiento puntual a las actividades de definición y validación del procedimiento interno para la legalización de nuevos proyectos; aprobación y estandarización de los formatos de requisitos para nuevos usuarios autoproductores; desarrollo y finalización de las adecuaciones en el sistema comercial y operativo; pruebas del sistema facturador y de lecturas; elaboración del procedimiento interno para la actualización de datos de autoproductores; preparación de la estrategia de reactivación de clientes con información incompleta; elaboración del instructivo técnico para la aplicación de la tarifa; ingreso de Peticiones, Quejas y Reclamos (PQR) de carácter transitorio para la obtención de información de clientes autoproductores; e inicio de la atención de solicitudes de cambio de tarifa y actualización de datos en las oficinas de Atención al Cliente (ATC). Este seguimiento permitió identificar que, desde el trimestre II del presente año, se espera que la aplicación de la tarifa comience en los próximos días según el último cronograma actualizado, y los acercamiento y declaraciones sostenidas por ENEE-UTCD. El cronograma y los responsables por cada actividad se encuentran definidos en la siguiente **Imagen 3-2** e **Imagen 3-3.**

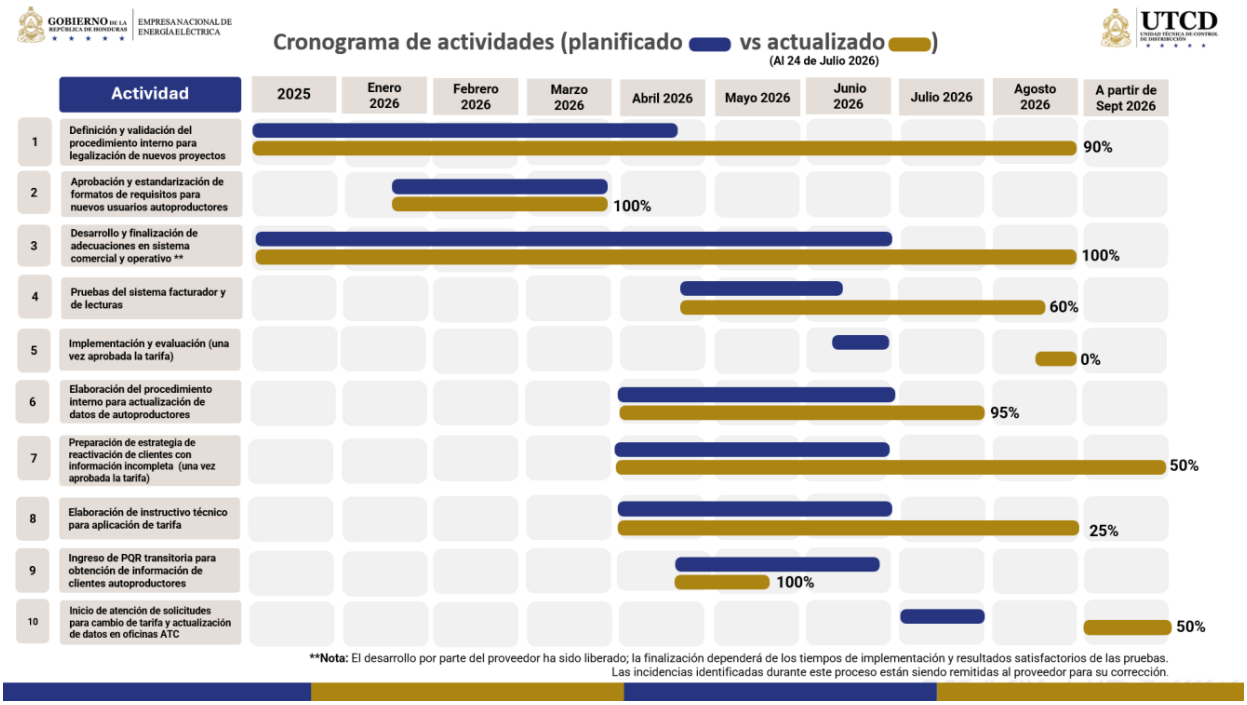


Imagen 3-2 Cronograma de actividades adecuación del sistema comercial y aplicación de la tarifa de usuarios autoproductores (fuente: ENEE-UTCD)

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS | EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Cronograma: Responsables y Actividades pendientes

UTCD UNIDAD TÉCNICA DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN

No	Actividad	Responsable	Fin Planificado	Nueva fecha de cumplimiento	Actividades pendientes
1	Definición y validación del procedimiento interno para legalización de nuevos proyectos	ENEE Distribución	mar-26	ago-26	• Definición de la modificación a la adenda del contrato de suministro
2	Aprobación y estandarización de formatos de requisitos para nuevos usuarios autoproductores	ENEE Distribución	mar-26	N/A	• N/A Requisitos estandarizados y aprobados
3	Desarrollo y finalización de adecuaciones en sistema comercial y operativo **	UTCD	may-26	ago-26	• **Estatus de sistema operativo (*SOE*):** 1. SOE listo para pruebas funcionales (*en curso la determinación de la fecha de las mismas*) 2. Vistas de SQL Server en pruebas de QA • **Estatus de sistema comercial (*inCMS*):** 1. inCMS en pruebas funcionales **finalizadas** para suministros NO AutoProductores 2. inCMS en pruebas funcionales **en curso** para suministros AutoProductores
4	Pruebas del sistema facturador y de lecturas	UTCD	may-26	ago-26	• Pruebas funcionales, en sistema inCMS, con suministros AutoProductores, correspondientes a **Fase#1** y **Fase#2 en curso**, completadas la mayoría • Pruebas funcionales, en sistema inCMS, con suministros AutoProductores, correspondientes a **Fase#3 en espera**, a completar las 2 fases anteriores • Pruebas funcionales del flujo inCMS-SIGCOM en curso
5	Implementación y evaluación (una vez aprobada la tarifa)	UTCD	may-26	ago-26	• A la espera de finalización de incisos **#3 y #4**
6	Elaboración del procedimiento interno para actualización de datos de autoproductores	UTCD	may-26	jul-26	• Liberación , aprobación y firma del documento final
7	Preparación de estrategia de reactivación de clientes con información incompleta (una vez aprobada la tarifa)	UTCD	may-26	sept-26	• Aprobación de Artes por Comunicaciones de UTCD y aprobación de ENEE
8	Elaboración de instructivo técnico para aplicación de tarifa	UTCD	may-26	ago-26	• A la espera de finalización de incisos **#3 y #4**
9	Ingreso de PQR transitoria para obtención de información de clientes autoproductores	UTCD	may-26	N/A	• N/A (implementado y en ejecución)
10	Inicio de atención de solicitudes para cambio de tarifa y actualización de datos en oficinas ATC	UTCD	A partir de Junio 2026	A partir de Septiembre 2026	• A la espera de finalización de incisos **#3 , #4 y #8**

Imagen 3-3 Cronograma de actividades y responsables sobre la adecuación del sistema comercial para la atención a usuarios autoproductores (fuente: ENEE-UTCD)

Por otro lado, como parte del proceso de supervisión, se sostuvieron reuniones técnicas con representantes de la ENEE, en el marco de la mesa técnica conformada desde el trimestre anterior, con el objetivo de verificar el avance reportado en el cronograma y discutir los hallazgos relacionados con la disponibilidad y calidad de la información de los usuarios, el estado del procedimiento homologado para la autorización de usuarios autoproductores, la creación de la PQR para que los usuario reciban atención, y la socialización interna del procedimiento a aplicarse de parte de la empresa distribuidora.

Finalmente, durante las reuniones de trabajo se analizó la propuesta de adenda al contrato de suministro prevista en el artículo 32 de la NT-UAP, a suscribirse entre el usuario y la empresa distribuidora y sujeta a la aprobación de la CREE. En el marco de la mesa técnica, se realizaron las consultas correspondientes y se atendieron las observaciones planteadas, acordándose la incorporación de los ajustes requeridos por la CREE a la propuesta de adenda.

3.6 RESULTADOS

3.6.1 Gestión Comercial

A continuación, se presentan los resultados de la gestión comercial de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), con base en los informes operativos mensuales remitidos por la empresa a esta Comisión, correspondientes al período Mayo–julio de 2026. El análisis abarca los principales indicadores comerciales, incluyendo facturación, recaudo, atención al usuario y comportamiento de la cartera en mora.

3.6.1.1 Usuarios por sector

En la **Tabla 3-1** se muestra que la ENEE registró 2,187,973 clientes en julio, 8,744 más que en mayo (0.40%). El sector residencial representa el 92.08% del total.

Sector	May-26	Jun-26	Jul-26	Variación may–jul
Residencial	2,006,859	2,011,053	2,014,709	7,850
Comercial	150,054	150,542	150,901	847
Gobierno	14,716	14,759	14,775	59
Municipalidad	4,379	4,377	4,375	−4
Autónomo	1,739	1,741	1,734	−5
Industrial	1,207	1,206	1,204	−3
Servicio Comunitario	275	275	275	0
Total	2,179,229	2,183,953	2,187,973	8,744

Tabla 3-1 Clientes registrados por sector

3.6.1.2 Proceso de lectura

En julio la ENEE efectuó el 96.74% de las lecturas de forma manual y el 3.26% mediante telemedida. Los clientes con telemedida se mantuvieron en alrededor de 71 mil durante los tres meses del trimestre. En la **Tabla 3-2** se muestran las lecturas realizadas en los tres meses, diferenciadas entre lecturas manuales efectuadas en campo y lecturas telemedidas. En julio la ENEE realizó 2,116,661 lecturas manuales y 71,305 telemedidas, con lo cual se identifica que a nivel nacional existen más de 70,000 medidores telegestionados en funcionamiento, equivalentes al 3.26% del total de lecturas del mes.

Tipo de lectura	May-26	Jun-26	Jul-26
Lectura manual	2,107,905	2,112,770	2,116,661
Lectura telemedida	71,283	71,175	71,305

Tipo de lectura	May-26	Jun-26	Jul-26
Total de lecturas	2,179,188	2,183,945	2,187,966

Tabla 3-2 Proceso de lectura

3.6.1.3 Facturación

En julio la ENEE facturó con lectura real a 1,888,124 clientes y con base en promedios a 283,280. Los usuarios facturados por promedio pasaron de 272,552 en mayo a 291,699 en junio, incremento que la empresa atribuyó a registros por fuerza mayor, con 12,592 casos adicionales por falta de energía en transmisión y distribución, y a problemas climáticos, con 3,320 casos más. En julio la cifra descendió a 283,280, reducción concentrada en el sector San Pedro Sula, con 4,778 cuentas menos, mientras la causa medidor dañado o inexistente aumentó en casi todos los sectores. En referencia se muestran la **Tabla 3-3** y **Tabla 3-4.**

Tipo de facturación	May-26	Jun-26	Jul-26
Real	1,890,103	1,875,680	1,888,124
Promedio	272,552	291,699	283,280
Estimado	16,371	16,337	16,321
Otro (baja forzada o voluntaria)	162	229	241
Total	2,179,188	2,183,945	2,187,966

Tabla 3-3 Clientes por tipo de facturación

Concepto	May-26	Jun-26	Jul-26
Promedios originados en campo	266,498	283,661	277,906
Promedios originados en análisis de facturación	6,054	8,038	5,374
Energía facturada (GWh)	660.53	691.17	680.24
Clientes con consumo cero	272,552	272,901	275,428
Cuentas en análisis de facturación	81,996	71,192	No reportado

Tabla 3-4 Otros datos de facturación

3.6.1.4 Fiscalización de la NT-FBP

La Dirección de Fiscalización requirió a la ENEE la base de datos de los usuarios facturados con base en promedios al cierre de julio de 2026. La base contiene 283,280 registros, uno por usuario, y coincide con el total de usuarios facturados por promedio reportado en el informe de gestión de ese mes. Los plazos de atención se midieron al 18 de agosto de 2026, última fecha registrada en la base.

La base identifica el origen de cada gestión de normalización, lo que permitió distinguir las originadas en solicitudes de los usuarios, por canal ATC, de las generadas por la propia empresa, por canal interno. No registra la fecha en que el usuario reportó la falla, por lo que el plazo del artículo 54 del RSED se midió desde la generación de la gestión en el sistema de la ENEE.

3.6.1.4.1 Gestión de normalización y origen de las gestiones

De los 283,280 usuarios facturados por promedio, la ENEE registró gestión de normalización únicamente para 73,701, equivalentes al 26.02%. Los 209,579 restantes, el 73.98% del total, se facturaron por promedio sin ninguna gestión orientada a restablecer la lectura de su medidor, como lo exige el artículo 3 de la NT-FBP. De las gestiones registradas, 70,203 permanecían abiertas y 3,498 figuraban como resueltas, aunque estos últimos usuarios continuaron facturados por promedio en julio. En referencia se muestra la **Tabla 3-5**.

Estado de la gestión	Usuarios	% del total
Sin gestión	209,579	73.98%
Pendiente	47,552	16.79%
Generada	22,600	7.98%
En análisis	51	0.02%
Resuelta	3,498	1.23%
Total	283,280	100.00%

Tabla 3-5 Usuarios promediados por estado de la gestión de normalización

Del total de gestiones, 26,644 se originaron en solicitudes presentadas por los usuarios a través del canal ATC, equivalentes al 36.15%, y 45,515 fueron generadas por la propia empresa mediante canal interno, equivalentes al 61.76%; las 1,542 restantes, el 2.09% del total, no tienen origen registrado. Los usuarios que solicitaron la gestión acumularon una mediana de ocho ciclos facturados por promedio, de los cuales 21,079 registran tres o más facturas promediadas en el año y 15,210 más de seis. De esas 26,644 solicitudes la empresa resolvió 364, equivalentes al 1.37%, en una mediana de 157 días y un promedio de 280 días, mientras que las gestiones generadas por la propia empresa se resolvieron en una mediana de 92 días y un promedio de 194 días. Las solicitudes de los usuarios que permanecen abiertas acumulan una mediana de 295 días y un promedio de 548 días desde su generación. En referencia se muestra la **Tabla 3-6**.

Origen de la gestión	Gestiones	% del total	Abiertas	Resueltas	Fuera de plazo	% fuera de plazo	Días de las abiertas: mediana y promedio	Días de resolución: mediana y promedio
Canal ATC, solicitud del usuario	26,644	36.15%	26,280	364	24,980	93.75%	295 y 548	157 y 280
Canal interno, generada por la ENEE	45,515	61.76%	42,909	2,606	43,555	95.69%	334 y 413	92 y 194
Sin origen registrado	1,542	2.09%	1,014	528	1,445	93.71%	203 y 337	73 y 139
Total	73,701	100.00%	70,203	3,498	69,980	94.95%	323 y 463	95 y 194

Tabla 3-6 Gestiones de normalización por origen y tiempos de atención

Adicionalmente, 1,711 registros presentan origen de gestión sin número de gestión asociado, situación que la empresa debe aclarar.

3.6.1.4.2 Duración de la facturación por promedio

El artículo 3 de la NT-FBP, en concordancia con el artículo 68 de la NTCD, permite un máximo de dos facturas promediadas por usuario en cada período de control, el cual es anual para la gestión comercial conforme al artículo 61 de la NTCD. La base registra los ciclos consecutivos facturados por promedio que finalizaron en julio de 2026, mes en el que el año contaba con siete meses transcurridos, por lo que los usuarios con tres o más ciclos superaron el límite anual. En esa condición se encontraron 195,034 usuarios, el 68.85% del total, de los cuales 131,159 acumulan más de seis ciclos, 82,680 más de doce y 2,966 registran 90 ciclos, valor que parece corresponder al tope del sistema de la empresa, por lo que la duración real de esos casos puede ser mayor. En referencia se muestra la **Tabla 3-7**.

Ciclos seguidos	Sin gestión	Con gestión	Total	% del total
0 a 2	74,099	14,147	88,246	31.15%
3	14,678	4,180	18,858	6.66%
4 a 6	34,142	10,875	45,017	15.89%
7 a 12	34,637	13,842	48,479	17.11%
13 a 24	25,959	12,502	38,461	13.58%
25 a 60	20,401	13,040	33,441	11.80%
61 a 90	5,663	5,115	10,778	3.80%
Total	209,579	73,701	283,280	100.00%

Tabla 3-7 Usuarios promediados por ciclos seguidos y gestión

3.6.1.4.3 6.1.4.3 Causas registradas de la facturación por promedio

La novedad más frecuente fue la dificultad para leer, con 95,933 usuarios que representaron el 33.86% del total, originada principalmente en medidores internos sin lectura. Le siguieron el posible daño al medidor, con 68,733 casos, y el posible medidor parado con carga, con 42,244, que en conjunto sumaron 110,977 usuarios, el 39.18% del total, cuya causa está en el equipo de medición, propiedad de la empresa distribuidora conforme al artículo 38 del Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución. El servicio directo, correspondiente a usuarios conectados sin medidor, alcanzó 41,660 casos. En referencia se muestra la **Tabla 3-8**.

Novedad	Usuarios	% del total	Con gestión	% con gestión
Dificultad para leer	95,933	33.86%	20,507	21.38%
Posible daño al medidor	68,733	24.26%	15,414	22.43%
Posible parado con carga	42,244	14.91%	7,478	17.70%
Servicio directo	41,660	14.71%	18,045	43.32%
Medidor no coincide	10,029	3.54%	7,716	76.94%
No energizado	8,580	3.03%	505	5.89%
Sin acceso a la zona	5,371	1.90%	670	12.47%
Posible intervención	3,279	1.16%	1,137	34.68%
Sin novedad	2,634	0.93%	1,242	47.15%
Dificultad operativa	2,355	0.83%	211	8.96%
Otras novedades	2,462	0.87%	776	31.52%
Total	283,280	100.00%	73,701	26.02%

Tabla 3-8 Usuarios promediados por novedad

3.6.1.4.4 6.1.4.4 Distribución territorial

La facturación por promedio se concentró en la zona norte y central del país. El departamento de Cortés registró 84,794 usuarios, el 29.93% del total, seguido de Francisco Morazán con 38,058, Santa Bárbara con 27,585 y Yoro con 25,559; estos cuatro departamentos reunieron el 62.13% de los usuarios promediados. En ninguno de ellos la ENEE registró gestión para más del 30% de sus usuarios en esa condición. En referencia se muestra la **Tabla 3-9**.

Departamento	Usuarios promediados	% del total	Con gestión	% con gestión	Más de 6 ciclos
Cortés	84,794	29.93%	24,612	29.03%	34,765

Departamento	Usuarios promediados	% del total	Con gestión	% con gestión	Más de 6 ciclos
Francisco Morazán	38,058	13.43%	11,269	29.61%	20,385
Santa Bárbara	27,585	9.74%	6,094	22.09%	14,561
Yoro	25,559	9.02%	4,681	18.31%	10,562
Comayagua	13,727	4.85%	3,560	25.93%	6,516
Otros departamentos	93,557	33.03%	23,485	25.10%	44,370
Total	283,280	100.00%	73,701	26.02%	131,159

Tabla 3-9 Usuarios promediados por departamento

3.6.1.4.5 Atención de las gestiones dentro del plazo del artículo 54 del RSED

De las 73,701 gestiones registradas, 69,980 se encontraron fuera del plazo de treinta días, equivalentes al 94.95% del total, correspondientes a 67,024 gestiones abiertas con más de treinta días y 2,956 resueltas después de ese plazo; al considerar únicamente días hábiles el resultado fue de 93.93%. Solamente 542 gestiones se resolvieron dentro del plazo reglamentario. La mitad de las gestiones abiertas superaba los 323 días de antigüedad, 13,184 acumulaban más de dos años y se identificaron gestiones generadas desde 2017 que continuaban abiertas. El incumplimiento resultó similar en ambos canales, con 93.75% en las gestiones solicitadas por los usuarios y 95.69% en las generadas por la empresa; de las 26,644 solicitudes de usuarios solo 36 se resolvieron dentro de los treinta días y la mitad de las que permanecen abiertas supera los 295 días. En referencia se muestra la **Tabla 3-10.**

Concepto	Días calendario	Días hábiles
Total de gestiones	73,701	73,701
Gestiones abiertas con más de 30 días	67,024	66,333
Gestiones resueltas con más de 30 días	2,956	2,895
Gestiones fuera de plazo	69,980	69,228
% fuera de plazo	94.95%	93.93%
Gestiones resueltas en 30 días o menos	542	603

Tabla 3-10 Cumplimiento del plazo de 30 días del art. 54 del RSED

En la base se identificaron 55,436 usuarios con un promedio facturado de cero kilovatios hora, equivalentes al 19.57% del total, y 2,000 usuarios señalados como posibles deshabitados, de los cuales 587 se facturaron con un consumo mayor a cero, correspondiente a 77,002 kWh y L 789,266.78. En julio la ENEE facturó por promedio 32,619,138 kWh, por un monto de L 202,401,173.93, y la deuda acumulada de estos usuarios ascendió a L 3,319,883,737.55, de la cual L 3,209,220,209.05 se ubicó en la banda de mora más alta.

3.6.1.4.6 Información pendiente en la base de datos

La base incorporó el origen de la gestión y las coordenadas de ubicación de cada usuario. Para completar la fiscalización de la NT-FBP y aplicar el planteamiento del artículo 68 que se desarrolla más adelante, la empresa debe incorporar los campos que se detallan en la **Tabla 3-11.**

Campo	Para qué se requiere
Fecha del reporte del usuario	Medir el plazo de 30 días del art. 54 desde el reporte y no desde la generación de la gestión
Tipo de gestión	Normalización, cambio de medidor, revisión o reclamo
Fecha de normalización efectiva	Fecha en que el usuario vuelve a facturarse con lectura real
Cobro o crédito retroactivo aplicado	Monto, período y sentido (a favor o en contra del usuario)
Causa del promedio según la NT-FBP	Clasificación normativa del evento que justifica el promedio

Tabla 3-11 Campos requeridos en la base de datos de promedios

3.6.1.4.7 Planteamiento de modificación del artículo 68 del RSED

El artículo 68 vigente, reformado mediante el Acuerdo CREE-68-2026, limita el cobro retroactivo a seis meses, ordena su prorrateo en cuotas mensuales iguales sin intereses y considera error en los cobros la falta de atención dentro de los plazos reglamentarios. No obstante, no distingue los casos en que el usuario cumplió con reportar la falla, conforme a los artículos 38 y 39 del mismo Reglamento, y la empresa no la atendió dentro de los treinta días que establece el artículo 54, ni vincula el cobro con el máximo de dos facturas promediadas por período de control. En ambos supuestos la empresa conserva la posibilidad de cobrar hasta seis meses de diferencias originadas en su propia omisión.

El planteamiento parte de que la energía que aflora al normalizar un servicio que la empresa no atendió en tiempo y forma no constituye recuperación de energía, por ser consecuencia de su falta de atención. La reducción de pérdidas no técnicas debe sustentarse en una planificación propia de la ENEE, con metas y seguimiento, y no en el traslado al usuario de los montos derivados de esa omisión. Sobre esa base se plantean los casos que se detallan en la **Tabla 3-12**.

Caso	Situación	Tratamiento planteado
A	El usuario reportó la situación anormal en el equipo (arts. 38 y 39) y la ENEE no la atendió en 30 días (art. 54).	No se cobra retroactivo. Lo que aflore se factura solo hacia adelante. Si el usuario tuvo más de dos facturas promediadas en el año, procede la indemnización (RSED arts. 21 y 22; NTCD arts. 67 y 69).
B	El usuario reportó y la ENEE atendió a tiempo, pero ya tenía más de dos facturas promediadas en el año y el consumo que aflora es mayor.	El retroactivo se limita a las dos facturas promediadas permitidas, en cuotas iguales y sin intereses. Los promedios emitidos por encima del límite no se cobran, porque la ENEE debió detectar el caso de oficio, y dan lugar a indemnización.
C	La ENEE detecta el caso de oficio, sin reporte del usuario.	Aplica el art. 68 vigente, limitado a las facturas promediadas permitidas y sin pasar del tope de seis meses.
D	El promedio fue mayor que el consumo real (diferencia a favor del usuario).	Se devuelve todo al usuario, sin límite de tiempo. El art. 68 solo limita lo que la empresa cobra a su favor.

Tabla 3-12 Casos del planteamiento de modificación del art. 68 del RSED

Para los casos B y C el planteamiento deberá definir la metodología de cálculo de la energía que aflora. Se sugiere utilizar el promedio de las primeras lecturas reales posteriores a la normalización del servicio, aplicando las tarifas vigentes en cada período, conforme lo dispone el propio artículo 68. Asimismo, deberá requerirse a la empresa el registro del origen y la fecha del reporte del usuario, sin los cuales no es posible diferenciar el caso A de los demás.

El planteamiento incide en los ingresos de la empresa, en una magnitud que depende de cuánto aflore el consumo real por encima del promedio facturado. Para dimensionarlo se calculó, usuario por usuario, el monto que la ENEE podría cobrar con el artículo 68 vigente, hasta seis meses, y el que podría cobrar con el planteamiento, sin retroactivo en el caso A y hasta dos meses en los demás, bajo cuatro escenarios de afloramiento. En referencia se muestra la **Tabla 3-13**.

Consumo real sobre el promedio	Retroactivo posible con el art. 68 vigente (Mill. L)	Retroactivo posible con el planteamiento (Mill. L)	Diferencia (Mill. L)	Diferencia (GWh)
10%	82.2	31.6	50.6	8.16
25%	205.5	78.9	126.5	20.39

Consumo real sobre el promedio	Retroactivo posible con el art. 68 vigente (Mill. L)	Retroactivo posible con el planteamiento (Mill. L)	Diferencia (Mill. L)	Diferencia (GWh)
50%	411.0	157.9	253.1	40.79
100%	821.9	315.8	506.2	81.57

Tabla 3-13 Panorama económico del planteamiento, por escenario de afloramiento

El cálculo consideró como consumo mensual el promedio facturado en julio a cada usuario y un precio medio de L 6.20 por kilovatio hora, resultante de dividir el monto facturado entre la energía registrada en la base. El caso A corresponde a 20,472 usuarios que solicitaron la gestión por canal ATC, cuya atención excedió el plazo de treinta días y cuyo promedio facturado es mayor a cero. No se incluyeron los 55,436 usuarios con promedio de cero kilovatios hora, en los cuales aflora la totalidad del consumo, por lo que los montos constituyen una referencia mínima. La diferencia corresponde a los montos que la empresa dejaría de cobrar y que los usuarios dejarían de pagar por períodos en los que no hubo atención oportuna.

3.6.1.4.8 Benchmarking referencial

Se revisaron las disposiciones de otros países en materia de uso del promedio, límites al cobro retroactivo y consecuencias para la empresa distribuidora cuando la falta de medición le es atribuible. En referencia se muestra la **Tabla 3-14**.

País	Disposición	Qué establece
Colombia	Ley 142 de 1994, art. 146	El promedio solo procede cuando no se puede medir sin culpa de las partes. Si la falta de medición es por acción u omisión de la empresa, esta pierde el derecho a cobrar.
Colombia	Ley 142 de 1994, art. 150	Pasados cinco meses desde la factura, la empresa no puede cobrar lo que dejó de facturar por error u omisión, salvo dolo del usuario.
Colombia	Ley 142 de 1994, art. 158	Si la empresa no responde un reclamo en 15 días hábiles, se entiende resuelto a favor del usuario.
Perú	Decreto Ley 25844, art. 92	Recupera un máximo de 12 meses, en 10 cuotas sin intereses; el reintegro al usuario puede abarcar hasta tres años.
Chile	Facturación provisoria (SEC)	Promedio de seis meses, hasta por dos períodos seguidos.

País	Disposición	Qué establece
Argentina	Ente Nacional Regulador de la Electricidad	La distribuidora puede estimar como máximo una lectura al año y debe informarlo en la factura.
Brasil	Resolución ANEEL 1.000/2021, art. 323	El cobro de diferencias se divide en un número de cuotas igual al doble del período del error.
Reino Unido	Ofgem, condición 21BA	Prohíbe cobrar energía consumida hace más de 12 meses, salvo que el usuario obstruya el acceso o actúe de mala fe.
Australia	National Energy Retail Rules, regla 30	Si el error es de la empresa, solo recupera 9 meses, sin intereses, y el usuario tiene el mismo plazo para pagar.
Nueva York (EE. UU.)	16 NYCRR 11.14	Si la demora es por negligencia de la empresa, no puede cobrar más de seis meses antes de la primera factura.
Honduras	RSED art. 68 (Acuerdo CREE-68-2026)	Hasta seis meses, en cuotas iguales y sin intereses; no distingue si el usuario reportó la falla.

Tabla 3-14 Benchmarking referencial sobre facturación por promedio y cobros retroactivos

Las referencias revisadas coinciden en tres aspectos que respaldan el planteamiento: la empresa pierde el derecho al cobro, o lo tiene severamente limitado, cuando la falta de medición le es atribuible, como ocurre en Colombia, Nueva York y Australia; el uso de promedios o estimaciones tiene topes bajos, de una estimación anual en Argentina y de dos períodos consecutivos en Chile; y la excepción al límite del cobro procede únicamente cuando el usuario impide el acceso o actúa de mala fe, conforme a las reglas del Reino Unido y Australia.

3.6.1.5 Mora y recaudo

En mayo la ENEE facturó L 3,402.10 millones y recaudó L 3,365.00 millones, con una efectividad de recaudo de 98.90%. En junio facturó L 3,668.40 millones y recaudó L 3,370.00 millones, con lo cual el indicador bajó a 91.88%. En julio facturó L 3,896.77 millones y recaudó L 3,667.00 millones, para un 94.09%.

Los montos no recaudados fueron de L 37.10 millones en mayo, L 298.40 millones en junio y L 229.77 millones en julio. La caída de junio se explica por el recaudo corriente, que pasó de 89.61% a 82.91%, mientras el recaudo de cartera en mora se redujo durante todo el

trimestre, de 9.29% en mayo a 6.86% en julio. Como referencia, el %ER anual fue de 99.84% en 2024 y de 97.21% en 2025. Ver **Tabla 3-15**

Concepto (Mill. L)	May-26	Jun-26	Jul-26
Facturación inicial	3,484.02	3,673.33	3,905.88
Ajustes	−15.42	−4.89	−8.83
Irregularidades	−0.21	−0.04	−0.29
Amnistía	−66.30	0.00	0.00
Facturación final	3,402.10	3,668.40	3,896.77
Recaudo	3,365	3,370	3,667
%ER corriente	89.61%	82.91%	87.23%
%ER mora	9.29%	8.96%	6.86%
%ER total	98.90%	91.88%	94.09%
Facturación final no recaudada	37.10	298.40	229.77

Tabla 3-15 Facturación final, recaudo y efectividad de recaudo

En mayo todos los segmentos superaron el 90% de efectividad de recaudo, con 102.38% en cable operadores, 101.12% en corporativos y 100.47% en grandes clientes, resultados superiores al 100% que corresponden a la recuperación de saldos de meses anteriores. El segmento masivo alcanzó 98.52% y Gobierno 90.40%.

En junio el comportamiento se invirtió. Gobierno llegó a 119.68% por la cancelación de saldos acumulados, mientras los demás segmentos bajaron del 95%: masivo a 87.76%, cable operadores a 94.38%, corporativos a 94.24% y grandes clientes a 93.62%.

En julio Gobierno registró 78.05%, el valor más bajo del trimestre y de todos los segmentos, en tanto el resto se recuperó parcialmente, con 99.95% en cable operadores, 97.15% en grandes clientes, 96.34% en corporativos y 93.66% en masivo. En el **Gráfico 3-1** se muestra la información gráfica.

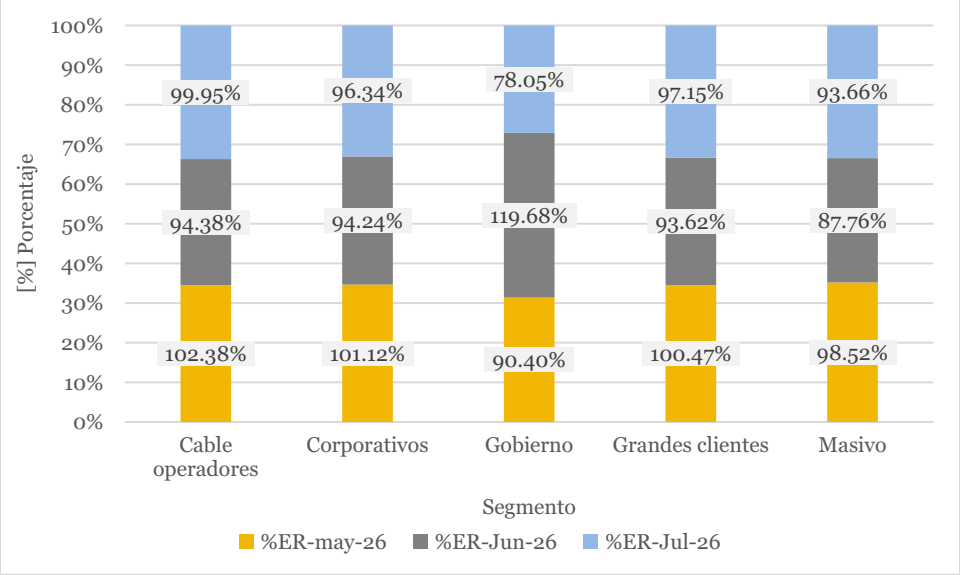


Gráfico 3-1 %ER por segmento

En el **Gráfico 3-2** se muestra que El Progreso–Santa Cruz es el único sector con resultados consistentes en los tres meses, entre 97.76% y 98.98%, con una variación de apenas 1.22 puntos. En el extremo opuesto, Santa Rosa osciló entre 87.28% y 106.45% y Comayagua entre 92.99% y 116.85%, comportamiento propio de recuperaciones puntuales de cartera vencida y no de una recaudación corriente sostenida.

La Ceiba–Tocoa registró el valor más bajo del trimestre, con 84.86% en junio, aunque cerró julio en 93.02%, con una recuperación de 8.16 puntos. San Pedro Sula, que por volumen de facturación es el sector de mayor peso, se mantuvo por debajo del promedio nacional en los tres meses, con un deterioro progresivo de 95.10% a 91.98%, lo que representa el principal riesgo de recaudo del período por su participación en los ingresos totales.

Choluteca presenta el deterioro más marcado, al pasar de 101.96% en mayo a 90.70% en julio, con una pérdida de 11.26 puntos en el trimestre, mientras Tegucigalpa–Danlí descendió de 100.81% a 94.75%. En conjunto, cinco de los ocho sectores cerraron julio por debajo del 95%, lo que muestra que el indicador consolidado se situara en 94.09%.

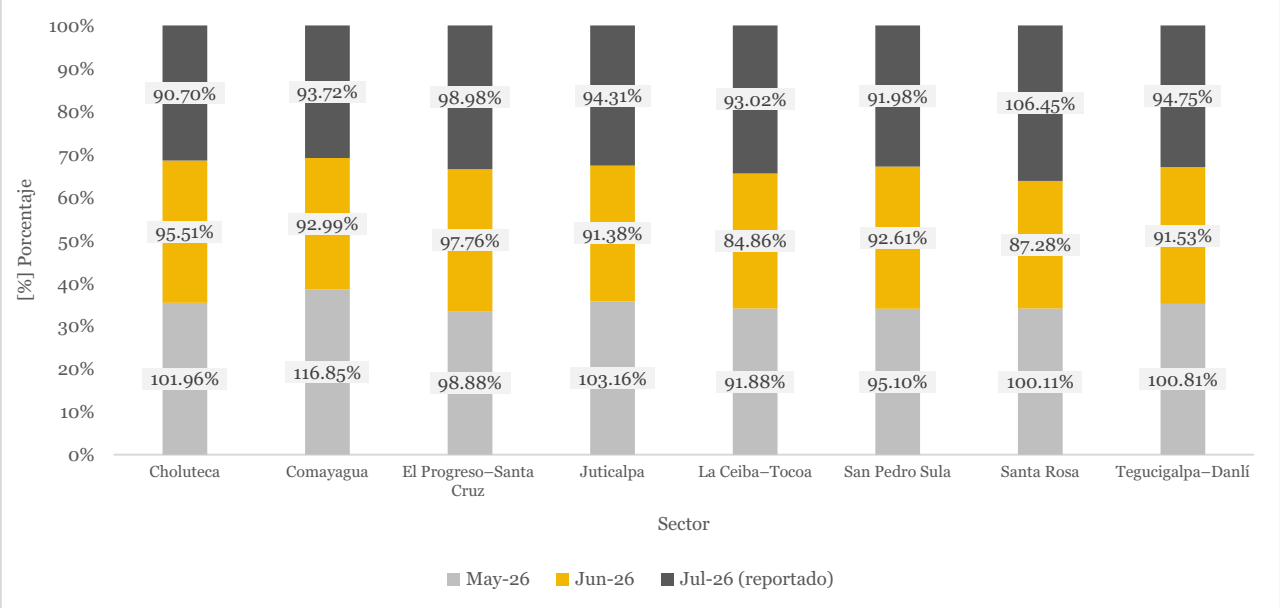


Gráfico 3-2 %ER por sector

La cartera en mora creció en los tres meses del trimestre, al pasar de L 18,738 millones en mayo a L 18,896 millones en junio y L 19,094 millones en julio.

La deuda está concentrada en las cuentas con más de 120 días de atraso, que sumaron L 18,448 millones en mayo, L 18,562 millones en junio y L 18,729 millones en julio, es decir, más del 98% del saldo en cada mes. Esta es la deuda más antigua y la más difícil de recuperar.

Las deudas recientes son una parte menor del saldo, pero aumentaron durante el trimestre. Las cuentas con 60 días de atraso pasaron de L 95 millones en mayo a L 119 millones en julio, y las de 90 días de L 67 millones a L 87 millones. Ver **Tabla 3-16.**

Banda de mora (Mill. L)	May-26	Jun-26	Jul-26
30 días	127	185	159
60 días	95	84	119
90 días	67	65	87
Más de 120 días	18,448	18,562	18,729
Total	18,738	18,896	19,094
% en más de 120 días	98.45%	98.23%	98.09%

Tabla 3-16 Saldo en mora por antigüedad

En la **Tabla 3-17** se muestra que la deuda por sector se concentra en dos grupos. El residencial debe L 10,108 millones en julio, es decir, el 52.94% del total, y el Gobierno debe L 5,039 millones, el 26.39%. Entre los dos suman cerca del 80% de toda la cartera en mora.

El caso del Gobierno es el que amerita mayor atención. Se trata de 14,775 clientes, apenas el 0.68% de los usuarios de la ENEE, que concentran poco más de una cuarta parte de la deuda total. El sector residencial, en cambio, agrupa 2,014,709 clientes, más del 92% del total, para una deuda que es solo el doble de la del Gobierno.

Durante el trimestre todos los sectores aumentaron su deuda, salvo el Gobierno, que bajó de L 5,013 millones en mayo a L 4,981 millones en junio, pero volvió a subir a L 5,039 millones en julio, con lo cual cerró por encima del nivel de mayo. El residencial creció L 274 millones en el trimestre y el comercial L 45 millones.

Este comportamiento del Gobierno coincide con lo observado en su efectividad de recaudo, que llegó a 119.68% en junio, cuando canceló saldos acumulados, y cayó a 78.05% en julio. Es decir, paga de forma concentrada en algunos meses y vuelve a acumular deuda en los siguientes, sin que el saldo total disminuya.

Sector (Mill. L)	May-26	Jun-26	Jul-26	% jul-26
Residencial	9,834	9,989	10,108	52.94%
Gobierno	5,013	4,981	5,039	26.39%
Comercial	3,518	3,550	3,563	18.66%
Industrial	373	376	383	2.01%

Tabla 3-17 Saldo en mora por sector

3.6.1.6 Gestiones pendientes

Al cierre de julio la ENEE mantuvo 121,395 PQR pendientes de resolución, cifra superior en 12,155 a las 109,240 registradas al cierre de abril y en 25.0% a las 97,116 de julio de 2025. El tramo de mayor antigüedad, correspondiente a las solicitudes con dos años o más sin resolver, pasó de 29,769 en mayo a 30,897 en julio, y el tiempo promedio de permanencia de las pendientes se mantuvo en alrededor de 525 días. En referencia se muestra la **Tabla 3-18** y **Gráfico 3-3**.

Antigüedad	May-26	Jun-26	Jul-26
Menos de 1 mes	10,494	10,883	10,372
Menos de 6 meses	33,882	36,740	38,596
Menos de 1 año	20,864	20,413	20,942
Menos de 2 años	18,395	19,134	20,568
2 años o más	29,769	30,088	30,897
Total	113,404	117,258	121,395
Tiempo promedio de permanencia (días)	531	526	525

Tabla 3-18 Reclamos pendientes por antigüedad

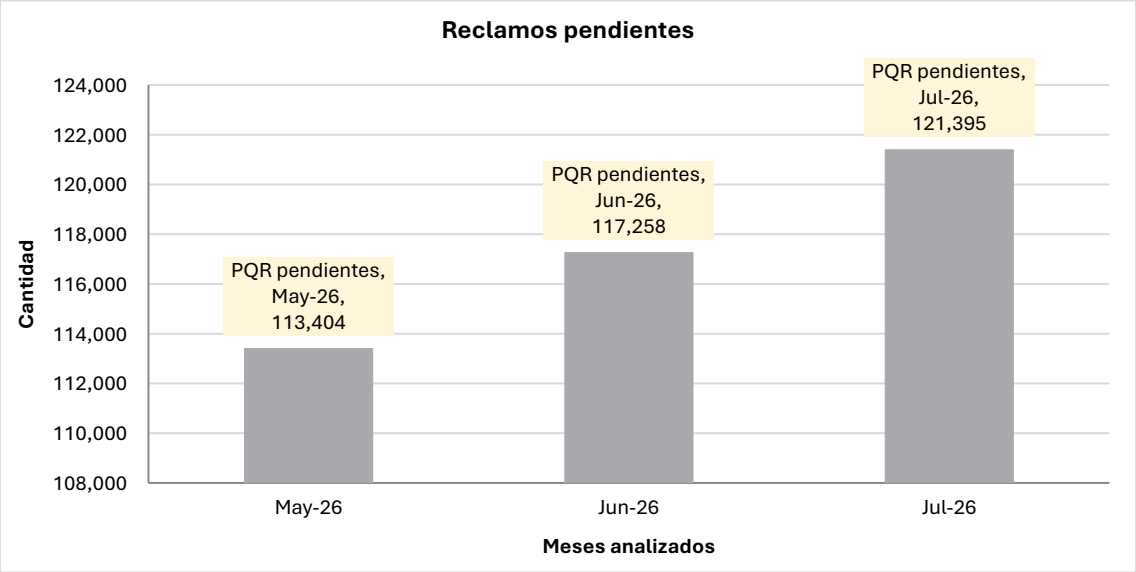


Gráfico 3-3 Reclamos totales por mes

En materia de nuevos suministros, en el trimestre la ENEE dio de alta 12,363 servicios, con lo cual el acumulado de 2026 alcanzó 28,399. En julio las altas ejecutadas fueron 3,637, inferiores a las 5,031 órdenes de servicio generadas en el mes, por lo que las pendientes se incrementaron a 48,427, cifra superior en 11.70% a las 43,355 registradas en julio de 2025. Estas órdenes comprenden únicamente solicitudes de atención al cliente y proyectos. La empresa atribuyó la disminución de proyectos en junio a la reducción de personal operativo y funcional. En referencia se muestra la **Tabla 3-19** y **Gráfico 3-4**.

Indicador	May-26	Jun-26	Jul-26
Altas de nuevos suministros	3,504	5,222	3,637
OS pendientes	48,384	46,849	48,427

Indicador	May-26	Jun-26	Jul-26
OS generadas en el mes	4,320	4,217	5,031
Proyectos	201	126	150
Suministros en proyectos	1,053	395	586
Potencia en proyectos (kVA)	15,445	7,500	12,775

Tabla 3-19 Solicitudes de servicio por indicador

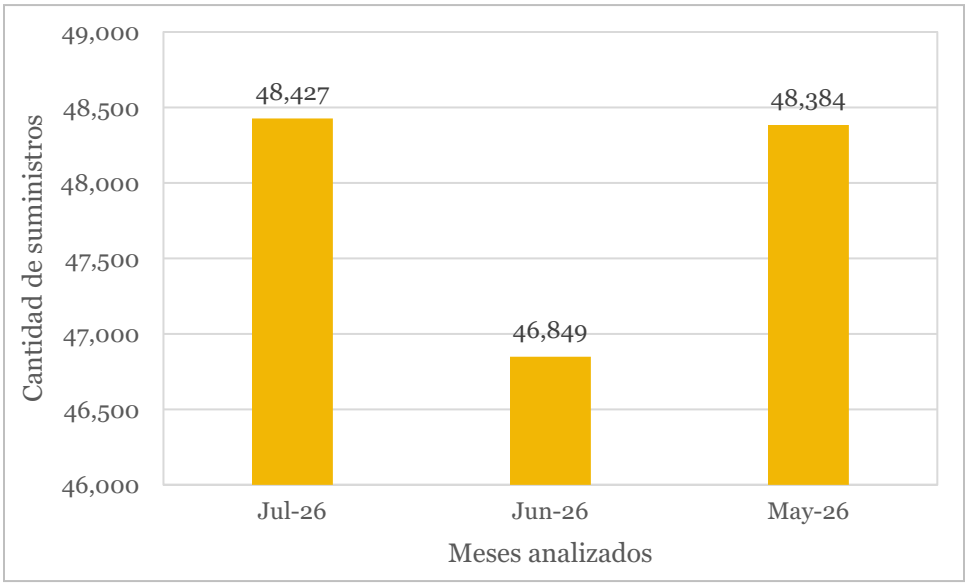


Gráfico 3-4 Solicitudes de servicio pendientes

3.6.1.7 Indicadores de atención al usuario

Durante el trimestre la ENEE recibió 165,433 PQR en mayo, 151,211 en junio y 151,047 en julio, y resolvió 155,137, 140,337 y 140,254, respectivamente, con porcentajes de resolución de 93.78%, 92.81% y 92.85%. En los tres meses resolvió menos solicitudes de las que recibió, lo que explica el incremento de las pendientes acumuladas. En referencia se muestra la **Tabla 3-20**.

Indicador	May-26	Jun-26	Jul-26
PQR recibidas	165,433	151,211	151,047
PQR resueltas	155,137	140,337	140,254
% de resolución	93.78%	92.81%	92.85%
PQR no resueltas en el mes	10,296	10,874	10,793

Tabla 3-20 Reclamos recibidos y resueltos

El tiempo promedio de respuesta mensual subió a 178 días en junio y descendió a 142 días en julio, mientras el indicador anual pasó de 153 a 161 días en el trimestre. Los reclamos procedentes se mantuvieron por debajo del 5% de los clientes en los tres meses, con 0.06% en julio, y los acumulados de los últimos doce meses descendieron de 28,169 en mayo a 23,974 en julio. En referencia se muestra la **Tabla 3-21**.

Indicador	May-26	Jun-26	Jul-26	Meta
Tiempo promedio de respuesta mensual (días)	150	178	142	—
Tiempo promedio de respuesta anual (días)	153	157	161	—
Reclamos procedentes del mes	875	875	1,294	5% de clientes
Reclamos procedentes en 12 meses	28,169	25,989	23,974	5% de clientes

Tabla 3-21 Tiempos de respuesta y reclamos procedentes

3.6.1.8 Pérdidas no técnicas

La ENEE presentó la tabla de acciones de reducción de pérdidas no técnicas únicamente en el informe de mayo, con un total de 9,030 acciones, cifra idéntica a la reportada en febrero de 2026. Las campañas del Programa Nacional de Reducción de Pérdidas (PNRP) aparecieron sin datos. En junio la empresa mencionó 10,297 acciones ejecutadas por la Gerencia de Medición, sin desglose, y en julio no presentó información sobre esta materia. En referencia se muestra la **Tabla 3-22**.

Línea de acción	**May-26**
Ciclo comercial	7,659
Nuevos suministros	3,850
Promedios	312
PQR e incidencias	3,433
Recuperación de energía	1,371
Campañas del PNRP	Sin datos
Normalización de ilegales	448
Revisión de alarmas AMI	20
Revisión de macromedidas	118
Otras campañas	785
Total de acciones ENEE-UTCD (reportado)	9,030

Tabla 3-22 Acciones de reducción de pérdidas no técnicas, mayo 2026

Las acciones dirigidas específicamente a promedios fueron 312 en mayo, frente a 272,552 usuarios facturados por promedio en ese mes.

3.6.1.9 Balance de energía

La energía no facturada corresponde a la diferencia entre las entradas a distribución y la energía facturada del mes, comprende pérdidas técnicas y no técnicas y está afectada por el desfase entre el período de entrega y el de facturación. e muestran En el trimestre ascendió a 1,181.35 GWh, equivalente al 36.76% de las entradas. En referencia se muestra la **Tabla 3-23**.

Concepto (GWh)	May-26	Jun-26	Jul-26	Trimestre
Entradas a distribución	1,111.35	1,041.14	1,060.80	3,213.29
Energía facturada	660.53	691.17	680.24	2,031.94
Energía no facturada	450.82	349.97	380.56	1,181.35
% no facturado	40.57%	33.61%	35.87%	36.76%
Promedio diario de entradas (GWh/día)	35.85	34.70	34.22	—

Tabla 3-23 Balance de energía

3.6.2 Usuarios Autoproductores

3.6.2.1 Base de Datos Regulatorios

En el marco de las actividades de fiscalización del cumplimiento de la Norma Técnica de Usuarios Autoproductores (NT-UAP), así como del seguimiento a la aplicación de la tarifa aprobada para los excedentes de energía, se mantiene como referencia la última Base de Datos Regulatorios (BDR) recibida en mayo de 2026, en la cual se identificaron mil trescientos cuarenta y nueve (1,349) usuarios autoproductores. Durante el III trimestre no se recibió una actualización que modificara este registro, por lo que la cifra se mantiene sin variación para efectos del presente informe. Asimismo, el departamento de Cortés continúa concentrando la mayor cantidad de usuarios, con un 45.22 % del total.

Del total de usuarios registrados, ochocientos cuarenta y ocho (848) cuentan con número de proyecto asociado, equivalente al 62.86 % del universo identificado, manteniéndose esta proporción respecto de la información previamente reportada.

Durante el período de análisis no se contó con una nueva actualización del universo de usuarios autoproductores, debido a que la empresa distribuidora continúa con la implementación y consolidación del sistema de información destinado a integrar los registros de usuarios y sus respectivos proyectos. En consecuencia, las cifras antes indicadas se mantienen como la información disponible para el tercer trimestre de 2026.

3.6.2.2 Informe de Lecturas Recopilada y Energía Inyectada

En seguimiento a las inyecciones de parte de los usuarios autoproductores a la red, ENEE-UTCD remitió un informe que documenta el proceso de levantamiento de lecturas de energía inyectada a la red por los clientes con sistema de generación en sus instalaciones, durante los meses de abril, mayo, y junio de 2026.

El proceso, ejecutado por ENEE-UTCD abarco una totalidad de 1,345 clientes, debido a que, de los 1,349 usuarios, 4 de ellos no forman parte del estudio integra porque tienen una clasificación como generadores o cogeneradores. ENEE-UTCD recopiló la información bajo dos modalidades: Telegestion (lectura remota) y visita de campo, documentándose y justificándose los casos sin lectura recuperable para ambos niveles de tensión, baja y media.

Nivel de tensión	Lectura acumulada 18 de abril (kWh)	Inyección Mayo (kWh)	Inyección Junio (kWh)	Inyección Julio (Preliminar) (kWh)	Inyección acumulada al último julio (Preliminar) (kWh)
Baja Tensión	50,328,244.55	878,932.67	1,195,830.27	1,019,291.93	53,422,299.42
Media Tensión	68,985,161.88	1,334,618.47	1,693,735.01	1,491,330.89	73,504,846.25
TOTAL	119,313,406.43	2,213,551.14	2,889,565.28	2,510,622.82	126,927,145.67

Tabla 3-24 Energía cuantificada según las lecturas desde abril de 2026 (fuente: informe de lectura de inyecciones UTCD)

Nivel de Tensión	Importe estimado inyección Mayo (HNL)	Importe estimado inyección Junio (HNL)	Importe estimado inyección Julio (preliminar) (HNL)
Baja Tensión	1,951,230.52	2,654,743.19	2,262,828.08
Media Tensión	3,630,162.24	4,606,959.24	4,056,420.02
TOTAL	5,581,392.76	7,261,702.43	6,319,248.10

Tabla 3-25 Importe estimado según las lecturas desde abril de 2026 (fuente: informe de lectura de inyecciones UTCD)

En la **Tabla 3-24** y en la **Tabla 3-25** se presentan las lecturas de energía inyectada y los importes estimados reportados por ENEE-UTCD. Asimismo, se identifica una lectura histórica acumulada al 18 de abril de 2026 de 119,313,406.43 kWh (119.31 GWh), de los cuales 50,328,244.55 kWh corresponden a baja tensión y 68,985,161.88 kWh a media tensión. Bajo el supuesto de aplicar retroactivamente las tarifas transitorias de L 2.22/kWh para baja tensión y L 2.72/kWh para media tensión, se obtiene un importe estimado de L 111,728,702.90 y L 187,639,640.31, respectivamente, que totalizan **L 299,368,343.21**. Este monto constituye una estimación técnica presentada por ENEE-UTCD, sujeta a validación.

3.6.2.2.1 Alternativas de Aplicación del Crédito Histórico de Energía Inyectada Propuestas por ENEE-UTCD

En el informe de lecturas de inyección de los usuarios autoproductores, ENEE-UTCD presenta dos alternativas para la eventual aplicación del crédito histórico de energía inyectada, considerando un plazo máximo de cinco años. Estas alternativas constituyen ejercicios de estimación técnica elaborados por la ENEE, cuya aplicación se encuentra sujeta a la revisión y determinación regulatoria correspondiente. Como parte del análisis, en la **Tabla 3-26** se presenta el universo de usuarios considerado para dichas proyecciones.

Descripción	Cantidad de usuarios (N.°)
Universo inicial	1,345
Imposibilidad para leer	-288
Lecturas Recuperadas	1,057
Clientes sin energía inyectada	-60
Total Lecturas recuperadas distinta a o kWh	997

Tabla 3-26 Universo Clientes Propuesta Aplicación Crédito Histórico para Base Oficial CREE (fuente: Informe de lecturas de inyección UTCD)

Nota: *Los valores corresponden a la depuración presentada por ENEE-UTCD, por lo tanto, se encuentran sujetos a validación.*

3.6.2.2.1.1 Primera Alternativa

La primera alternativa presentada por ENEE-UTCD consiste en distribuir el importe estimado del crédito histórico mediante una cuota mensual fija, calculada para amortizar la totalidad del saldo en un plazo máximo de cinco (5) años. Bajo este esquema, el importe de L 299,368,343.21 se distribuiría en sesenta (60) cuotas mensuales, equivalentes aproximadamente a L 4,989,472.39 por mes, conforme al detalle de la **Tabla 3-27**. Este mecanismo permitiría una distribución uniforme del importe estimado durante el período propuesto, sujeto a su eventual aprobación.

Año	Cantidad de cuentas	Cuota mensual referencial (L)	Importe anual estimado (L)	Energía anual equivalente (kWh)
1	997	4,989,472.39	59,873,668.64	23,862,681.29
2	997	4,989,472.39	59,873,668.64	23,862,681.29
3	997	4,989,472.39	59,873,668.64	23,862,681.29
4	997	4,989,472.39	59,873,668.64	23,862,681.29
5	997	4,989,472.39	59,873,668.65	23,862,681.27
TOTAL			299,368,343.21	119,313,406.43

Tabla 3-27 Proyección De Reconocimiento Del Crédito Histórico Mediante Cuota Nivelada A 5 Años (fuente: Informe de lecturas de inyección UTCD)

***Nota:** La cuota mensual referencial se obtiene dividiendo el importe estimado de L 299,368,343.21 entre sesenta (60) meses. De igual manera, la energía mensual equivalente resulta de dividir 119,313,406.43 kWh entre el mismo período, obteniéndose aproximadamente 1,988,556.77 kWh/mes. Los valores anuales consideran los ajustes de redondeo necesarios para mantener los totales estimados.*

3.6.2.2.1.2 Segunda alternativa

La segunda alternativa presentada por ENEE-UTCD toma como referencia el último consumo registrado de cada cliente en abril de 2026, a partir del cual se determina el volumen de energía que podría reconocerse mensualmente. Bajo este enfoque, el saldo histórico estimado se distribuiría gradualmente conforme al crédito proyectado y al comportamiento de consumo individual del usuario. Se incorpora, además, una restricción temporal de cinco (5) años, de manera que, cuando la proyección de agotamiento del saldo exceda dicho período, se ajustaría el crédito mensual para completar su reconocimiento dentro de un plazo máximo de sesenta (60) meses.

Año	Cuentas con crédito pendiente al inicio del año	Importe anual estimado (L)	Energía histórica proyectada para reconocimiento (kWh)	Participación de la energía histórica (%)
1	997	230,104,880.65	90,294,537.46	75.68 %
2	172	37,502,518.35	15,187,233.16	12.73 %
3	95	14,398,930.67	6,185,913.13	5.18 %
4	64	7,847,247.30	3,515,452.91	2.95 %
5	48	9,514,766.24	4,130,269.77	3.46 %
TOTAL		299,368,343.21	119,313,406.43	100%

Tabla 3-28 Proyección De Reconocimiento Del Crédito Histórico Mediante Cuota y Plazo Dinámico (fuente: Informe de lecturas de inyección UTCD)

Nota: *La cantidad de cuentas corresponde a los usuarios con saldo pendiente al inicio de cada año. La participación porcentual representa la proporción de energía histórica proyectada para reconocimiento durante cada período respecto del total de 119,313,406.43 kWh.*

3.6.2.3 Propuesta procedimiento de recepción de proyecto usuarios autoproductores

En el marco de sus funciones de fiscalización y en atención a la necesidad de garantizar la correcta aplicación de la Norma Técnica de Usuarios Autoproductores Residenciales y Comerciales y sus modificaciones mediante los Acuerdos CREE-10-2023 y CREE-07-2025, la CREE, a través de la Dirección de Fiscalización, solicitó a la ENEE, mediante mesas técnicas de trabajo, que estableciera un procedimiento único y homologado para la recepción, evaluación y puesta en operación de los proyectos de Usuarios Autoproductores en cumplimiento del Título III de la NT-UAP, y el artículo 18 de RSED. Esta gestión respondió a que las oficinas regionales y las unidades de la Empresa Distribuidora aplicaban prácticas distintas, lo que generaba diferencias en los requisitos exigidos, en los tiempos de atención y en la asignación de responsabilidades, con el consiguiente efecto en la seguridad jurídica de los usuarios y en el reconocimiento oportuno de los excedentes de energía inyectados a la red de distribución.

Como resultado de las mesas técnicas y del acompañamiento de la CREE, la Gerencia de Distribución de la ENEE elaboró el **“Proceso para la aprobación, construcción y puesta en operación de proyectos autoproductores”**, que organiza la gestión en dos flujos:

- El primero, aplicable a proyectos nuevos, comprende diecinueve actividades que van desde la orientación al usuario y la presentación de la solicitud hasta la evaluación técnica, la aprobación del diseño, la construcción, la recepción técnica, la suscripción del contrato de suministro y de la adenda de usuario autoproductor, la instalación del medidor bidireccional y la actualización tarifaria en el sistema comercial.
- El segundo, orientado a los usuarios que ya contaban con una constancia de recepción del proyecto, permite regularizar los expedientes rezagados mediante la verificación y subsanación de los requisitos pendientes, respetando el orden de antigüedad de su recepción. De forma complementaria, la ENEE elaboró un brochure informativo con los requisitos técnicos y administrativos-legales y los canales de atención por región, lo cual facilita el acceso de los usuarios a la información.

El procedimiento obtenido tiene un impacto positivo en el ordenamiento del sector, ya que define por primera vez responsables y tiempos para cada etapa y los diferencia según la clasificación de Usuarios Autoproductores tipo A, B y C establecida en la norma. También incorpora la Declaración Jurada autenticada exigida por el Artículo 7 y crea un expediente con código único en el Sistema de Control de Proyectos Autoproductores (SCAP), lo que fortalece la trazabilidad de cada solicitud y sienta las bases del registro de Usuarios Autoproductores que la Empresa Distribuidora debe mantener y reportar trimestralmente a la CREE conforme al Artículo 5. Además, la definición de un flujo que termina con la instalación del medidor bidireccional y la actualización tarifaria contribuye a que los usuarios reciban oportunamente los créditos por excedentes que prevé la norma.

La Dirección de Fiscalización realizó una evaluación de conformidad del procedimiento frente a la NT-UAP e identificó oportunidades de mejora relacionadas principalmente con:

- Los plazos de evaluación para usuarios tipo C;
- La diferenciación de requisitos por tipo de usuario y;
- La ruta de subsanación de solicitudes y el plazo de instalación del equipo de medición.

Estas oportunidades de mejora serán comunicadas a la Empresa Distribuidora para su incorporación. Con ello, la CREE refuerza su papel de garante del cumplimiento regulatorio

y de promotor de la autoproducción con fuentes renovables en condiciones de transparencia, predictibilidad y equidad para los usuarios.

3.6.2.4 Adenda del contrato de suministro artículo 32 NT-UAP

Como hito relevante del periodo, se destaca el avance en la construcción de la adenda al contrato de suministro prevista en el artículo 32 de la NT-UAP, instrumento que regirá la relación contractual entre el Usuario Autoproductor y la Empresa Distribuidora y cuyo contenido debe ser aprobado por la CREE. En el marco de las mesas técnicas, la CREE analizó la propuesta presentada por la Empresa Distribuidora, formuló las consultas correspondientes y logró que se acordara incorporar los ajustes requeridos por esta Comisión. Este resultado es un paso determinante para que la relación contractual con los Usuarios Autoproductores se ajuste al marco regulatorio y quede asegurado el reconocimiento de los excedentes de energía inyectados a la red. A la fecha, la CREE continúa con el proceso de revisión y aprobación de la versión final de la adenda, con el fin de que la Empresa Distribuidora pueda aplicarla de manera uniforme a nivel nacional.

3.6.2.5 Seguimiento a la gestión de alumbrado Público

Durante el tercer trimestre de 2026 se dio seguimiento a la implementación del Sistema de Control y Seguimiento del Servicio de Alumbrado Público de la ENEE, como parte de los compromisos establecidos en la reunión del 14 de julio de 2026. Entre dichos compromisos se estableció la remisión mensual a la CREE de los informes previstos en el artículo 42 de la Norma Técnica de Alumbrado, correspondientes a la gestión del mes anterior y acompañados de la base de datos que respalda la información reportada.

En seguimiento a lo anterior, la ENEE remitió el 17 de agosto de 2026 el informe correspondiente a julio, mediante Memorándum UAPCS-254-VIII-2026, cuya información comprende el período del 15 de abril al 31 de julio de 2026. El reporte registró 1,799 avisos, de los cuales 981 se encontraban terminados-atendidos, 813 por asignar o atender y 5 en proceso de atención. Asimismo, la documentación remitida incluyó la base de datos de reclamos y otros documentos relacionados con el seguimiento e implementación del sistema.

Posteriormente, el 30 de septiembre de 2026, mediante Oficio GD-415-09-2026, la ENEE remitió el Memorándum UAPCS-309-IX-2026, correspondiente a la gestión de agosto de

2026, manteniendo el seguimiento de los reclamos, consultas, solicitudes y anomalías de alumbrado público.

Para el período comprendido del 1 al 31 de agosto de 2026, se reportaron 459 avisos, de los cuales 249 fueron terminados-atendidos y 210 se encontraban por asignar o atender, sin avisos registrados en proceso de atención.

En materia de implementación, durante el trimestre también se reportaron acciones de socialización y capacitación del sistema de incidencias en las subzonas regionales, así como avances en su extensión territorial. Para julio, la ENEE informó actividades en las áreas Sur, Centro y Olancho, encontrándose pendiente Danlí.

En el reporte posterior se informó la continuidad de estas actividades y el inicio de la implementación en las regiones Noroccidental y Litoral Atlántico. Adicionalmente, se mantuvieron las gestiones relacionadas con la actualización del procedimiento interno de Alumbrado Público y con el acceso de la CREE a la información del sistema. La ENEE indicó que coordinaba con GTIC la publicación vía web de los reportes generados en Power BI, a partir de la actualización de la aplicación de reportería.

3.7 CONCLUSIONES

Del análisis de los informes de gestión remitidos por la ENEE de mayo a julio de 2026 y de la base de datos de usuarios facturados con base en promedios al cierre de julio de 2026, se concluye lo siguiente en materia de gestión comercial y atención al usuario:

1. **Facturación con base en promedios.** El PFE fue de 12.51%, 13.36% y 12.95% en el trimestre, en el mismo nivel del trimestre anterior y más del doble de la tolerancia de 5% del art. 3 de la NT-FBP. La facturación por promedio sigue siendo habitual y no una medida excepcional.
2. **Mora.** El saldo en mora cerró en L 19,094 millones, el más alto de los últimos 13 meses, y el 98.09% tiene más de 120 días. El sector Gobierno debe L 5,039 millones y su %ER fue de 78.05% en julio. En el trimestre quedaron sin recaudar L 565.27 millones.
3. **Gestiones pendientes.** Las PQR pendientes cerraron en 121,395, un 25.0% más que en julio 2025, y 30,897 tienen dos años o más. Las OS de nuevos suministros pendientes llegaron a 48,427, un 11.70% más que en julio 2025.

4. **Fiscalización de la NT-FBP.** La ENEE no registra gestión para tres de cada cuatro usuarios promediados, 195,034 superan el máximo de dos facturas promediadas al año y el 94.95% de las gestiones supera el plazo de 30 días del art. 54 del RSED. El promedio se está usando como una situación permanente, no como la medida excepcional y temporal que define la NT-FBP.
5. La fiscalización de usuarios autoproductores en el SIN evidencia que, si bien la Base de Datos Regulatoria de mayo de 2026 registra 1,349 usuarios identificados, de los cuales solo el 62.86 % (848) cuenta con número de proyecto asociado, esta cifra no debe interpretarse necesariamente como una brecha de legalización, sino como una limitación de vinculación y actualización de registros dentro de la base de datos de ENEE Distribución. Por su parte, ENEE-UTCD identificó 997 cuentas con registros de energía inyectada distinta de cero. Asimismo, estimó un importe de L 299.37 millones correspondiente a la valorización de 119.31 GWh de lecturas históricas acumuladas, bajo el supuesto de aplicación retroactiva de las tarifas transitorias. Este importe constituye una estimación técnica presentada por ENEE-UTCD, cuya validación y eventual reconocimiento se encuentran sujetos a la determinación regulatoria correspondiente.

3.8 RECOMENDACIONES

1. Requerir a la ENEE un plan con metas y fechas para reducir las PQR pendientes, empezando por las de dos años o más, y las OS de nuevos suministros pendientes.
2. Con base en los resultados de la fiscalización de la NT-FBP, la CREE trabajará una propuesta para analizar a profundidad los hallazgos y serán remitidos a la Dirección de Regulación y Dirección de Asesoría Jurídica.
3. Dar seguimiento al proceso de facturación con base en promedios para monitorear el cumplimiento del indicador PFP conforme al artículo 65 de la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NTCD) y requerir a la ENEE un plan de reducción progresiva que establezca metas mensuales medibles para alcanzar el parámetro normativo.
4. Requerir a la ENEE la presentación, en los informes mensuales de gestión, de un indicador agregado de pérdidas no técnicas que incluya línea base, meta y resultado del período, acompañado del desglose de acciones ejecutadas por el área encargada de la gestión de campo, con el fin de contar con información suficiente para la evaluación regulatoria del control de pérdidas.

5. Se dará seguimiento al proyecto de Base de Datos Regulatoria (BDR) con la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), con el objetivo de fortalecer los procesos de auditoría de la gestión comercial y la verificación del cumplimiento de los artículos 65 y 66 de la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NTCD), la Norma Técnica para la Autorización de Facturación con Base en Promedios (NT-FBP) y el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED).
6. Se dará seguimiento a los compromisos adquiridos en la reunión del 28 de abril de 2026, así como a la respuesta remitida por la ENEE mediante Oficio GD-203-04-2026, a fin de verificar la remisión oportuna de la planificación de trabajo para la implementación de un sistema de control de alumbrado público y la presentación de resultados de la gestión, conforme a lo establecido en el artículo 22 del Reglamento de Alumbrado Público y el artículo 42 de la Norma Técnica de Alumbrado Público.
7. La CREE fiscalizará la determinación del volumen de energía consumida por el sistema de alumbrado público, verificando la metodología empleada para su cálculo, los parámetros utilizados, la información y los sustentos que respaldan dicha determinación, así como la trazabilidad y consistencia entre los registros técnicos, comerciales y la información utilizada en el proceso de facturación. Asimismo, verificará que la determinación y el traslado de los costos del servicio de alumbrado público a la tarifa se realicen de conformidad con lo establecido en el artículo 16 de la Ley General de la Industria Eléctrica; los artículos 5, numeral 3, y 20 del Reglamento de Alumbrado Público; y los artículos 180 al 189 del Reglamento de Tarifas.
8. Dar seguimiento a la implementación de la tarifa para usuarios autoproductores y requerir a la ENEE la actualización y conciliación de su registro, así como la remisión de la base de datos individual y memoria de cálculo que respalden la estimación del crédito histórico por L 299.37 millones y las alternativas propuestas, a fin de verificar su consistencia técnica y evaluar la procedencia regulatoria de su eventual reconocimiento.

3.9 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 implementación de la tarifa de usuarios	Documento	Cronograma actualizado de actividades para	Semana 40	En proceso

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
	autoproductores, así como a la validación de la información y las propuestas de reconocimiento de energía inyectada presentadas por la ENEE.		la aplicación de la tarifa de usuarios autoproductores		
2	Dar seguimiento a los procesos comerciales y de recuperación de energía conforme a los hallazgos	Documento	Reuniones	Semana 44	En proceso
3	Con base en los resultados de la fiscalización de la NT-FBP, se trabajará una propuesta para analizar a profundidad los hallazgos y posterior serán remitidos a la Dirección de Regulación y Dirección de Asesoría Jurídica.	Documento	Memorándum	Semana 44	En proceso

P12-PF04-PI02
INFORME DE SUPERVISIÓN DE LA GESTIÓN COMERCIAL Y ATENCIÓN AL USUARIO EN LOS SISTEMAS AISLADOS

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



Septiembre 2026

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS

CREE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4 INFORME DE SUPERVISIÓN DE LA GESTIÓN COMERCIAL Y ATENCIÓN AL USUARIO EN LOS SISTEMAS AISLADOS

4.1 INTRODUCCIÓN

En el ejercicio de las atribuciones conferidas a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) por la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), Decreto No. 404-2013 y sus reformas vigentes, particularmente lo dispuesto en su artículo 3 y demás disposiciones aplicables en materia de regulación, supervisión y fiscalización del subsector eléctrico, se presenta el Informe de Supervisión de la Gestión Comercial y Atención al usuario en los Sistemas Aislados correspondiente al tercer trimestre del año 2026.

El presente informe tiene como finalidad documentar las actividades de supervisión y fiscalización realizadas sobre los agentes que operan sistemas aislados, verificando el cumplimiento del marco legal, reglamentario y normativo vigente, especialmente en lo concerniente a la prestación del servicio, la aplicación de estructuras tarifarias aprobadas, los procesos de facturación, medición, cobro y demás aspectos asociados a la gestión comercial y operativa de dichos sistemas.

4.2 OBJETIVOS

4.2.1 Objetivo General

Fiscalizar la gestión comercial y la atención al usuario en los Sistemas Aislados con base en la información reportada por las empresas distribuidoras y en lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución y las normas técnicas que establecen los indicadores de calidad comercial y de atención al usuario.

4.2.2 Objetivos Específicos

1. Verificar el cumplimiento de la normativa tarifaria y comercial vigente, particularmente en los procesos de facturación, aplicación de estructuras tarifarias aprobadas, medición, liquidación y cobro del servicio público de energía eléctrica.
2. Revisar el proceso de lectura y facturación del servicio de energía eléctrica, considerando la información reportada por UPCO y RECO sobre la lectura real, facturación con base en promedios y registros asociados a consumos cero.

3. Supervisar la gestión de atención al usuario, incluyendo la atención de peticiones, quejas y reclamos, así como los tiempos de respuesta y los tiempos de atención en el período reportado.
4. Presentar los resultados de la gestión operativa de la ENEE en el sistema aislado Guanaja y Brus Laguna.

4.3 MARCO LEGAL

1. **Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE)**
    a. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) aprobada mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el diario oficial "La Gaceta" el 20 de mayo del 2014 y todas sus reformas, tiene por objeto regular las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el territorio de la República de Honduras.
    b. 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.
    c. 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.
    d. 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. Por último, la normativa de Alumbrado Público en su artículo 1, tiene por objeto desarrollar

las disposiciones establecidas en el artículo 16 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), en particular, establecer los procedimientos y reglas asociadas a la prestación del servicio de alumbrado público en el territorio de la República de Honduras.

2. **Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE)**
    a. Que el Reglamento de la Ley General de la industria Eléctrica (RLGIE), establece en el artículo 1, que el presente Reglamento tiene por objeto desarrollar las disposiciones de la Ley General de la Industria Eléctrica. En particular, desarrollar la regulación de las actividades de generación, transmisión, operación, distribución y comercialización de electricidad en el territorio de la República de Honduras; la importación y exportación de energía eléctrica, en forma complementaria a lo establecido en los tratados internacionales sobre la materia.
    b. Que el acuerdo CREE-01-2023 publicado en el Diario Oficial La Gaceta en 2 de marzo de 2023, contiene la modificación de los artículos 47, 48, 49 y 50 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica que establecen los requisitos mínimos a cumplir para un usuario autoproductor, las reglas que deberán cumplirse para la inyección de excedentes a la red, el método de remuneración por la inyección de excedentes, y las reglas para que los usuarios autoproductores puedan conectarse a las redes de distribución y transmisión.
3. **Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución (RSED)**
    a. El Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución aprobado mediante Acuerdo CREE-099-2025 tiene por objeto regular las condiciones para la prestación del servicio eléctrico, en particular, enfocándose en las relaciones entre la Empresa Distribuidora y los Usuarios, así como terceros vinculados a los sistemas de distribución eléctrica.
    b. Que el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED), establece las disposiciones que 15 constituyen 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.

c. Que el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED) Título V, establece los mecanismos de atención a los reclamos.

4. **Norma Técnica para el Pago y Liquidación de la Tasa de Regulación**
   a. La Norma Técnica para el Pago y Liquidación de la Tasa de Regulación aprobada mediante Acuerdo CREE-023-2020 tiene por objeto desarrollar el procedimiento para que las Empresas Distribuidoras, o la Empresa Nacional de Energía Eléctrica en calidad de Empresa Distribuidora, hagan el pago de la tasa de regulación que establece la LGIE.
5. **Norma Técnica de Usuarios Autoproductores (NT-UAP)**
   a. Que la NT-UA aprobada mediante el acuerdo CREE-25-2022 publicado en el Diario Oficial "La Gaceta" el 31 de agosto de 2022 dicta todas las disposiciones para la conexión, registro, operación, supervisión y remuneración a la que están sujetos los usuarios autoproductores.
6. **Norma Técnica para la Autorización de la Facturación con Base en Promedios**
   a. Que el objetivo de la NT-FBP es desarrollar el procedimiento para la autorización de la facturación con base en promedios, de conformidad con lo establecido en el Artículo 18 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), el cual fue reformado mediante Decreto 61-2020 publicado el 5 de junio de 2020 en el Diario Oficial "La Gaceta".
   b. En el artículo 3 establece que las Empresas Distribuidoras deberán corregir las diferencias en los valores facturados por causa de la aplicación de promedios según los criterios y metodología para el cálculo de energía consumida y no pagada establecidos en los artículos 60, 68 y 76 del Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución.

4.4 ANTECEDENTES

En la siguiente **Tabla 4-1** se describe las actividades y procesos previo a la realización de este informe.

Antecedente	Descripción
Proceso de Ajuste Tarifario de la Sociedad Mercantil Utila Power Company - Acuerdo CREE-103-2023	La CREE dispuso el congelamiento del proceso de ajuste tarifario de UPCO mientras se desarrollaba la revisión y aprobación del pliego tarifario correspondiente.
Base de Datos Regulatorios (BDR) RECO - Oficio CREE-125-2024	La CREE solicitó a RECO la remisión de la Base de Datos Regulatorios (BDR) para la fiscalización de la gestión comercial y el cumplimiento de la normativa aplicable.
Base de Datos Regulatorio (BDR) UPCO - Oficio CREE-126-2024	La CREE solicitó a UPCO la remisión de la BDR para la fiscalización de la gestión comercial y el cumplimiento de la normativa aplicable.
Aprobación de pliego tarifario RECO - Acuerdo CREE-150-2025	La CREE aprobó el pliego tarifario aplicable a RECO, estableciendo el esquema tarifario vigente para el sistema aislado.
Aprobación de pliego tarifario RECO - Acuerdo CREE-151-2025	La CREE complementó las disposiciones para la implementación y aplicación del pliego tarifario aprobado para RECO.
Aprobación ajuste trimestral a la tarifa eléctrica para los usuarios de Roatan Electric Company (RECO) -Acuerdo CREE-15-2026	La CREE aprobó el ajuste trimestral de la tarifa eléctrica aplicable a los usuarios de RECO, conforme al pliego tarifario vigente.
Aprobación ajuste trimestral a la tarifa eléctrica para los usuarios de Roatan Electric Company (RECO) -Acuerdo CREE-37-2026	La CREE aprobó el siguiente ajuste trimestral de la tarifa eléctrica aplicable a los usuarios de RECO.

Tabla 4-1 Principales antecedentes regulatorios y de fiscalización

4.5 PROCEDIMIENTO

La presente fiscalización comprende el periodo correspondiente al tercer trimestre del año, y tiene como sujetos fiscalizados a los sistemas aislados RECO y UPCO. En cuanto al marco tarifario vigente para cada sistema, es importante señalar que UPCO no cuenta a la fecha con un pliego tarifario aprobado por esta Comisión, circunstancia que condiciona el alcance de la verificación en este sistema, limitándose esta a los aspectos de gestión comercial y atención al usuario, sin que sea posible, por el momento, contrastar la aplicación de categorías tarifarias. RECO, en cambio, sí cuenta con tarifa vigente; su último ajuste fue

publicado el 1 de junio y aprobado mediante el Acuerdo CREE-37-2026, siendo precedido por el primer pliego tarifario aprobado mediante los Acuerdos CREE-150-2025 y CREE-151-2025. En virtud de lo anterior, la verificación de la gestión comercial y de la atención al usuario se realizó sobre ambos sistemas, considerando las particularidades regulatorias de cada uno.

La metodología empleada se sustenta principalmente en la información reportada a través de la Base de Datos Regulatoria (BDR), mecanismo de transferencia de datos implementado desde el año 2024, el cual fue objeto de modificaciones y adiciones durante el segundo trimestre del presente año.

Una vez recibidas las plantillas de reporte de manera mensual por parte de las empresas distribuidoras, la información es cargada y actualizada en un servidor que resguarda el histórico de los datos remitidos. Este esquema de almacenamiento permite dar seguimiento a la evolución de la información a lo largo del tiempo, posibilitando la identificación de tendencias, inconsistencias o variaciones relevantes entre periodos, lo cual constituye un insumo central para el análisis fiscalizador (Ver **Imagen 4-1**).

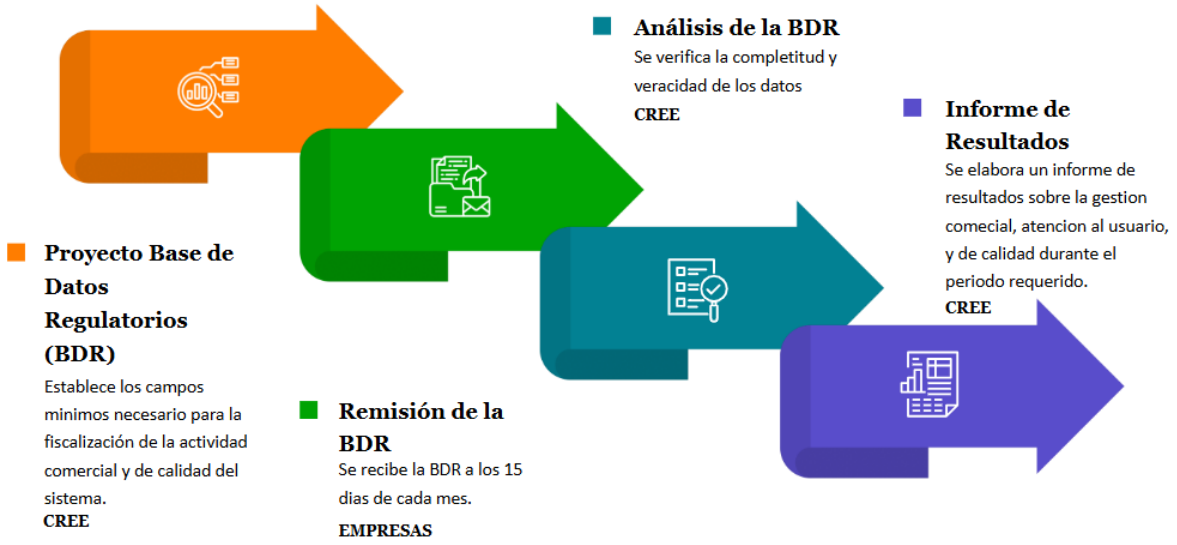


Imagen 4-1 Proceso de análisis de información sistemas aislados (fuente: propia)

4.6 RESULTADOS

4.6.1 Sistema aislado Guanaja – ENEE

La gestión comercial en Guanaja durante el trimestre presentó una efectividad de recaudo superior a la del SIN. En mayo se obtuvo un %ER de 92.08%, en junio de 138.32% y en julio de 101.30%, con una facturación trimestral de L 12.79 millones frente a un recaudo de L 13.84 millones, equivalente a un %ER de 108.21%, lo que refleja la recuperación de saldos de mora acumulada en meses anteriores mediante gestiones de telecobranza y de corte y reconexión. En referencia se muestra la **Tabla 4-2**.

Mes	Facturación (Mill. L)	Recaudo (Mill. L)	%ER
May-26	4.53	4.17	92.08%
Jun-26	3.53	4.88	138.32%
Jul-26	4.73	4.79	101.30%
Trimestre	12.79	13.84	108.21%

Tabla 4-2 Efectividad de recaudo, sistema aislado de Guanaja

En la **Tabla 4-3** se muestran los clientes registrados se mantuvieron en 2,103 en mayo y 2,101 en junio; el informe de julio no presentó el dato.

Mercado	May-26	Jun-26
Masivo	2,028	2,026
Gobierno	39	39
Corporativos	28	28
Cable operadores	5	5
Grandes clientes	3	3
Total	2,103	2,101

Tabla 4-3 Clientes de Guanaja por mercado

En atención al usuario, el tiempo de reconexión fue de 26.8 horas en mayo y de 71.11 horas en junio, frente a una meta de 12 horas establecida para Guanaja. El tiempo promedio de respuesta se incrementó de 129 días en mayo a 154 en junio y a 351 en julio, mientras las PQR represadas pasaron de 12 a 44 en el mismo período. En referencia se muestra la **Tabla 4-4.**

Indicador	May-26	Jun-26	Jul-26
Clientes registrados	2,103	2,101	No reportado
Facturación (Mill. L)	4.53	3.53	4.73
Recaudo (Mill. L)	4.17	4.88	4.79
%ER	92.08%	138.32%	101.30%
Tiempo de reconexión (horas; meta 12)	26.8	71.11	No reportado
PQR del mes / represadas	1 / 12	2 / 13	3 / 44
Tiempo promedio de respuesta (días)	129	154	351

Tabla 4-4 Gestión comercial del sistema aislado de Guanaja

De la base de datos al cierre de julio se determinó que 733 usuarios de Guanaja fueron facturados con base en promedios, equivalentes al 34.89% de los 2,101 clientes del sistema, proporción cercana al triple del PFE registrado en el SIN, que fue de 12.95% en ese mes. Las causas principales fueron la dificultad operativa, con 368 usuarios que representaron el 50.20% de los promediados y que comprende los problemas climáticos de la zona, y la falta de energía en la red de distribución, con 248 casos equivalentes al 33.83%. La ENEE no registró gestión de normalización para 543 de estos usuarios, el 74.08% del total. La mayoría, 512 usuarios, presentó un solo ciclo promediado correspondiente a un evento de julio, mientras 171 acumularon tres o más ciclos. En mayo la empresa ya reportaba 83 promedios en la isla por restricciones de movilidad derivadas de incidencias en la red. En referencia se muestra la **Tabla 4-5.**

Concepto	Usuarios	% de los promediados
Dificultad operativa	368	50.20%
No energizado	248	33.83%
Dificultad para leer	33	4.50%
Medidor no comunica	29	3.96%
Servicio directo	27	3.68%
Otras causas	28	3.82%
Total promediados	733	100.00%
Sin gestión de normalización	543	74.08%
Con tres o más ciclos promediados	171	23.33%
Con promedio de 0 kWh	121	16.51%

Tabla 4-5 Usuarios de Guanaja facturados por promedio, julio 2026

4.6.2 Sistema aislado de Brus Laguna

Brus Laguna mantuvo 592 clientes enrutados en dos diales de lectura durante mayo y junio; el informe de julio no presentó datos de este sistema. En junio se recibieron 5 PQR, todas en oficinas. Este sistema no aparece en la base de datos de promedios y la ENEE no reporta facturación, recaudo, mora ni tiempos de atención, debido a que sus usuarios no se facturan con una tarifa establecida. En referencia se muestra la **Tabla 4-6.**

Dial	May-26	Jun-26	Jul-26
13	284	284	No reportado
14	308	308	No reportado
Total	592	592	No reportado

Tabla 4-6 Clientes de Brus Laguna por dial de lectura

4.6.3 Sistema Aislado Útila - UPCO

4.6.3.1 Usuarios

La empresa distribuidora Utila Power Company (UPCO), que opera el sistema aislado en el departamento de Útila cuenta con un total de tres mil diez (3011) usuarios a la fecha, de los cuales uno (1) se encuentra inactivo según los datos correspondientes de julio de 2026. Del total de 3,010 usuarios, el **98 %** son clientes que tienen una modalidad prepago, y el **2 %** restante están dentro de la modalidad de postpago (Ver **Gráfico 4-1**). UPCO tuvo un crecimiento de treinta y siete (37) usuarios en su red, en comparación con el mes de junio de 2026, demostrando una tendencia de crecimiento mensual en su base de usuarios.

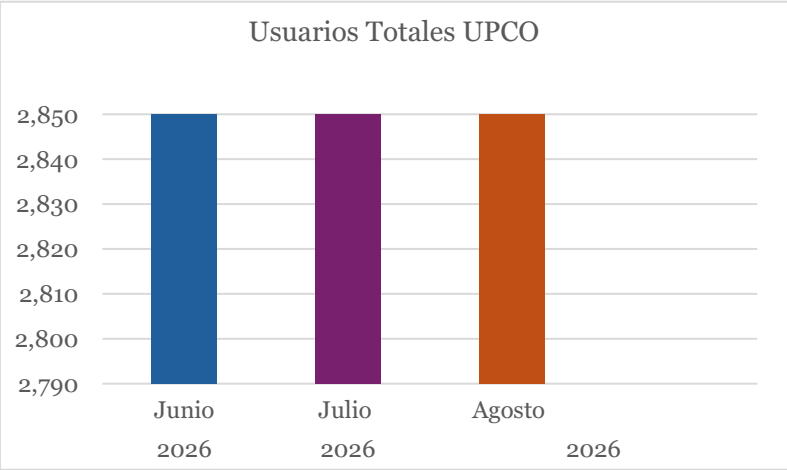


Gráfico 4-1 Cantidad de usuarios totales UPCO de junio a agosto de 2026 (fuente: BDR UPCO)

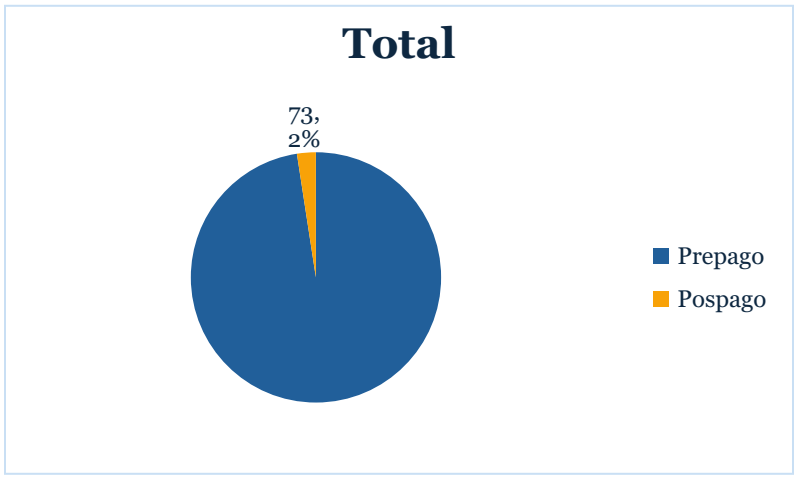


Gráfico 4-2 Total usuarios UPCO trimestre II (fuente: propia)

4.6.3.2 Facturación

4.6.3.2.1 Usuarios Prepago

Para los usuarios que se encuentran bajo la modalidad prepago, la empresa UPCO mantiene un historial mensual de transacciones de compra de energía, el cual es obtenido a través del proyecto BDR. Para efectos de este informe se fiscalizó los meses de mayo a julio de 2026, donde se escogió el top 5 de clientes con mayor cantidad de compra de energía y se observa en el **Gráfico 4-3**, el total de consumo equivalente a esa cantidad de muestra en el **Gráfico 4-4**.

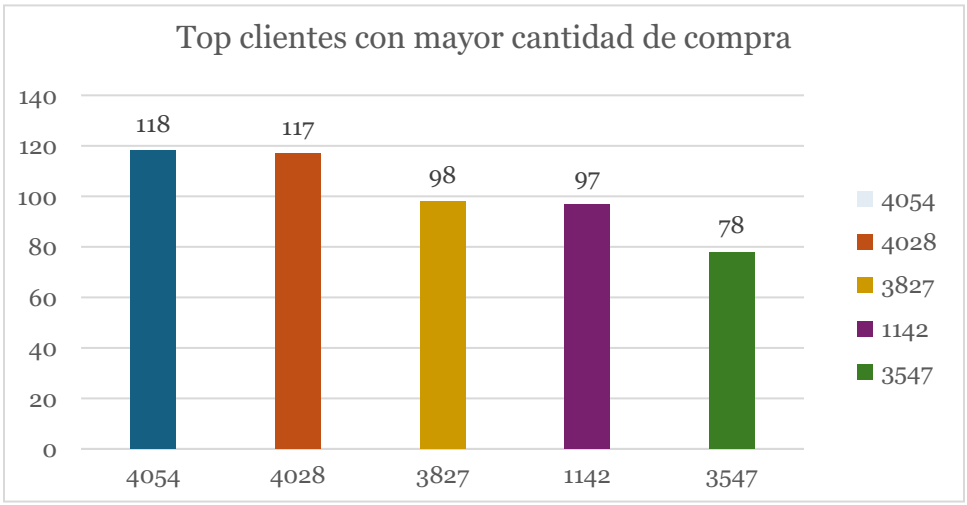


Gráfico 4-3 Consumo de usuarios prepago trimestre III (fuente: BDR UPCO)

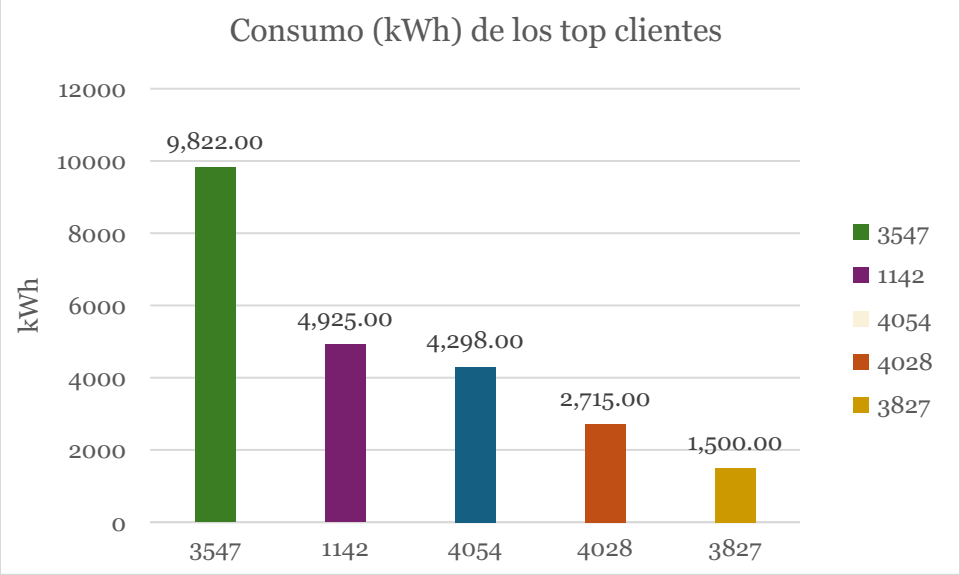


Gráfico 4-4 Total de consumo en kWh por usuarios prepago (fuente: BDR UPCO)

4.6.3.2.2 Usuarios Pospago

En el sistema de distribución operado por UPCO en Utila, se identifican 75 usuarios bajo la modalidad pospago. Como resultado del seguimiento efectuado, se verificó la corrección del esquema de facturación aplicado a estos usuarios, pasando de un esquema que contemplaba dos lecturas con periodicidad quincenal a la aplicación de un único período de facturación, conforme a lo establecido en el artículo 57 del RSED. Esta adecuación constituye una mejora en la gestión comercial de la empresa y permite alinear el proceso de facturación con las disposiciones regulatorias aplicables.

Asimismo, se identificaron los top 5 usuarios que presentaron mayor consumo durante el periodo fiscalizado y se comprobó que, el usuario 4617 presenta el mayor consumo de todos con un valor de **10,664 kWh**. (Ver **Gráfico 4-5)**

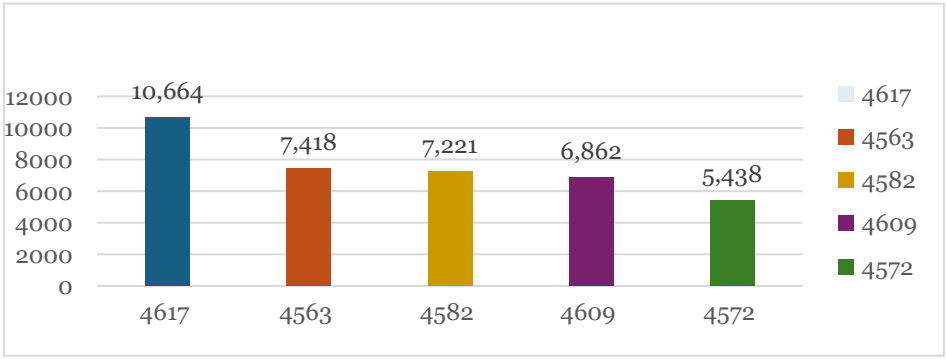


Gráfico 4-5 Consumo usuarios pospago trimestre II (fuente: BDR UPCO)

4.6.3.3 Mora

En el marco del análisis del artículo 69 del Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución (RSED), relativo a la mora en el pago de las facturas del servicio eléctrico, se identificó la existencia de cinco (5) usuarios, con saldos en mora con una antigüedad superior a un (1) año. Asimismo, se observó que el **100 %** de estos usuarios registran montos de mora superiores a L 100,000, lo que evidencia niveles elevados de acumulación de deuda en este grupo de usuarios. (Ver **Gráfico 4-6**)

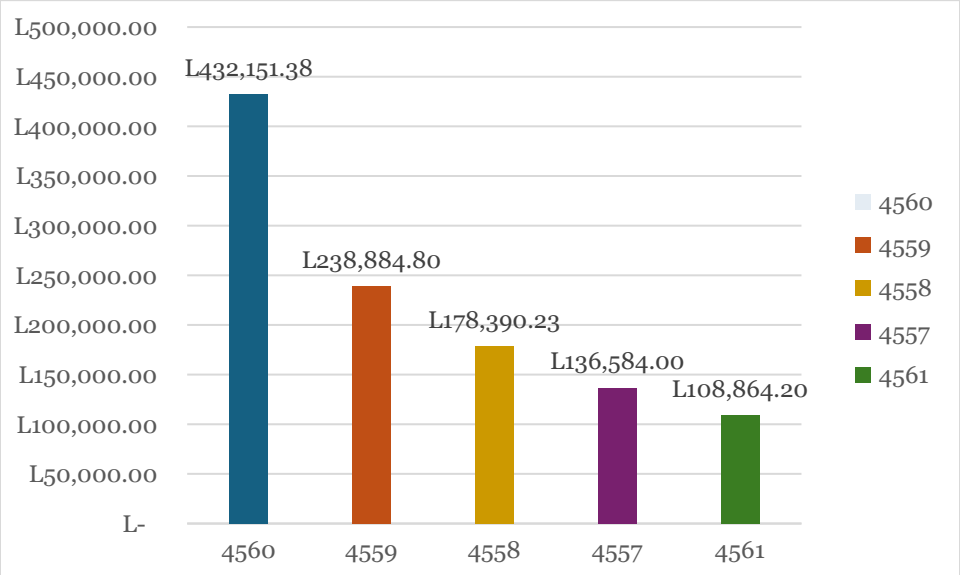


Gráfico 4-6 Deuda asumida por el usuarios trimestre II (fuente: BDR UPCO)

4.6.3.4 Usuarios Autoproductores

En relación con los usuarios autoproductores, se realizó la fiscalización correspondiente durante el período evaluado, verificando el estado de los registros y la información reportada por la empresa distribuidora. Como resultado de dicha revisión, se constató que la cantidad de usuarios autoproductores continúa siendo de veintiocho (28) usuarios, de los cuales dos (2) permanecen inactivos, manteniéndose sin cambios a la fecha. No obstante, este tema continúa bajo seguimiento y fiscalización permanente por parte de la Comisión, con el propósito de asegurar el cumplimiento de la normativa aplicable y la actualización oportuna de cualquier modificación que pudiera presentarse en períodos posterior.

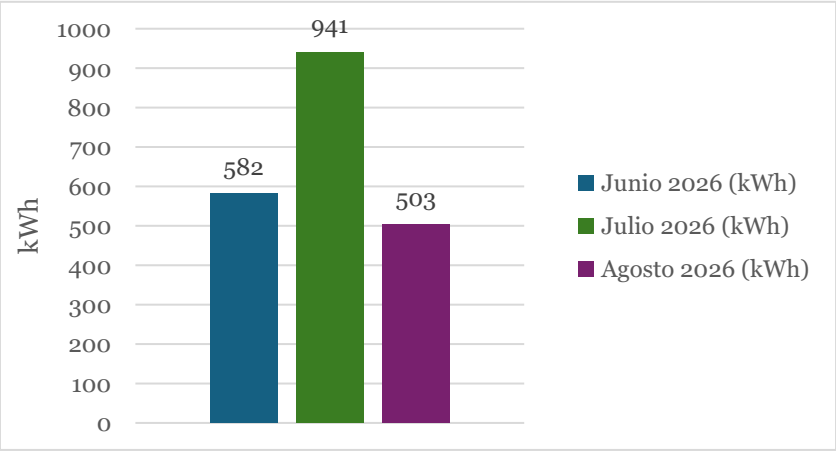


Gráfico 4-7 Excedentes usuarios autoproductores trimestre II (fuente: BDR UPCO)

Asimismo, se verificó la energía inyectada a la red por los usuarios autoproductores durante los meses de junio, julio y agosto de 2026. Como se observa en el **Gráfico 4-7**, los excedentes de energía registrados por ocho (8) usuarios fueron de **582 kWh**, **941 kWh** y **503 kWh**, respectivamente, evidenciándose un incremento significativo durante el mes de Julio.

4.6.3.5 Atención al usuario

4.6.3.5.1 Reclamos

Durante el período comprendido de febrero hasta agosto de 2026, se registraron doscientos catorce (214) atenciones relacionadas con usuarios del servicio eléctrico (ver **Gráfico 4-8**). De este total, dos (2) corresponden a reclamos, representando el **1 %** de los casos atendidos, mientras que doscientos diez (210) corresponden a solicitudes, equivalentes al **98 %**, y dos (2) consultas que equivalen a **1 %**. Los reclamos presentados por los usuarios se asocian a aspectos relacionados con la calidad del servicio, específicamente a fluctuaciones de voltaje. Esta información es objeto de seguimiento permanente con el propósito de verificar la atención brindada por la empresa distribuidora y el cumplimiento de los tiempos y procedimientos establecidos en la normativa vigente.

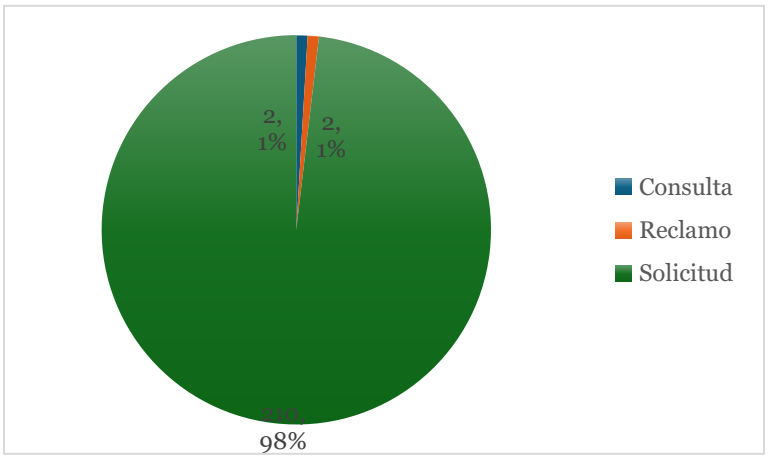


Gráfico 4-8 Reclamos trimestre II UPCO (fuente: BDR UCPO)

4.6.3.5.2 Solicitudes

En relación con las solicitudes de nuevo suministro de energía eléctrica registradas durante el período comprendido entre febrero y agosto de 2026, se identificaron ochenta y dos (82) casos. De este total, dos (2) corresponden a solicitudes de suministro temporal, las cuales fueron atendidas y resueltas.

Por consiguiente, del total de ochenta (80) solicitudes de nuevo suministro restantes, únicamente el nueve por ciento (9 %) registra una respuesta o resolución a la fecha de corte, mientras que el noventa y un por ciento (91 %) permanece pendiente de atención. En este sentido, se continuará con el seguimiento de dichas solicitudes, a fin de verificar su gestión y resolución por parte del prestador, así como el cumplimiento de los plazos, requisitos y procedimientos establecidos en el Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución (RSED) para la atención y respuesta de las solicitudes de nuevo suministro. (Ver **Gráfico 4-9**)

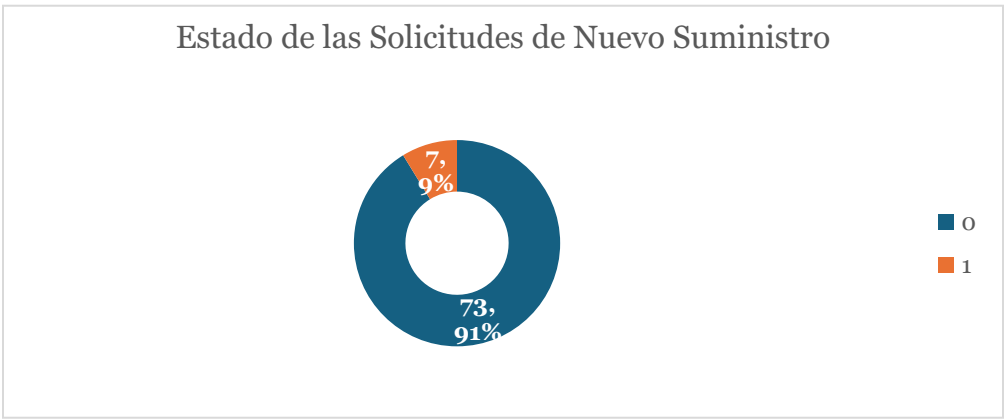


Gráfico 4-9 Solicitudes trimestre II UPCO (fuente: BDR UPCO)

4.6.4 Sistema Aislado Roatán - RECO

4.6.4.1 Gestión Comercial

4.6.4.1.1 Usuarios

Con base en la información reportada por RECO en las Bases de Datos Regulatorias (BDR) correspondientes al tercer trimestre de 2026, se observa que la cantidad de usuarios se mantuvo prácticamente estable durante el período analizado. En junio se registraron 23,554 usuarios, mientras que en julio la cifra aumentó a 23,640 usuarios, representando un incremento de 86 usuarios (0.36 %). Para agosto se contabilizaron 23,665 usuarios, evidenciando un aumento marginal de 111 (0.47 %) usuarios respecto a junio. En términos generales, la variación total del trimestre refleja estabilidad en la cartera de usuarios atendidos por RECO durante el período evaluado. (Ver **Gráfico 4-10**)

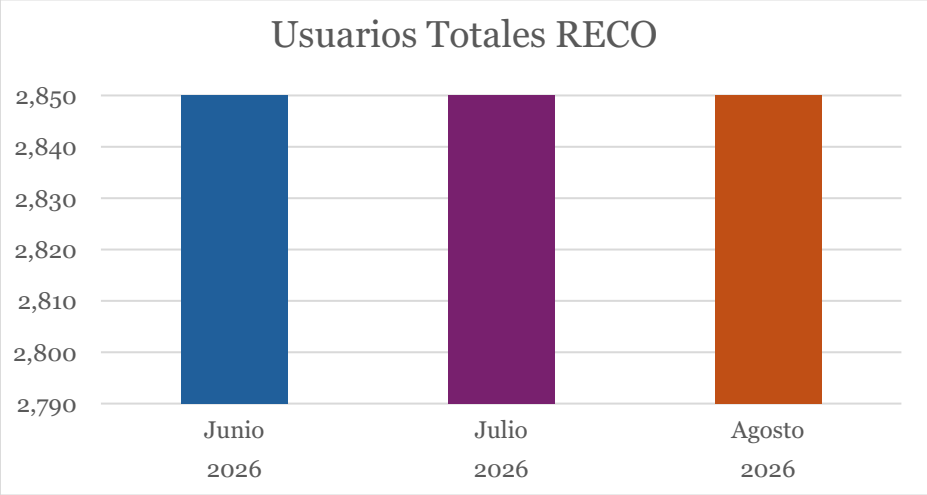


Gráfico 4-10 Usuarios reportados durante el II trimestre de 2026 (fuente: propia)

4.6.4.1.2 Facturación

En el marco de la fiscalización de la gestión comercial de RECO, se verificó la facturación correspondiente al mes de marzo de 2026, identificándose los siguientes resultados.

4.6.4.1.2.1 Junio a agosto de 2026

Con respecto a la aplicación del ajuste tarifario derivado de la aprobación del Acuerdo CREE-37-2026, se verificó que las tarifas correspondientes fueron aplicadas durante el período comprendido entre junio y agosto de 2026. Como parte de la verificación, se revisaron los

cargos asociados a energía, potencia, alumbrado público y cargos fijos, constatándose su aplicación conforme a las tarifas aprobadas para dicho período.

4.6.4.1.3 Promedios

Con base en la información reportada por RECO en las Bases de Datos Regulatorias (BDR) correspondientes al tercer trimestre de 2026, se identificó la aplicación de consumos promediados de 39 a 48 usuarios dentro del periodo de estudio (Ver **Gráfico 4-11**). Del análisis realizado se verificó que la totalidad de los casos fueron justificados bajo las causales de "medidor no existe" o "medidor dañado".

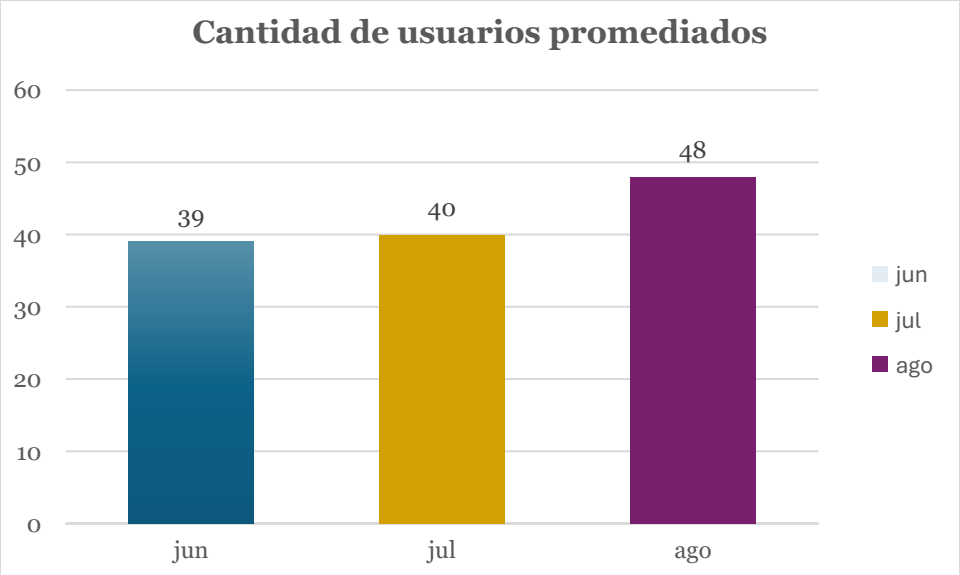


Gráfico 4-11 Usuarios promediados Trimestre II RECO (fuente: BDR RECO)

4.6.4.1.4 Mora

Se evaluaron los usuarios que se encuentran en mora con RECO hasta el mes de agosto de 2026, identificándose un total de ocho mil ciento treinta y siete (8,137) usuarios. Adicionalmente, se identificó el top 5 de los usuarios con mayor monto de deuda, observándose un valor total acumulado de L.5,173,792.61 (Ver **Gráfico 4-12**). Sin embargo, se verifico por medio de la información comercial y hasta la fecha no existen valores destinos a 0 en el Cargo por Mora de los usuarios que mantienen una deuda con la empresa distribuidora.

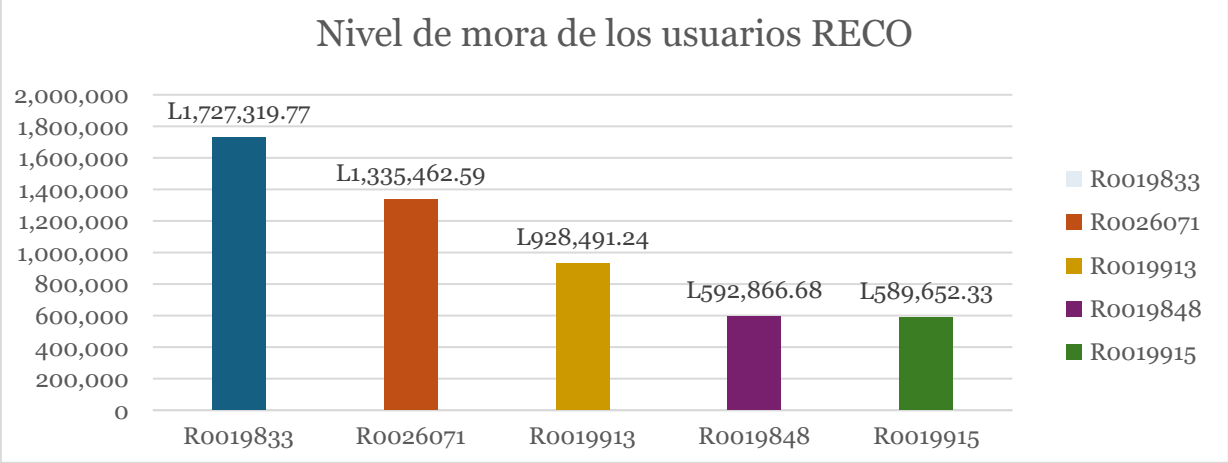


Gráfico 4-12 Top 5 de usuarios con el mayor monto de deuda con RECO (fuente: BDR RECO)

4.6.4.1.5 Usuarios Autoproductores (UAP)

Con relación a los usuarios autoproductores, no se identificaron variaciones respecto a la información reportada en períodos anteriores. La empresa distribuidora mantiene registrados un total de treinta y ocho (38) usuarios autoproductores en su red de distribución, de los cuales veintisiete (27) corresponden a la categoría residencial y once (11) a la categoría comercial (Ver **Gráfico 4-13**).

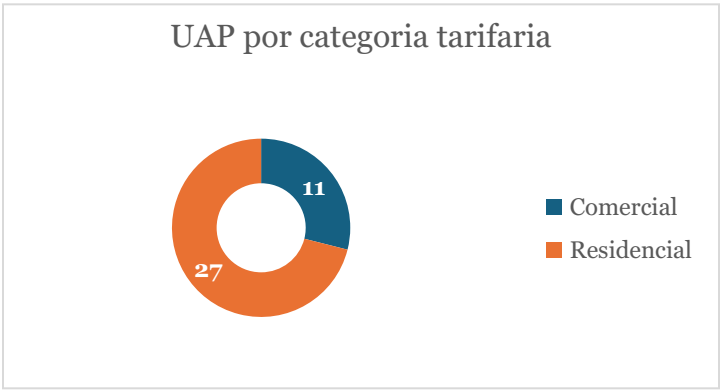


Gráfico 4-13 Cantidad de usuarios autoproductores en la red de RECO (fuente: BDR RECO)

Asimismo, se conserva la clasificación establecida conforme a la NT-UAP, registrándose veintiséis (26) Usuarios Autoproductores Tipo A, conectados en baja tensión, y doce (12) Usuarios Autoproductores Tipo B, conectados en media tensión. Por lo anterior, se concluye que no se han presentado modificaciones en la cantidad ni en la clasificación de los usuarios autoproductores reportados por la empresa distribuidora. (Ver **Gráfico 4-14**)

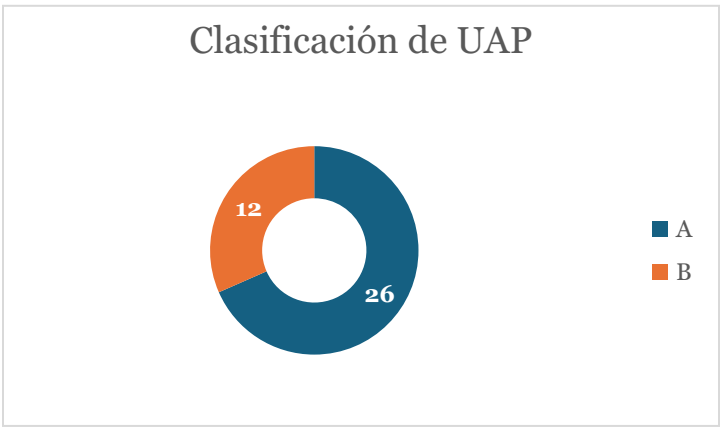


Gráfico 4-14 Clasificación de los usuarios autoproductores existentes (fuente: BDR RECO)

Finalmente, del análisis de la información contenida en la BDR, se identificó un total aproximado de veintiún (21) usuarios que realizaron inyecciones de energía a la red eléctrica asociadas a sus excedentes de generación. Al respecto, se observa una tendencia creciente en los niveles de energía inyectada durante el período analizado, registrándose un total de 3,654.36 kWh en junio, 3,821.04 kWh en julio y 4,012.04 kWh en agosto de 2026.

En términos acumulados, la energía inyectada presentó un incremento de **9.79 %** en agosto respecto de junio de 2026, evidenciando un aumento progresivo de los excedentes de energía incorporados a la red por parte de los usuarios autoproductores. (Ver **Gráfico 4-15**)

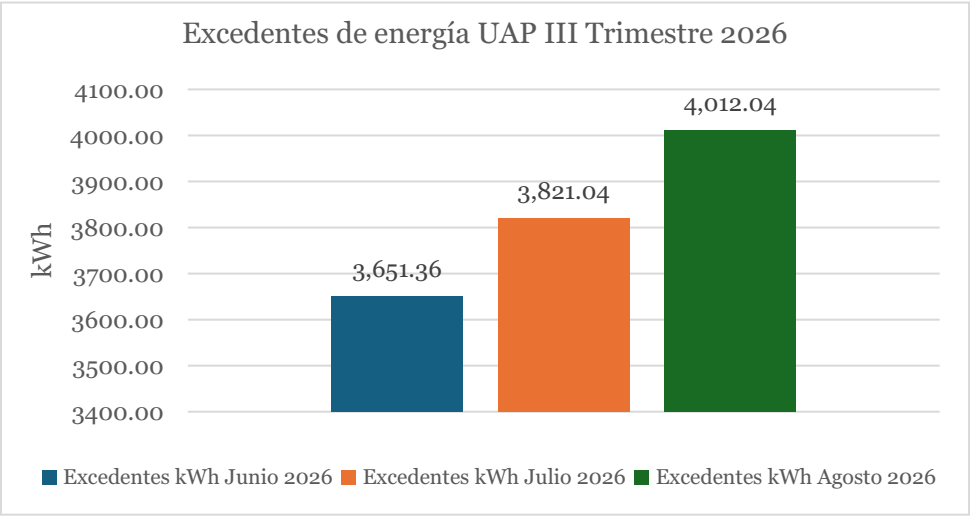


Gráfico 4-15 Inyección de energía por UAP a la red de distribución de RECO (fuente: BDR RECO)

4.6.4.2 Atención al Usuario

4.6.4.2.1 Reclamos y solicitudes

Se revisaron las gestiones realizadas según la BDR de agosto de 2026, donde de un total de 549 gestiones, 448 corresponden a solicitudes de diferente índole, entre ellas destacan 299 solicitudes de reconexión, 115 inspecciones, entre otras (Ver **Gráfico 4-16**). Por otro lado, las 105 gestiones restantes entran dentro de la categoría de reclamo, en donde 85 de ellas perteneces a reclamos que RECO categoriza como Emergencia, y lo restante se distribuye entre Lampara, Sello de Medidor, y Revisión.

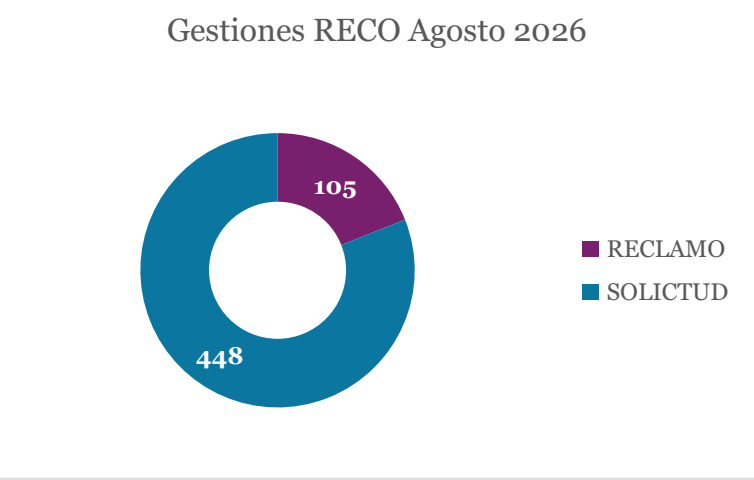


Gráfico 4-16 Gestiones realizadas en el mes de agosto de 2026 RECO (fuente: BDR RECO)

Asimismo, todas las gestiones realizadas en el mes de agosto de 2026 se pueden observar en el siguiente Gráfico 2-17, y según la BDR se encuentran con un estado de “Completado”.

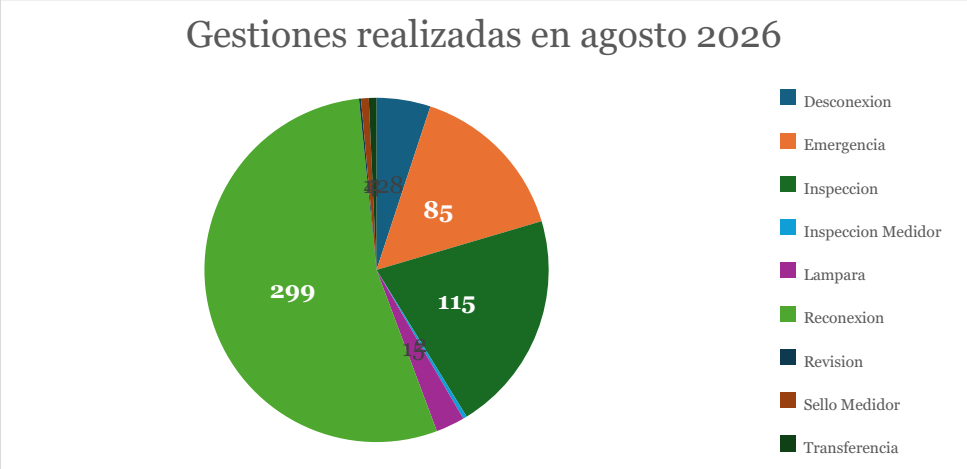


Gráfico 4-17 Clasificación de los reclamos y gestiones RECO (fuente: BDR RECO)

4.7 CONCLUSIONES

1. Durante el trimestre el sistema aislado de Guanaja alcanzó una efectividad de recaudo de 108.21%; sin embargo, el 34.89% de sus clientes fue facturado con base en promedios y el tiempo de reconexión se mantuvo muy por encima de la meta de 12 horas establecida para ese sistema. En el caso de Brus Laguna, la ausencia de tarifa y de información comercial en los informes de la ENEE impide supervisar su gestión.
2. La gestión comercial de UPCO muestra una base de usuarios en crecimiento (3,010 usuarios activos, con un incremento de 37 respecto a junio de 2026) y una adopción mayoritaria de la modalidad prepago (98 %); no obstante, el segmento pospago, aunque reducido en número (75 usuarios), concentra los mayores niveles de consumo y de mora, identificándose cinco usuarios con saldos en mora superiores a un año y montos que en el 100 % de los casos exceden L. 100,000, lo que evidencia un riesgo de cartera concentrado en un segmento comercialmente relevante.
3. La atención al usuario en UPCO presenta un rezago significativo en la resolución de trámites: del total de solicitudes de nuevo suministro registradas entre febrero y agosto de 2026, el 91 % permanece sin atención definitiva, y se confirmó que el esquema de lectura aplicado a los usuarios pospago no cumplía con la periodicidad de 28 a 32 días establecida en el artículo 57 del RSED, aunque ya fue corregido durante el período fiscalizado.
4. La gestión comercial de RECO refleja estabilidad en su base de usuarios (de 23,554 a 23,665 entre junio y agosto de 2026) y aplicación verificada y correcta del ajuste tarifario aprobado mediante el Acuerdo CREE-37-2026 en los cargos de energía, potencia, alumbrado público y cargos fijos; sin embargo, se identificó la aplicación de consumos promediados a 48 usuarios, y la ausencia de un procedimiento de suspensión y reconexión aprobado por la CREE conforme al artículo 90 del mismo Reglamento.

4.8 RECOMENDACIONES

1. Requerir a la ENEE un reporte mensual específico de los sistemas aislados de Guanaja y Brus Laguna, con los mismos indicadores utilizados para el SIN, incluidos los usuarios facturados con base en promedios y las gestiones de normalización correspondientes.
2. Que UPCO implemente medidas de recuperación y gestión de cartera en mora, priorizando los casos con antigüedad superior a un año y montos adeudados superiores a L. 100,000, con reporte periódico de los resultados obtenidos.
3. Instruir a UPCO a adoptar acciones que reduzcan el volumen de solicitudes de nuevo suministro pendientes y a extender al resto de sus procesos de lectura la corrección ya aplicada al esquema pospago, garantizando que todos los ciclos de lectura se ajusten al intervalo de 28 a 32 días previsto en el artículo 57 del RSED.
4. Instruir a RECO a presentar ante la CREE, para su revisión y aprobación, un procedimiento formal de suspensión y reconexión conforme al artículo 90 del RSED, y a fortalecer los controles de calidad y consistencia de la información remitida a través de la BDR, particularmente en los registros de mora y cargos aplicados.

4.9 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 gestión comercial y atención al usuario de los sistemas aislados operados por la ENEE, así como a la disponibilidad y calidad de la información requerida para su supervisión.	Documento	Correo, reuniones u oficio	Semana 43	Pendiente
2	Dar seguimiento a la gestión de solicitudes de nuevos suministros y al cumplimiento de los procesos de	Documento	Correo, reuniones u oficio	Semana 42	Pendiente

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
	lectura y facturación de UPCO conforme a la normativa aplicable.				
3	Dar seguimiento al cumplimiento de la normativa aplicable a la gestión comercial de RECO, particularmente en materia de facturación, suspensión y reconexión del servicio y calidad de la información regulatoria reportada.	Documento	Correo, reuniones u oficio	Semana 42	Pendiente

CERTIFICACIÓN DE INFORME "P12-PF04 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA GESTIÓN COMERCIAL Y ATENCIÓN A USUARIOS (AS) POR PARTE DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS"

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-PF04 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA GESTIÓN COMERCIAL Y ATENCIÓN A USUARIOS (AS) POR PARTE DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS"** se compone de **68 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 julio del año 2026.



Juan Jose
Perez
Alvarez

