GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS

CREE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2026 - TRIMESTRE III

P12 PF03
INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO



Dirección de
Fiscalización

Septiembre 2026

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO 3

ACRÓNIMOS.....7

1 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE LA TRANSMISIÓN 9

2 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE LA DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO 40

3 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE LA DISTRIBUCIÓN EN LOS SISTEMA AISLADOS 61

4 INFORME DE INSPECCIÓN CREE-003-2026 AL USUARIO REGULADO CHIQUITA HONDURAS. 92

RESUMEN EJECUTIVO

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), a través de la Dirección de Fiscalización, presenta los resultados de las actividades de supervisión y fiscalización ejecutadas durante el tercer trimestre de 2026, en cumplimiento del Plan Operativo Anual 2026, específicamente del Programa 12, Producto Final 3. El análisis abarca la calidad del servicio eléctrico en los sistemas de transmisión, distribución y sistemas aislados, considerando los componentes de calidad técnica y comercial, conforme al marco regulatorio vigente.

1. Informe de fiscalización de la calidad del servicio de la transmisión

La fiscalización de la calidad del servicio de transmisión durante enero-agosto de 2026 permitió evaluar el comportamiento de los índices TIF y DIF e identificar los elementos que presentan excedencias respecto de las tolerancias establecidas en la NT-CT, destacando las líneas L411 TEL–LIM y L429 NIS–CRL en 69 kV; L503 PGR–RLN y L554 SFE–TON en 138 kV; y L619 CDH–PAV, L650 PAT–TRB y L651 TRB–JUD en 230 kV. Asimismo, se identificó que el 44.37 % de las indisponibilidades forzadas no cuenta con una causa identificada, constituyendo un hallazgo relevante para la determinación de causas raíz y la definición de acciones correctivas.

Como parte de la fiscalización también se evaluaron las condiciones de activos críticos y las inversiones previstas en el CAPEX 2026–2031, identificándose necesidades de sustitución y repotenciación asociadas principalmente con obsolescencia, cargabilidad y condiciones operativas de determinados activos. Adicionalmente, se dio seguimiento a las acciones de ENEE Transmisión para fortalecer la supervisión mediante SCADA. De las 9,650 señales de protección identificadas como pendientes, se verificó la programación de una primera etapa que comprende 11 subestaciones y 2,748 señales. Estos resultados permitieron a la CREE focalizar el seguimiento regulatorio en los elementos que presentan incumplimientos, los activos críticos y la recuperación de información necesaria para mejorar la supervisión de la calidad y confiabilidad de la red.

2. Informe de fiscalización de la calidad del servicio de la distribución en el Sistema Interconectado Nacional

La fiscalización permitió dar seguimiento al avance de la Base de Datos Regulatoria (BDR**)** como herramienta fundamental para fortalecer la calidad, integridad y trazabilidad de la información utilizada en el cálculo y supervisión de los índices de calidad técnica establecidos en la NT-CD. La revisión permitió identificar aspectos que requieren fortalecimiento, principalmente en la

determinación del origen y causa de las interrupciones, la actualización de usuarios instalados y afectados y la vinculación entre usuarios y elementos de la red. También se verificó la necesidad de mejorar la documentación y remisión de los eventos reportados como caso fortuito o fuerza mayor, de manera que la CREE pueda evaluar su procedencia conforme a la normativa.

En materia de calidad comercial, durante mayo-julio de 2026 se verificó un Índice de Eficiencia del Servicio Comercial acumulado de 93.17 %, correspondiente a 435,728 reclamos resueltos de 467,691 recibidos, así como un Índice de Reclamos acumulado de 0.1391 % y un Porcentaje de Facturación Promediada acumulado de 12.94 %. Como parte del control de la calidad de la información, se identificó además una inconsistencia en la cifra de reclamos procedentes reportada para mayo y junio, la cual fue documentada como observación de la fuente. En conjunto, la fiscalización permitió identificar los principales aspectos técnicos y comerciales que deben ser fortalecidos y establecer una base para continuar supervisando la calidad y confiabilidad de la información regulatoria.

3. Informe de fiscalización de la calidad del servicio de la distribución en los sistemas aislados

a) Calidad del Servicio

i. Roatan Electric Company (RECO)

La fiscalización permitió verificar avances importantes en la consolidación de la información del sistema de distribución de RECO. Como principal logro, a agosto de 2026 la empresa reportó 23,665 usuarios georreferenciados, equivalentes al 100 % de los usuarios registrados, lo que representa un avance significativo para la caracterización geográfica de la demanda. También se identificaron avances en el levantamiento de equipos y centros de transformación correspondientes a los circuitos 204 y 205.

Como principal hallazgo, permanece pendiente la información correspondiente al circuito 201 y, especialmente, el desarrollo de la vinculación usuario–red que presenta un 0% de avance, por lo que todavía no es posible contar con la trazabilidad completa entre los usuarios y los elementos de la red necesaria para el cálculo de los índices de calidad técnica. La CREE mantendrá el seguimiento de estos componentes hasta completar la información requerida.

ii. Utila Power Company (UPCO)

La fiscalización evidenció avances relevantes en la consolidación de la información técnica de UPCO. El principal logro corresponde al incremento de la vinculación usuario–red de 1.12 % en diciembre de 2025 a 81.28 % en agosto de 2026, lo que representa un avance sustancial en la trazabilidad de los usuarios respecto de los elementos de la red. Asimismo, se verificó el levantamiento y georreferenciación del 100 % de los equipos de maniobra, protección y centros de transformación identificados, correspondientes a 171 equipos y 112 centros de transformación.

Estos avances permiten fortalecer los insumos necesarios para la supervisión de la calidad técnica. Como aspectos pendientes, se mantiene la actualización de la georreferenciación de usuarios y la culminación del levantamiento y vinculación usuario–red, por lo que la CREE continuará verificando la calidad y consistencia de la información presentada.

b) Calidad de la Gestión Comercial

i. Roatan Electric Company (RECO)

La supervisión de la gestión comercial permitió verificar un desempeño favorable durante junio-agosto de 2026, con un Índice de Eficiencia acumulado de 97.73 % y un Índice de Oportunidad de 96.88 %. Asimismo, el Tiempo Promedio de Resolución fue de 1.43 días, frente a una tolerancia de 10 días, y el Porcentaje de Facturación Promediada alcanzó 0.18 %, por debajo de la tolerancia establecida. Estos resultados permitieron verificar el cumplimiento de las tolerancias en los principales indicadores comerciales, aunque se identificaron aspectos pendientes relacionados con la notificación de interrupciones programadas y la calidad de la información reportada.

ii. Utila Power Company (UPCO)

La fiscalización permitió verificar un Tiempo Promedio de Resolución de 1.33 días, dentro de la tolerancia establecida, así como resultados favorables en los indicadores de eficiencia y oportunidad. El Índice de Eficiencia acumulado fue de 92.86 % y el Índice de Oportunidad de 89.29 %. Como hallazgo de calidad de información, se identificó que la BDR no registró facturación con consumo promediado durante el período, por lo que el PFP calculado de 0.00 % debe interpretarse como ausencia de facturación promediada registrada y no necesariamente como ausencia de información en otros sistemas. En conjunto, la fiscalización permitió verificar el comportamiento comercial de ambas empresas e identificar los aspectos que requieren seguimiento para mejorar la calidad y completitud de la información regulatoria.

4. Inspección CREE-003-2026 al Usuario Regulado Chiquita Honduras

La inspección permitió a la CREE verificar directamente las condiciones técnicas y operativas de una infraestructura privada de transmisión con incidencia sobre el suministro eléctrico, ampliando el conocimiento regulatorio de la red de Chiquita Honduras. Como resultado del levantamiento de campo se verificaron 342 estructuras, de las cuales 176 corresponden a transmisión y 166 a distribución, además de las subestaciones, circuitos, derivaciones y puntos de suministro asociados.

Entre los principales hallazgos se identificaron deficiencias en los elementos de aislamiento de la línea L-411, incluyendo aisladores correspondientes a 34.5 kV en estructuras que operan a 69 kV, ausencia de hilo de guarda y condiciones de vegetación próxima a la infraestructura. Asimismo, la revisión del relevador SEL-351A permitió identificar fallas especialmente de la fase B–tierra, en el contexto de un historial de 46 fallas y 6,889 minutos de indisponibilidad forzada entre enero y junio de 2026. Estos resultados permitieron identificar condiciones concretas que requieren atención para reducir la exposición a fallas y fortalecer la continuidad del suministro.

La inspección también permitió identificar aspectos relacionados con las comunicaciones y coordinación operativa con el CND, la coordinación de protecciones y la posible sectorización de los circuitos, así como requerimientos de información sobre el suministro al Hospital del Valle. Como resultado de la fiscalización, se establecieron acciones de seguimiento para obtener la documentación pendiente, monitorear la bitácora de fallas y desarrollar mesas de trabajo entre la CREE, ENEE Transmisión, ENEE Distribución y Chiquita Honduras. Con ello, la inspección no solo permitió identificar hallazgos técnicos, sino también establecer mecanismos concretos para dar seguimiento a las medidas correctivas y fortalecer la supervisión regulatoria de esta infraestructura.

ACRÓNIMOS

ASIDI	Índice medio de duración de la capacidad interrumpida
ASIFI	Índice medio de frecuencia de capacidad interrumpida
BDR	Base de Datos Regulatorios
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CND	Centro Nacional de Despacho
DIF	Duración de Indisponibilidad Forzada
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
NT-CD	Norma Técnica de Calidad de Distribución
NT-CT	Norma Técnica de Calidad de Transmisión
SAIFI	Frecuencia media de interrupción por usuario
SAIDI	Duración media de interrupción por usuario
SIN	Sistema Interconectado Nacional
TIF	Tasa de Indisponibilidad Forzada
UTCD	Unidad Técnica de Calidad de Distribución

P12 - PF03 - PI01
INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE LA TRANSMISIÓN

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



Septiembre 2026

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS

CREE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE LA TRANSMISIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

La calidad, confiabilidad y continuidad del servicio de transmisión eléctrica constituyen elementos fundamentales para el adecuado funcionamiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN). En este contexto, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en el marco de sus funciones de fiscalización, realiza el seguimiento de las condiciones de operación de la red de transmisión, de los niveles de indisponibilidad registrados y de las acciones implementadas por ENEE para atender las condiciones identificadas que causan indisponibilidades o riesgos a la red de transmisión.

El presente informe tiene como propósito dar seguimiento a los resultados y acciones analizadas previamente en relación con la calidad del servicio de transmisión, incorporando la actualización de la información correspondiente al período evaluado y los avances reportados por ENEE. En particular, se realiza el seguimiento de los índices de Indisponibilidad Forzada Total (TIF) y Duración de Indisponibilidad Forzada Total (DIF) de los elementos de transmisión de 69 kV, 138 kV y 230 kV, así como de las principales causas asociadas a las indisponibilidades registradas.

Asimismo, se da seguimiento a las condiciones identificadas en activos críticos de la red de transmisión y a las acciones contempladas en el Plan Integral de Inversiones (CAPEX 2026–2031), incluyendo aquellas relacionadas con la sustitución y repotenciación de transformadores de potencia y el reemplazo de estructuras de madera. Estos elementos se analizan considerando su relación con las condiciones operativas observadas y con la necesidad de mantener adecuados niveles de confiabilidad y seguridad en la red.

De igual manera, el informe incorpora el seguimiento a las actividades de mantenimiento de las señales de los relevadores de protección de las subestaciones asociadas al sistema SCADA. Si bien a la fecha no se han presentado avances formales que permitan acreditar documentalmente la culminación de las actividades pendientes, ENEE ha informado sobre los trabajos que se han venido realizando y ha presentado avances, junto con una actualización del cronograma de entrega. El seguimiento de estas actividades resulta relevante debido a la importancia de contar con señales disponibles de los relevadores de protección para la supervisión en tiempo real y la adecuada respuesta operativa ante eventos en el sistema de transmisión.

En este sentido, el presente informe consolida los resultados de seguimiento y las actualizaciones proporcionadas por ENEE, con el fin de verificar la evolución de las condiciones identificadas y dar continuidad a las acciones orientadas al fortalecimiento de la calidad, confiabilidad y seguridad operativa del servicio de transmisión.

1.2 OBJETIVOS

El objetivo principal es fiscalizar la calidad técnica del servicio de transmisión eléctrica, a fin de verificar el cumplimiento de los criterios y disposiciones establecidas en la Norma Técnica de Calidad de Transmisión (NT-CT).

Objetivos específicos:

1. Evaluar la calidad técnica del sistema de transmisión mediante el análisis de los Índices de Calidad de Indisponibilidad Forzada (TIF y DIF), a fin de identificar los elementos con mayor incidencia y definir estrategias orientadas a la reducción de dichos índices hasta las tolerancias establecidas en la NTCT.
2. Analizar las principales causas asociadas a las indisponibilidades forzadas registradas en el sistema de transmisión, identificando aquellos elementos de infraestructura y equipos que presentan mayor incidencia, con el propósito de determinar necesidades de mantenimiento, modernización, sustitución y/o repotenciación que contribuyan a mejorar la confiabilidad y continuidad del servicio.
3. Evaluar las condiciones operativas y de infraestructura identificadas en el sistema de transmisión, así como las necesidades de inversión y acciones de mejora planteadas por ENEE Transmisión, incluyendo la disponibilidad de señales de protección e integración al sistema SCADA, a fin de identificar medidas que permitan fortalecer la supervisión, seguridad y calidad técnica del servicio de transmisión.

1.3 MARCO LEGAL

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

1. Mediante del Decreto Legislativo número 404-2013 se aprobó la Ley General de la Industria Eléctrica (“LGIE” o “Ley”), publicada en el diario oficial “La Gaceta” en fecha 20 de mayo del 2014 y reformada mediante Decreto Legislativo No. 46-2022. El objeto de dicha Ley es regular

las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en el territorio de la República de Honduras. Cabe mencionar que la Ley General de la Industria Eléctrica:

a. Establece en su artículo 4 que las empresas del subsector eléctrico están obligadas a cumplir en tiempo y forma con las normas de calidad en el servicio establecidas y con todos los requisitos de las normas legales y reglamentarias vigentes que les sean aplicables.

b. Establece en su artículo 8, literal B, que la Secretaría, previa opinión de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), puede acordar a la intervención de cualquier empresa de generación, transmisión o distribución cuya situación o desempeño amenace afectar la continuidad o seguridad del servicio.

c. Establece en su artículo 15, literal K, que en el caso de fallas cuya causa sea imputable a empresas generadoras o a Empresas Transmisoras, dichas empresas deberán reembolsar a la empresa distribuidora los montos que esta deba de pagar en calidad de compensación a los usuarios afectados y que las empresas transmisoras y distribuidoras podrán incluir en sus tarifas un componente razonable que les permita recuperar el monto esperado de las compensaciones que pagarán a los usuarios si la calidad del servicio que prestan corresponde a la norma de calidad aplicable.

2. Que la Norma Técnica de Calidad de Transmisión (NT-CT), la cual entró en vigor un día después de publicada en el diario oficial La Gaceta de fecha 14 de noviembre del 2017:
   a. Establece en su artículo 1 los índices de referencia para calificar la calidad con que se provee los servicios de energía eléctrica para los sistemas de transmisión en su punto de entrega, las tolerancias permisibles, los métodos de control, las indemnizaciones y sanciones.

   b. En su artículo 3, define el parámetro de calidad que es el factor que se toma en cuenta para valorar la calidad del Producto Eléctrico.

   c. En su artículo 9, establece que el Sistema de Medición y Control de Calidad de toda Empresa Transmisora debe disponer de un sistema auditable que permita como mínimo:

      i. El análisis y tratamiento de las mediciones realizadas, para la verificación de la calidad de producto y del servicio.

ii. Establecer la relación entre los registros y las tolerancias previstas en esta norma respecto de los parámetros que intervienen en el cálculo de los indicadores de calidad.

iii. Mantener un registro histórico de los valores medidos en cada parámetro, para cada participante conectado a su sistema de transmisión, correspondiente a, por lo menos, los 5 últimos años.

iv. El cálculo de indemnizaciones y sanciones

v. La realización de pruebas pertinentes que permitan realizar una auditoría del funcionamiento del sistema y permita la identificación de las fuentes de perturbación.

d. Establece en su artículo 11, las obligaciones de la Empresa Transmisora, como ser:

i. Prestar a los participantes conectados a su sistema de transmisión, un servicio que cumpla con los índices de calidad exigidos en la norma.

ii. Responder, de conformidad con esta norma, ante la CREE y los participantes, por las transgresiones a las tolerancias de los índices de calidad establecidos para cada uno de los parámetros en la norma.

iii. Controlar a los participantes para establecer las transgresiones a las tolerancias establecidas en la norma técnica de calidad de transmisión en los parámetros que correspondan, a efecto de limitar su incidencia en la calidad del producto.

iv. Suministrar a la CREE y al ODS, un informe documentado técnicamente, dentro de los 5 días hábiles del mes siguiente de cada periodo de control, relacionado con el sistema de medición y control de la calidad, que contenga como mínimo cálculo de índices de calidad, registro y mediciones de las tolerancias admisibles de los parámetros establecidos en la norma, así como el cálculo de las sanciones e indemnizaciones correspondientes.

e. Establece en el Artículo 12, que el ODS determinara las responsabilidades en cuanto al incumplimiento, por parte de las Empresas Transmisoras y los Participantes, a las tolerancias de los indicadores de calidad establecidos en la norma.

f. Establece en el Artículo 13, que las obligaciones de los participantes es responder de conformidad con la norma, ante la CREE, y la Empresa Transmisora:

   i. Por las transgresiones a las tolerancias de los indicadores de calidad establecidos para cada uno de los parámetros en la norma, ocasionados por ellos

   ii. Realizar todas las reparaciones o modificaciones de sus instalaciones, que sean necesarias, para evitar afectar la calidad del producto y del servicio de la Empresa Transmisora

   iii. Pagar el importe de sanciones y/o multas que la CREE les imponga, dentro de los primeros 7 días del mes siguiente de su notificación.

   iv. Pagar a la Empresa Transmisora las indemnizaciones, según establece en la norma, durante el mes siguiente del Periodo de control correspondiente.

g. Establece en el Artículo 16, que la incidencia en la calidad del producto por parte de los participantes será evaluada por medio del sistema de medición y control de calidad de manera que permita identificar si exceden las tolerancias establecidas en esta norma.

h. Establece en el Artículo 17, que el control de la calidad del producto será efectuado por la empresa transmisora, en Periodos de control, en los puntos de conexión de la Empresa transmisora con los participantes.

i. Establece en el artículo 22, que se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando, en un lapso mayor a 5%, del correspondiente al periodo de medición mensual, las mediciones muestran que la regulación de tensión ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

j. Establece en el artículo 44, que la calidad del servicio técnico de la Empresa Transmisora respecto de la Indisponibilidad Forzada de líneas de transmisión dependerá de la categoría y tensión de las líneas y se evaluará en función del número de salidas o Indisponibilidad Forzada la duración total de la Indisponibilidad Forzada de cada línea, y los sobrecostos por restricciones ocasionados.

k. Establece en el artículo 55 que, si la calidad del servicio prestado por parte del transportista no alcanza los índices establecidos en esta norma un año después de terminar la cuarta

etapa definida en el artículo 8, la CREE podrá requerir la suspensión de la autorización otorgada al transportista para operar.

3. Que la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD), la cual entró en vigor a partir de ser publicada en el diario oficial La Gaceta el miércoles 3 de noviembre del 2021establece en el artículo 94 que la monitorización de la continuidad del servicio con base en los registros de operación deberá incluir los casos de disparo de interruptores de la red de transmisión y las fallas de generación, cuando tengan la consecuencia de causar interrupciones a las clientes de la empresa distribuidora servido en media o baja tensión.

1.4 ANTECEDENTES

Mediante los oficios CREE-057-2026 y CREE-058-2026, se remitió el formato unificado de reporte oficial para el proyecto de bases de datos regulatorias (BDR) al CND y a ENEE transmisión, adicionalmente se solicitó un Análisis Técnico de Líneas con Alta Incidencia para las líneas con mayor incidencia en el sistema de Transmisión, se requirieron diagramas unifilares y se solicitó un levantamiento actualizado de los activos del sistema de transmisión.

El 17 de abril de 2026, la CREE convocó al CND y a ENEE Transmisión a una nueva reunión de trabajo, mediante los oficios CREE-134-2026 y CREE-133-2026, en la cual se analizaron las causas que provocaban que las señales de los relevadores del sistema de transmisión no se visualizaran en el SCADA del CND.

Como resultado, se acordó la elaboración de un plan de atención y mitigación de esta problemática. En cumplimiento de lo acordado, el CND brindó apoyo a ENEE Transmisión y se desarrolló una planificación de trabajo, la cual fue compartida el 18 de mayo de 2026 y será actualizada progresivamente hasta cubrir las tres regiones del país: Nor-occidente, Litoral Atlántico y Centro Sur.

Con el fin de fortalecer el monitoreo y la fiscalización del sistema de transmisión, la CREE emitió nuevos requerimientos de información al CND y ENEE Transmisión mediante los oficios CREE-175-2026 y CREE-176-2026. Estos requerimientos deberán ser incorporados al reporte mensual de la base de datos regulatoria, con el propósito de analizar la energía no suministrada por las generadoras a causa de indisponibilidades forzadas y determinar con precisión la zona de falla, particularmente en el caso de las líneas de interconexión internacional, a fin de atribuir correctamente las responsabilidades correspondientes.

Mediante el oficio CREE-177-2026 la CREE ha dado seguimiento al Análisis Técnico de Líneas con Alta Incidencia solicitando un plan de trabajo en el cual se formulen los costos y tiempos en los cuales se ejecutaran estas soluciones técnicas y de mantenimiento que mejoraran las condiciones de las líneas de transmisión de mayor incidencia. Asimismo, se fiscalizan los proyectos en ejecución del plan de expansión de la red de transmisión PERT y los mantenimientos a la red de transmisión.

Mediante el oficio CREE-272-2026, la CREE convocó a ENEE Transmisión a una reunión de seguimiento, realizada el 04 de agosto de 2026, para revisar el plan de trabajo de las líneas con alta incidencia, incluyendo las inversiones y costos orientados a mejorar la calidad del servicio, así como los avances en el mantenimiento de las señales de los relevadores asociadas al sistema SCADA. En dicha reunión, ENEE Transmisión presentó el Plan Integral de Inversiones (CAPEX) 2026–2031, se revisaron las acciones propuestas y las condiciones de los principales activos de la red. Como resultado, se acordó realizar una segunda reunión de seguimiento el 23 de septiembre de 2026, con el propósito de ampliar la sustentación técnica de las inversiones y los impactos asociados a su no ejecución.

1.5 PROCEDIMIENTO

En el siguiente apartado se describe el procedimiento para la evaluación de los índices de calidad de indisponibilidad forzada para el sistema de transmisión.

1.5.1 Índices de Calidad de Indisponibilidad Forzada

La calidad técnica del servicio de la Empresa Transmisora respecto de la indisponibilidad forzada de líneas de transmisión dependerá de la categoría y tensión de las líneas y se evaluará en función del *Número total de Indisponibilidades o Salidas Forzadas* y la Duración Total de Indisponibilidad Forzada de cada línea como se establece en la NT-CT.

El Número Total de Indisponibilidades o Salidas Forzadas de la Línea i ($NTIFL_I$), durante el periodo de control es:

$$NTIFL_i = \sum_{j=1}^{n} IF_j L_i \quad (1)$$

Donde:

n = Numero total de indisponibilidades forzadas de la línea i;

TIF_jL_i = Es la indisponibilidad forzada j de la línea i.

La Duración Total de Indisponibilidad Forzada de la línea i ($DTIFL_i$), durante el periodo de control es:

$$DTIFL_i = \sum_{j=1}^{n} DIF_jL_i \quad (2)$$

Donde:

n = Número total de indisponibilidades forzadas de la línea i;

DIF_jL_i= Es la duración de la indisponibilidad forzada j de la línea i.

1.5.2 Tolerancias de la Tasa de Indisponibilidad Forzada.

La tolerancia a la Indisponibilidad Forzada, para cada una de las líneas de transmisión, dependerá del nivel de tensión según lo indicado en la ***Tabla 1-1.***

Nivel de Tensión kV	Tolerancia al Número Total de Indisponibilidades Forzadas para cada Línea por Año
230	2
138	3
69	3

Tabla 1-1 Tolerancia Tasa de Indisponibilidad Forzada (Fuente: NT-CT)

1.5.3 Tolerancia de la Duración Total de Indisponibilidad Forzada.

La tolerancia de la Duración Total de Indisponibilidad Forzada, para cada línea, en función del nivel de tensión, será la indicada en la ***Tabla 1-2.***

Nivel de Tensión kV	Tolerancia de la Duración para cada Línea (Minutos por Año)
230	180
138	300

69	300

Tabla 1-2 Tolerancias de la Duración Total de Indisponibilidad Forzada (Fuente: NT-CT)

1.5.4 Mantenimiento de señales de relevadores asociadas al sistema SCADA

Las señales provenientes de los relevadores de protección instalados en las subestaciones de transmisión y asociadas al sistema SCADA permiten disponer de información sobre la actuación y el estado de los equipos de protección ante eventos en la red. La disponibilidad de estas señales es relevante para la supervisión y operación del sistema, debido a que permite identificar oportunamente la actuación de los relevadores y contar con información en tiempo real para el análisis y atención de las perturbaciones que se presentan en las instalaciones de transmisión.

En el seguimiento realizado se consideró la existencia de 9,650 señales ausentes correspondientes a 72 subestaciones, identificadas previamente como pendientes de integración, reconocimiento o mantenimiento. Estas señales corresponden a información asociada a los relevadores de protección de las subestaciones, por lo que su ausencia limita la información disponible para la supervisión de la actuación de los equipos desde el sistema SCADA.

Para dar seguimiento a esta situación, se realizaron reuniones de trabajo con ENEE Transmisión los días 4 de agosto y 23 de septiembre de 2026, durante las cuales se revisó el estado de las señales pendientes, las actividades de mantenimiento y reconocimiento de señales que ENEE ha venido ejecutando, así como los avances mostrados durante dichas reuniones.

Si bien a la fecha no se han recibido formalmente en la CREE los informes que documenten los avances y resultados de estas actividades, durante las reuniones ENEE mostró los trabajos que se han venido realizando para el mantenimiento y reconocimiento de las señales de los relevadores asociados al SCADA. Asimismo, se actualizaron los cronogramas de remisión de los informes a la CREE, estableciendo las fechas previstas para la entrega de la documentación que permita formalizar los avances y resultados de las actividades ejecutadas.

En particular, se dio seguimiento a la primera etapa de intervención, correspondiente a 11 subestaciones y 2,748 señales, para la cual se proyecta una mejora del 28.48 % respecto de las señales pendientes identificadas.

1.5.5 Análisis de la Condición y Necesidad de Inversión en la red de transmisión

Como parte del seguimiento a las condiciones de calidad, confiabilidad y continuidad del servicio de transmisión, la CREE ha dado seguimiento a las necesidades de inversión identificadas por ENEE Transmisión para atender activos y condiciones operativas que pueden incidir en la calidad, continuidad y seguridad del Sistema Interconectado Nacional (SIN). En este contexto, se revisa el Plan Integral de Inversiones (CAPEX 2026–2031), con el propósito de conocer las acciones previstas por ENEE para atender las condiciones identificadas en la infraestructura de transmisión y verificar su evolución.

Para este seguimiento, se realizaron reuniones de trabajo con ENEE Transmisión los días 4 de agosto y 23 de septiembre de 2026, durante las cuales se revisaron las acciones previstas para el reemplazo y repotenciación de transformadores de potencia y la sustitución de estructuras de madera.

Asimismo, se revisaron las condiciones de operación y estado de los principales activos identificados por ENEE, considerando su antigüedad, cargabilidad, condiciones de deterioro y criticidad dentro de la red. La información presentada fue contrastada con los resultados de las indisponibilidades forzadas y con los estudios de contingencia N-1 desarrollados por el CND, con el propósito de dar seguimiento a la justificación técnica de las inversiones y a su relación con la confiabilidad y seguridad del sistema de transmisión.

Los resultados obtenidos en estas reuniones y las actualizaciones presentadas por ENEE constituyen la base para el análisis de la condición de los activos y de las necesidades de inversión que se desarrolla en las siguientes secciones.

1.6 RESULTADOS

1.6.1 Índices de Calidad de Indisponibilidad Forzada en líneas de 69 kV

El ***Gráfico 1-1*** presenta los índices de calidad de indisponibilidad forzada TIF y DIF correspondientes a las líneas de transmisión con mayor incidencia en el nivel de tensión de 69 kV del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para el período comprendido entre enero y agosto de 2026. De acuerdo con lo establecido en la NT-CT, la tolerancia anual permitida para la TIF en este nivel de tensión es de 3 indisponibilidades forzadas al año, mientras que la tolerancia para la DIF es de 300 minutos al año.

Cabe señalar que la línea privada L411 (TEL–LIM) registra el mayor incremento de interrupciones e indisponibilidades en este nivel de tensión, acumulando un total de 71 indisponibilidades forzadas en la región del Litoral Atlántico y una duración acumulada de 8,608 minutos fuera de servicio. Asimismo, la línea L429 (NIS–CRL) se consolida como la línea propiedad de ENEE en 69 kV con mayor frecuencia de interrupciones al registrar 22 indisponibilidades forzadas en la región Nor-Occidente. De igual manera, la línea L429 (NIS–CRL) se posiciona como el circuito con mayor DIF del sistema en 69 kV, alcanzando una duración de indisponibilidad forzada de 9,724 minutos fuera de servicio en el periodo de enero a agosto de 2026.

En lo que respecta a la red de la región Centro Sur, el gráfico refleja la reconfiguración operativa derivada de la entrada en servicio de la subestación Jamastrán en julio de 2026:

- El tramo original continuo que enlazaba Danlí con Chichicaste ya no existe operativamente en esa configuración; no obstante, para efectos del análisis de la Base de Datos Regulatoria (BDR) y la trazabilidad histórica, se identifica como L424.1 (DAN–CHI), acumulando 801 minutos de DIF fuera de servicio, cifra que supera la tolerancia anual permitida por la NT-CT.
- Bajo la nueva reconfiguración del sistema, el tramo de Danlí a Jamastrán opera como la línea L424 (DAN–JMS), contabilizando 170 minutos de DIF en el periodo comprendido entre julio y agosto, mientras que el tramo de Jamastrán a Chichicaste opera como la línea L427 (JAMASTRÁN–CHICHICASTE).

Adicionalmente, destacan por su alta duración de indisponibilidad otras líneas del sistema que superan ampliamente los 300 minutos de tolerancia: L430 (LFL–NIS) con 4,328 minutos, L410 (LIM–PGR) con 3,941 minutos, L412 (PGR–TEL) con 3,918 minutos y L425 (ODA–DAN) con 1,738 minutos fuera de servicio.

Ante la alta recurrencia y excesiva duración de las indisponibilidades forzadas en la línea L411, y orientado en fiscalizar la calidad técnica del servicio, la seguridad operacional del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la continuidad del suministro de energía a los usuarios y agentes del SIN, la Dirección de Fiscalización ejecutó la inspección técnica CREE-003-2026 al usuario regulado Chiquita Honduras, quien figura como usuario único de la línea privada L411. Durante esta actuación regulatoria se inspeccionó la totalidad de la infraestructura eléctrica asociada a la línea, con el objetivo de evaluar sus deficiencias y regularizar sus condiciones operativas.

En el ***Gráfico 1-2*** se muestran las causas de indisponibilidad forzada en las líneas de transmisión de 69 kV, con base en la información correspondiente al periodo de enero a agosto de 2026, reportada por ENEE Transmisión y el CND. De este conjunto, se destacan puntualmente las tres causas más relevantes: en el 46.24 % de las indisponibilidades forzadas no fue posible identificar la causa; le siguen las indisponibilidades como consecuencia de líneas radiales, con un 19.55 %, y los daños en estructuras, que representan un 12.41 % del total.

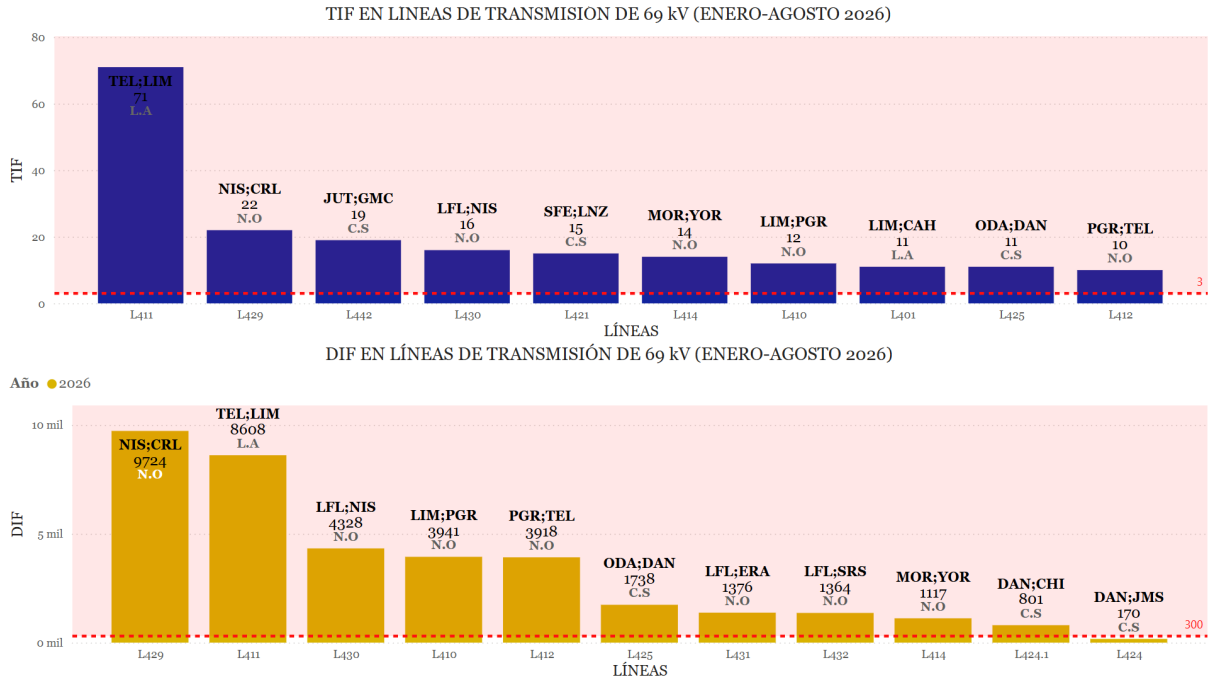


Gráfico 1-1 DIF y TIF en líneas de 69 kV (enero-agosto 2026).

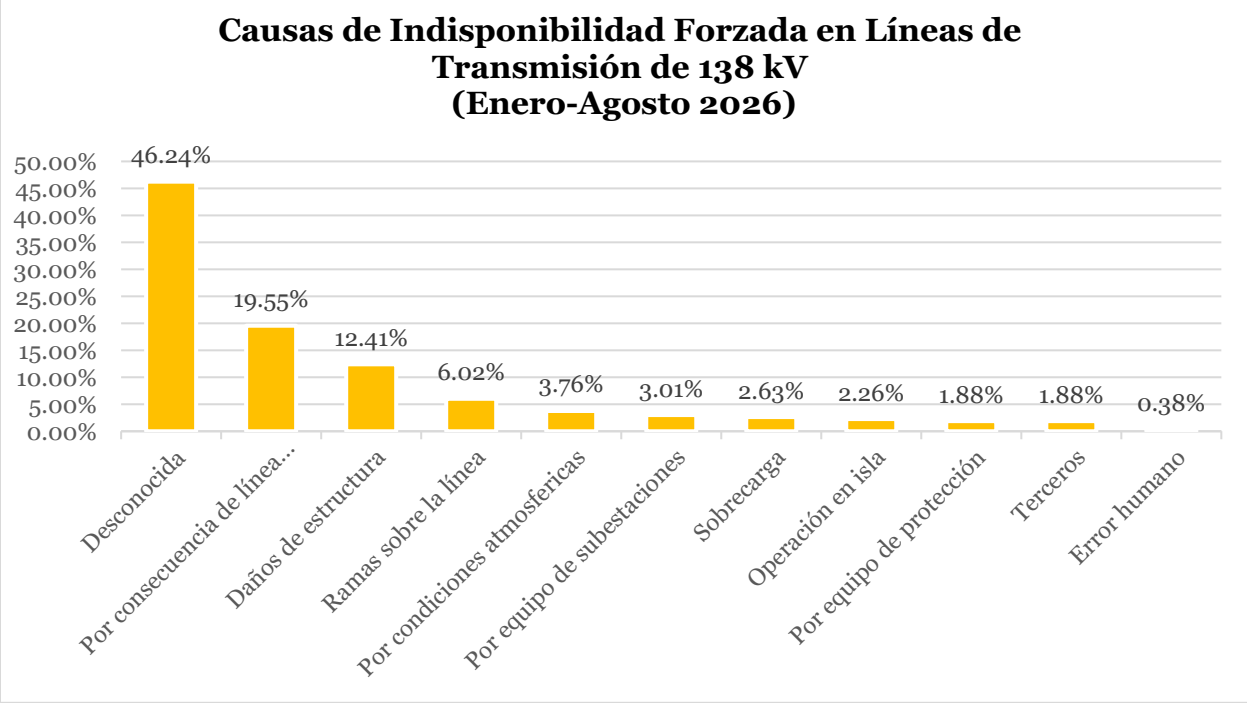


Gráfico 1-2 Causas de indisponibilidad forzada en líneas de transmisión de 69 kV (enero-agosto 2026).

Del análisis realizado en las líneas de 69 kV en el periodo comprendido de enero a agosto de 2026, se identificó que las líneas de Nor-Occidente (N.O.) presentan la mayor incidencia de indisponibilidades forzadas, concentrando el 38.49 % del total de indisponibilidades forzadas registrados, seguidas por las de Centro Sur (C.S.) con 31.70 %, y la región Litoral Atlántico (L.A.) con 29.80 %, tal como se ilustra en él ***Gráfico 1-3.*** Asimismo, se determinó que el 97.43 % de las indisponibilidades forzadas reportadas en el periodo de enero a agosto de 2026 tuvieron su origen en fallas propias del sistema de transmisión, mientras que el 2.57 % restante obedeció a perturbaciones provenientes del sistema de generación.

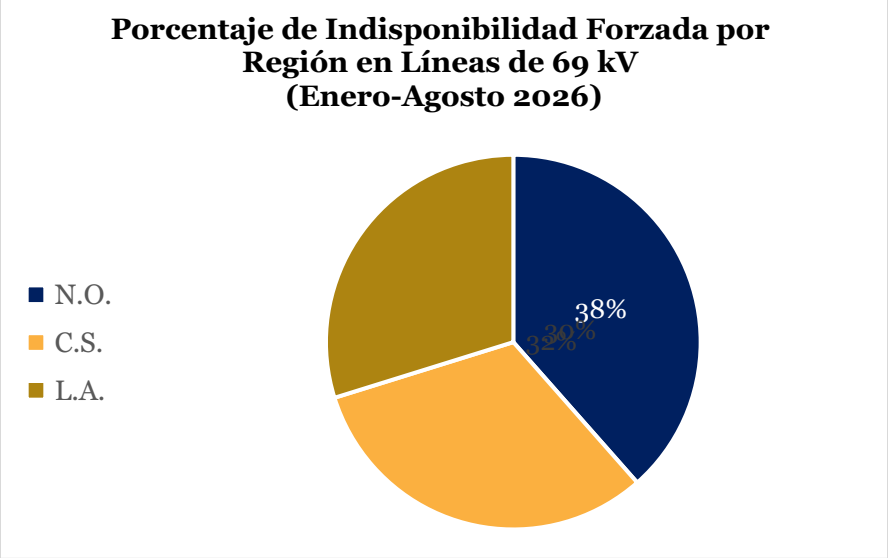


Gráfico 1-3 Porcentaje de indisponibilidad forzadas por región en líneas de 69 kV (enero-agosto 2026).

Del análisis de las indisponibilidades del sistema de transmisión, para el período comprendido entre enero y agosto de 2026 en el nivel de tensión de 69 kV, se observa que el 59.78 % de las indisponibilidades corresponden a eventos forzados y el 40.22 % a eventos programados. De acuerdo con la Norma Técnica de Mantenimientos, el ***Gráfico 1-4*** muestra que, dentro de estos eventos programados, el 81.42 % corresponde a mantenimiento programado menor, 9.29 % mantenimiento forzado y el 9.29 % a mantenimientos de emergencia.

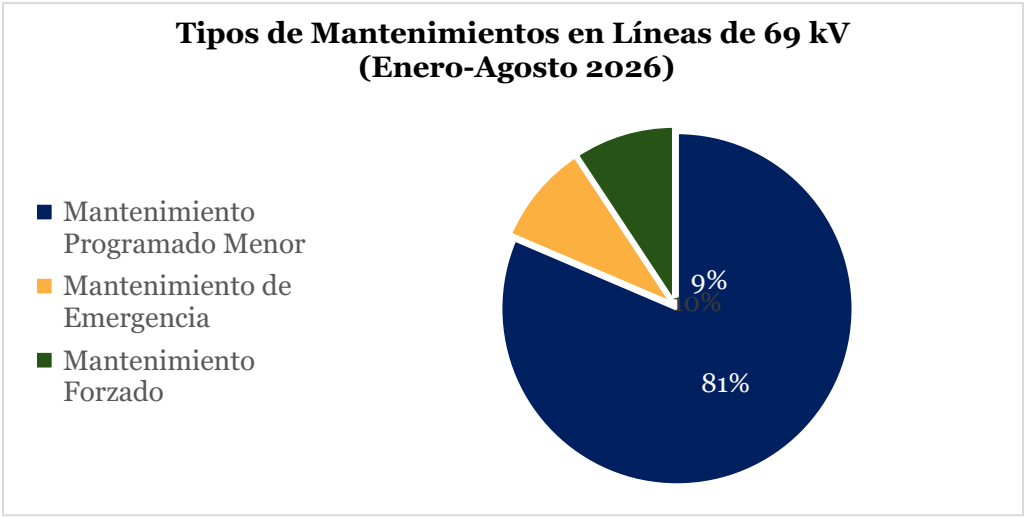


Gráfico 1-4 Tipos de mantenimientos en las líneas de 69 kV (enero-agosto 2026).

1.6.2 Índices de Calidad de Indisponibilidad Forzada en líneas de 138 kV

El ***Gráfico 1-5*** presenta los índices de calidad de indisponibilidad forzada TIF y DIF correspondientes a las líneas de transmisión con mayor incidencia en el nivel de tensión de 138 kV para el período comprendido entre enero y agosto de 2026. De acuerdo con lo establecido en la NT-CT, la tolerancia anual permitida para la TIF en este nivel de tensión es de 3 indisponibilidades forzadas al año, mientras que la tolerancia para la DIF es de 300 minutos al año.

Cabe señalar que la línea L503 (PGR–RLN) registra la mayor frecuencia de indisponibilidades en este nivel de tensión con 11 indisponibilidades forzadas, seguida por la línea L516 (TEL–CTE) con 10 indisponibilidades forzadas en L.A. Asimismo, la línea L554 (SFE–TON) se posiciona como el circuito con mayor DIF del sistema en 138 kV, alcanzando una duración acumulada de 2,824 minutos fuera de servicio con únicamente 2 indisponibilidades forzadas, las cuales obedecen a fallas en el transformador de corriente de la subestación Santa Fe; seguida por la línea L564 (TSZ–BIJ) con 1,474 minutos acumulados.

En el ***Gráfico 1-6*** se muestran las causas de indisponibilidad forzada en las líneas de transmisión de 138 kV, con base en la información correspondiente al periodo de enero a agosto de 2026, reportada por ENEE Transmisión y el CND. De este conjunto, se destacan puntualmente las tres causas más relevantes: en el 53.63 % de las indisponibilidades forzadas no fue posible identificar la causa; le siguen las indisponibilidades como consecuencia de líneas radiales, con un 11.73 %, y las originadas por equipos de subestaciones, que representan un 10.06 % del total.

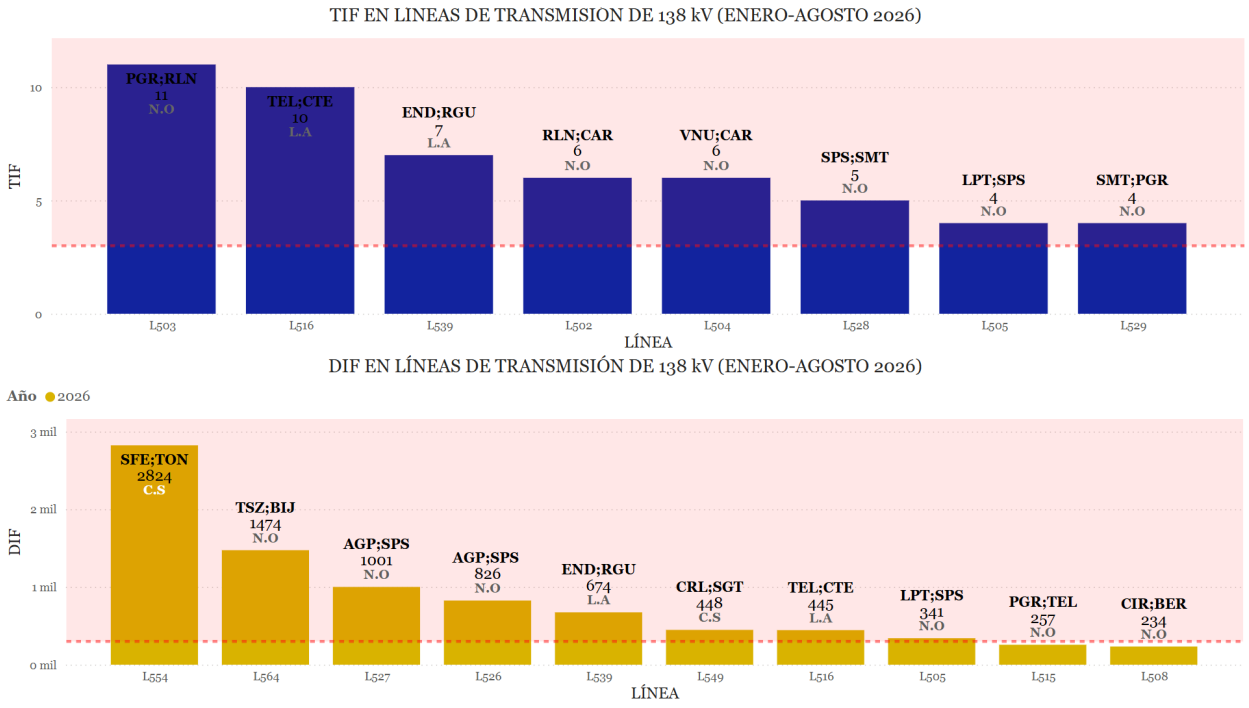


Gráfico 1-5 DIF y TIF en líneas de 138 kV (enero-agosto 2026).

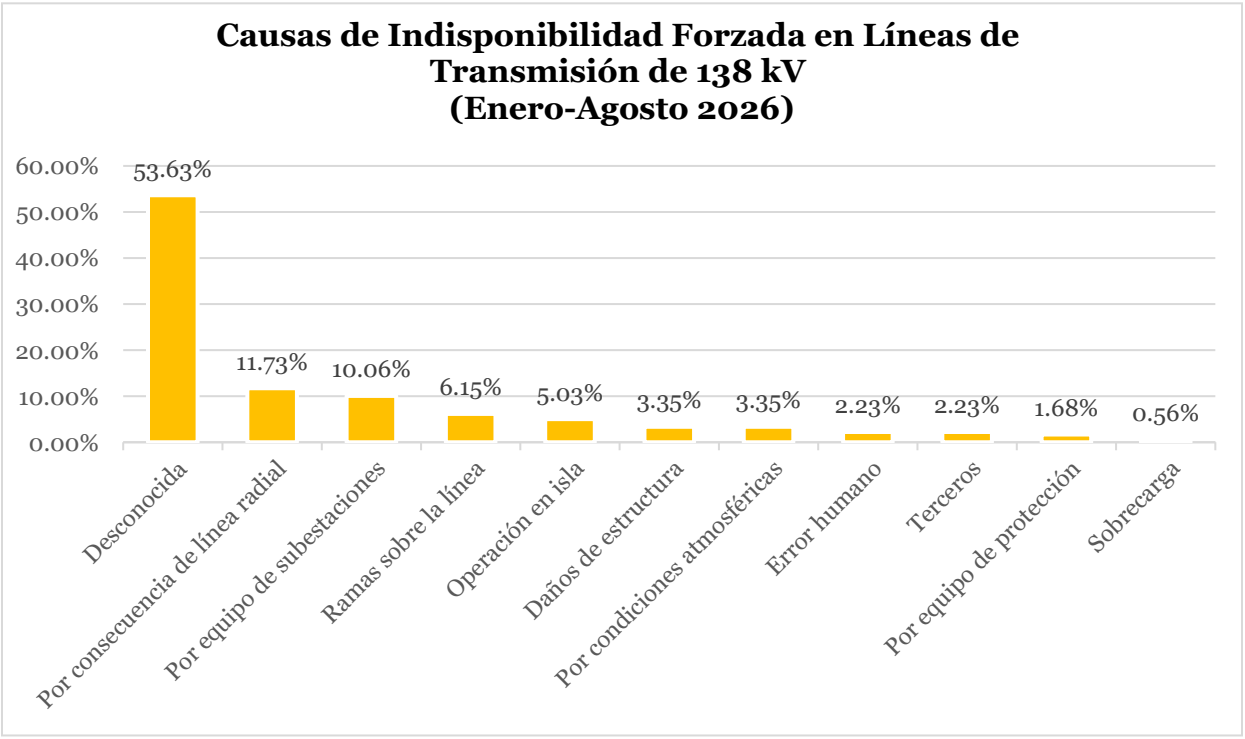


Gráfico 1-6 Causas de indisponibilidad forzada en líneas de transmisión de 138 kV (enero-agosto 2026).

Del análisis realizado en el periodo comprendido de enero a agosto de 2026, se identificó que las líneas de N.O. presentan la mayor incidencia de indisponibilidades forzadas, concentrando el 58.62 % del total de las indisponibilidades forzadas registradas en las líneas de 138 kV, seguidas por las de L.A. con 23.56 %, y la región C.S. con 17.82 %, tal como se ilustra en él **Gráfico 1-7.** Asimismo, se determinó que el 99.75 % de las indisponibilidades forzadas en las líneas de 138 kV reportadas en el periodo de enero a agosto de 2026 se originaron por fallas propias del sistema de transmisión y el 0.25 % por fallas propias del sistema de generación.

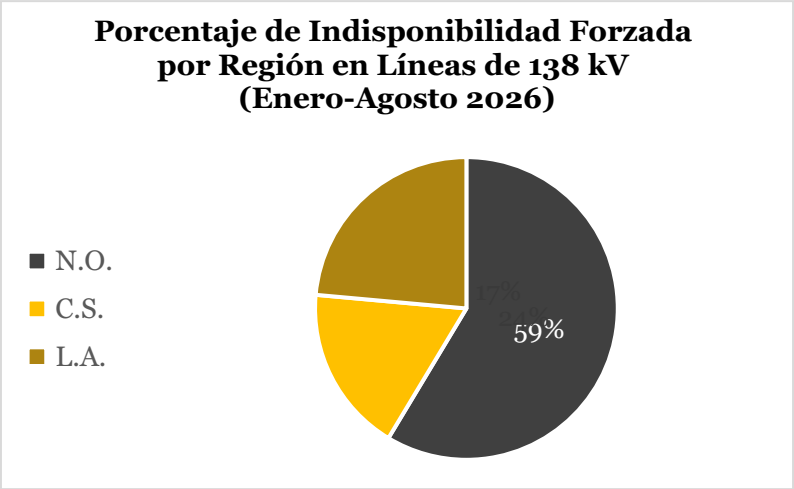


Gráfico 1-7 Porcentaje de indisponibilidad forzadas por región en líneas de 138 kV (enero-agosto 2026).

Del análisis de las indisponibilidades del sistema de transmisión, para el período comprendido entre enero y agosto de 2026 en el nivel de tensión de 138 kV, se observa que el 43.28 % de las indisponibilidades corresponden a eventos forzados y el 56.72 % a eventos programados. De acuerdo con la Norma Técnica de Mantenimientos, el ***Gráfico 1-8*** muestra que, dentro de estos eventos programados, el 98.24 % corresponde a mantenimiento programado menor y el 1.76 % a mantenimientos de emergencia.

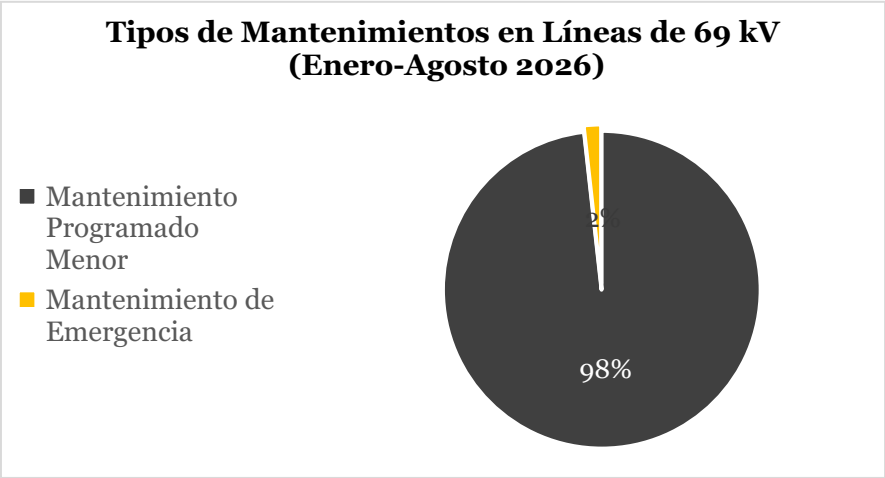


Gráfico 1-8 Tipos de mantenimientos en las líneas de 138 kV (enero-agosto 2026).

1.6.3 Índices de Calidad de Indisponibilidad Forzada en líneas de 230 kV

El ***Gráfico 1-9*** presenta los índices de calidad de indisponibilidad forzada TIF y DIF correspondientes a las líneas de transmisión con mayor incidencia en el nivel de tensión de **230** kV para el período comprendido entre enero y agosto de 2026. De acuerdo con lo establecido en la NT-CT, la tolerancia anual permitida para la TIF en este nivel de tensión es de 2 indisponibilidades forzadas al año, mientras que la tolerancia para la DIF es de 180 minutos al año.

Cabe señalar que la línea de transmisión L650.1 (PAT–JUD), que enlazaba Patuca y Juticalpa II, registra la mayor frecuencia acumulada de indisponibilidades en este nivel de tensión con 32 indisponibilidades forzadas en la región Centro Sur (según reportes asociadas en gran medida a la planta de generación Patuca por oscilaciones de voltaje). Al respecto, es necesario aclarar que esta configuración de la línea L650.1 ya no existe, debido a que el circuito fue seccionado a partir de la entrada en operación de la subestación Terrero Blanco (TRB) en el mes de junio de 2026. No obstante, para efectos del análisis de la Base de Datos Regulatoria (BDR) y la trazabilidad histórica del enlace completo entre Patuca y Juticalpa II, dicha infraestructura se identifica en el registro consolidado como L650.1.

Bajo la nueva configuración operativa vigente desde junio de 2026, el tramo de Patuca a Terrero Blanco (PAT–TRB) pasó a denominarse línea L650 y el tramo de Terrero Blanco a Juticalpa II (TRB–JUD) como línea L651. Al evaluar el desempeño de estas nuevas configuraciones considerando únicamente los datos de junio a agosto de 2026 desde la entrada en servicio de la

subestación Terrero Blanco, se observa que ambas líneas ya han rebasado los límites máximos permitidos por la NT-CT:

- La línea L650 (PAT–TRB) registra 13 indisponibilidades forzadas y 1,216 minutos de DIF en solo tres meses de operación, posicionándose ya como la segunda línea con mayor TIF de todo el nivel de 230 kV.
- La línea L651 (TRB–JUD) contabiliza 10 indisponibilidades forzadas y 101 minutos de DIF, sobrepasando de igual forma la tolerancia de TIF (2 indisponibilidades/año).

Por su parte, la línea L619 (CDH–PAV) se posiciona como el circuito con mayor DIF del sistema en 230 kV, alcanzando una duración acumulada de 3,130 minutos fuera de servicio en la región Centro Sur (relacionado con la falla en el transformador de corriente fase 69B15-B en la subestación Pavana). Le siguen en orden descendente por Duración Total de Indisponibilidad las líneas L604 (CJN–PGR) con 2,266 minutos, L650.1 (PAT–JUD) con 1,765 minutos e L650 (PAT–TRB) con 1,216 minutos acumulados.

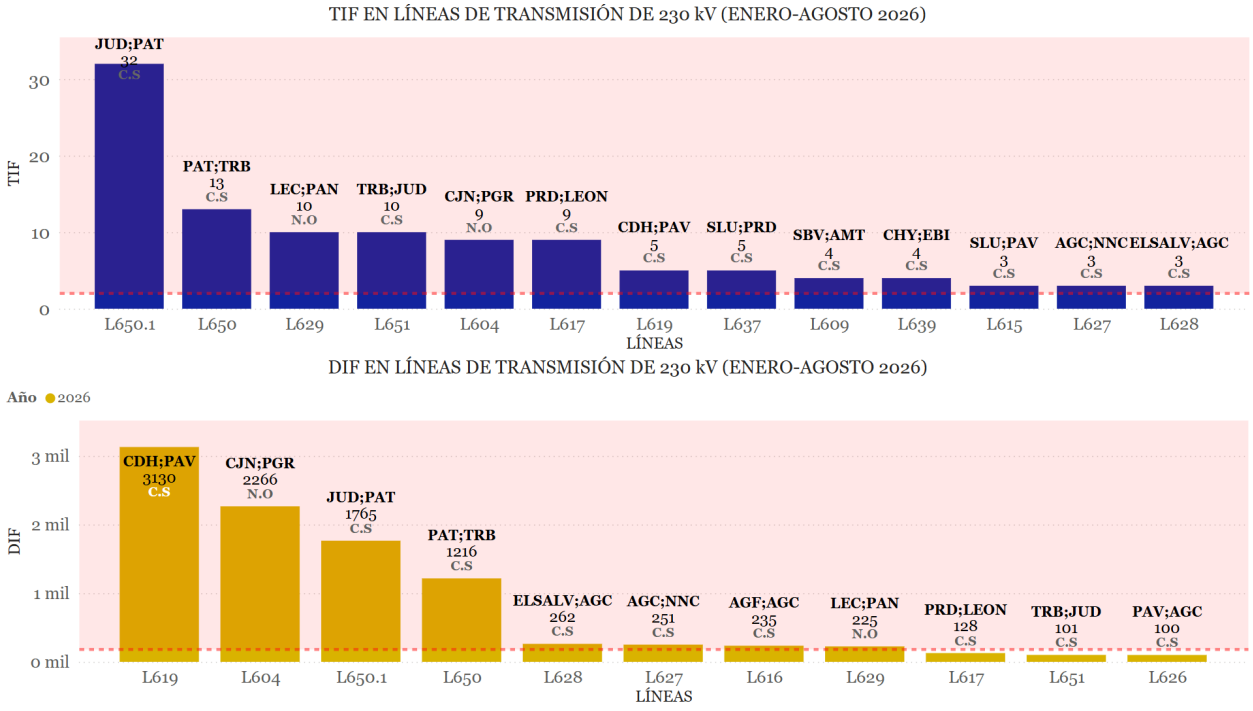


Gráfico 1-9 DIF y TIF en líneas de 230 kV (enero-agosto 2026).

En el ***Gráfico 1-11*** se muestran las causas de indisponibilidad forzada en las líneas de transmisión de 230 kV, con base en la información correspondiente al periodo de enero a agosto de 2026, reportada por ENEE Transmisión y el CND. De este conjunto, se destacan puntualmente las causas más relevantes: en el 50.88 % de las indisponibilidades forzadas no fue posible identificar la causa; le siguen las indisponibilidades por causa de plantas de generación y por ramas sobre la línea, con un 8.77 % cada una, y las indisponibilidades por fallas en equipos de subestaciones, que representan un 7.89 % del total.

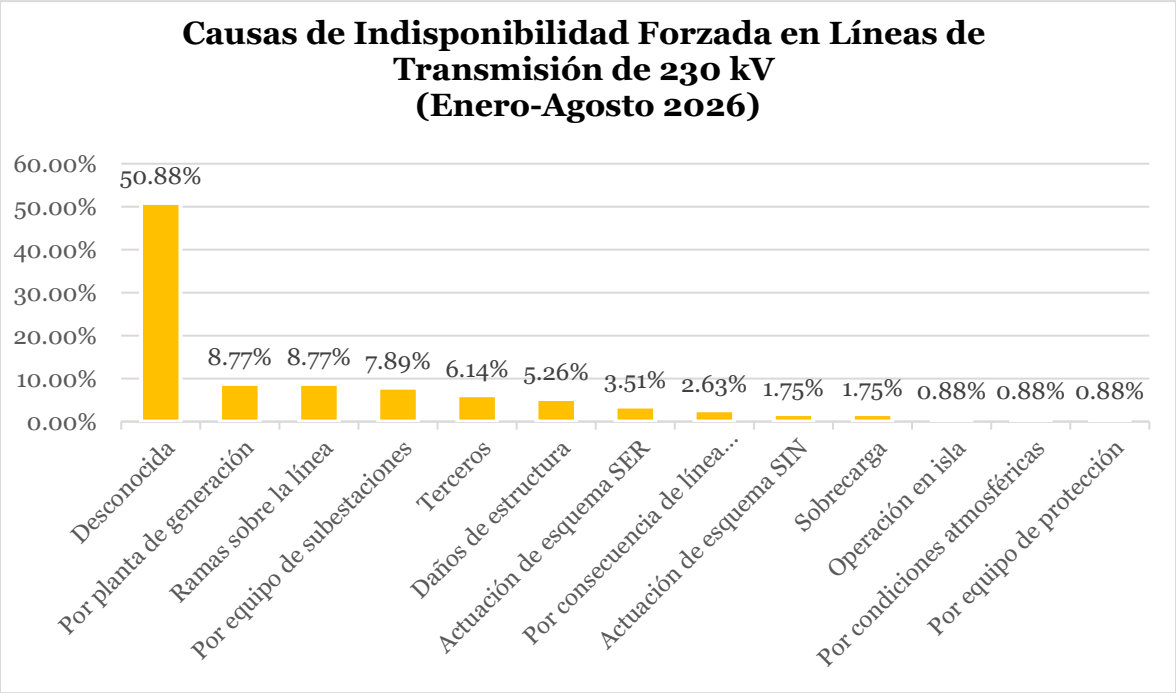


Gráfico 1-10 Causas de indisponibilidad forzada en líneas de transmisión de 230 kV (enero-agosto 2026).

Del análisis realizado en el periodo comprendido de enero a agosto de 2026, se identificó que las líneas de Centro-Sur (C.S) presentan la mayor incidencia de indisponibilidades forzadas, concentrando el 68.97% del total de las indisponibilidades forzadas registrados en las líneas de 230 kV, seguidas por las de Nor-Occidente (N.O) con 31.03 %, tal como se ilustra en él ***Gráfico 1-12.***

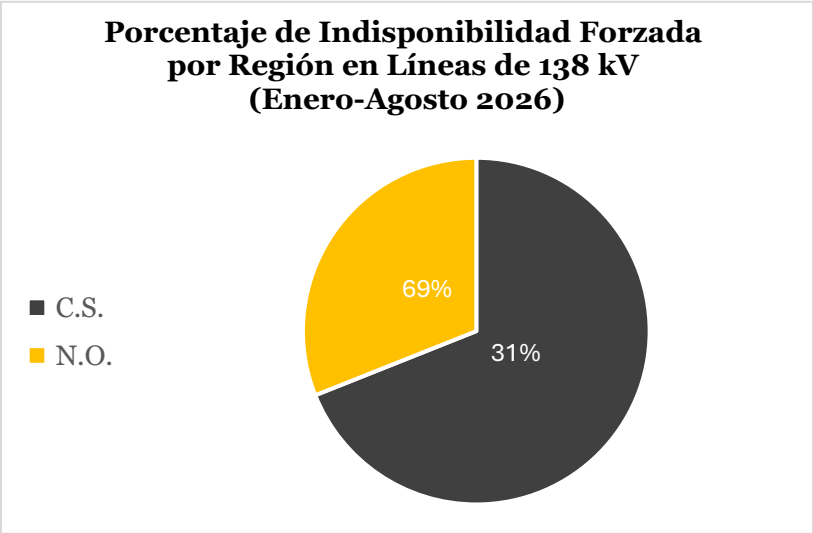


Gráfico 1-11 Porcentaje de indisponibilidad forzadas por región en líneas de 230 kV (enero-agosto 2026).

Del análisis de las indisponibilidades del sistema de transmisión, para el período comprendido entre enero y a de 2026 en el nivel de tensión de 230 kV, se observa que el 50.78 % de las indisponibilidades corresponden a eventos forzados y el 49.22 % a eventos programados. De acuerdo con la Norma Técnica de Mantenimientos, el ***Gráfico 1-12*** muestra que, dentro de estos eventos programados, el 79.37 % corresponde a mantenimiento programado menor y el 20.63 % a mantenimientos de emergencia.

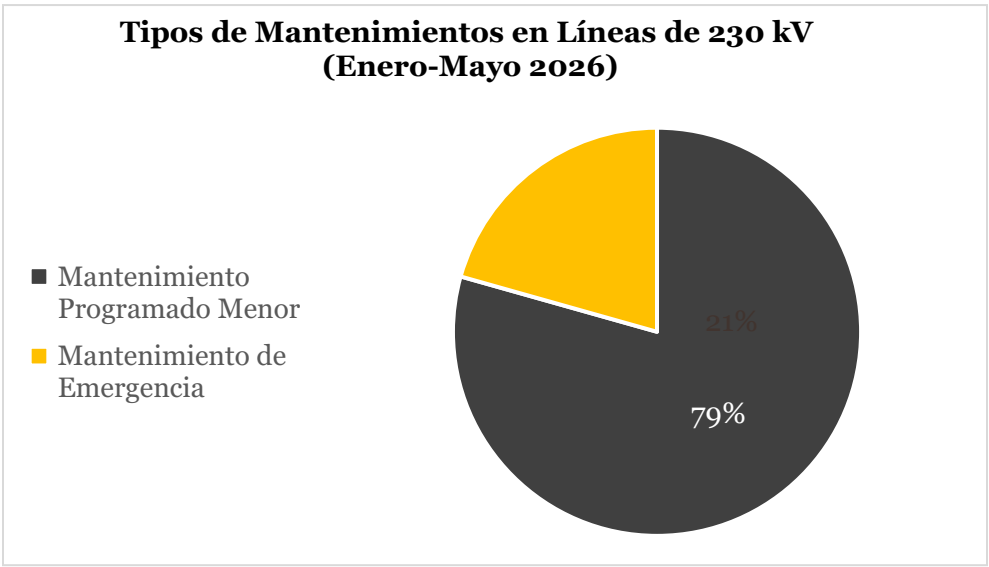


Gráfico 1-12 Tipos de mantenimientos en las líneas de 230 kV (enero-agosto 2026).

1.6.4 Señales entre relevadores y el sistema SCADA.

En el marco de las actividades de fiscalización del Sistema Interconectado Nacional (SIN), la Dirección de Fiscalización de la CREE, en coordinación con el Centro Nacional de Despacho (CND) y ENEE Transmisión, identificó una vulnerabilidad operacional crítica vinculada a la falta de visibilidad en tiempo real de los relevadores de protección en el sistema SCADA. El CND contabilizaba 9,650 señales ausentes (correspondientes al 81 % del total de las señales de los relevadores) distribuidas en 72 subestaciones del SIN. Esta restricción técnica impide determinar de manera inmediata la protección operada y la distancia estimada de la falla ante indisponibilidades forzadas, incrementando la Duración Total de Indisponibilidad (DIF).

Para solucionar esta condición, se estructuró un proyecto de mantenimiento, adecuación, depuración e integración de señales de protecciones por subestación. El procedimiento contempla:

1. Revisión y análisis de los listados de señales suministrados por el CND y elaboración de plantillas de trabajo.
2. Coordinación y reuniones técnicas entre los equipos operativo.
3. Comprobaciones y pruebas físicas en sitio por subestación.
4. Depuración y habilitación efectiva de las señales.
5. Remisión formal a la CREE y al CND de un Informe de Resultados por cada subestación que documente el restablecimiento de la señalización.
6. Integración de señales en el sistema SCADA del CND.

1.6.4.1 Evaluación Comparativa de Cronogramas de Entrega

Durante la evaluación del segundo trimestre de 2026, la Dirección de Fiscalización aprobó la primera etapa del plan de atención, priorizando 11 subestaciones de la Región Centro Sur que abarcan 2,748 señales ausentes (un avance proyectado del 28.48 % del total nacional). Sin embargo, al corte del tercer trimestre de 2026, ENEE Transmisión no remitió los informes de resultados en las fechas de finalización originalmente comprometidas.

En respuesta a las reuniones de seguimiento sostenidas con ENEE Transmisión, se presentaron los avances alcanzados en los mantenimientos y se remitió una actualización del cronograma para la etapa 1 de actividades de mantenimientos para la Región Centro Sur. A continuación, la Dirección de Fiscalización consolida y compara los compromisos iniciales asumidos en el trimestre anterior con la nueva programación propuesta:

Código	Subestación	Fecha Fin Inicialmente Prometida	Fecha de Inicio Actualizada	Fecha de Fin Actualizada	Fecha Actualizada para Entrega de Informe
SUY	Suyapa	30/12/2026	01/09/2026	03/10/2026	**08/10/2026**
AMT	Amarateca	31/07/2026	09/10/2026	24/10/2026	**29/10/2026**
PAV	Pavana	21/10/2026	01/11/2026	13/11/2026	**16/11/2026**
CHY	Chinchayote	18/09/2026	17/11/2026	26/11/2026	**17/12/2026**
NNC	Nueva Nacaome	18/09/2026	30/11/2026	10/12/2026	**17/12/2026**
BJG	Bijagual	31/08/2026	16/12/2026	08/01/2027	**19/01/2027**
PRD	Prados	21/10/2026	15/01/2027	01/02/2027	**19/01/2027**
SLU	Santa Lucía	02/11/2026	06/02/2027	18/02/2027	**22/02/2027**
CDH	Cerro de Hula	21/11/2026	24/02/2027	12/03/2027	**22/02/2027**
AGC	Aguas Calientes	08/07/2026	17/03/2027	25/03/2027	**29/03/2027**
TON	Toncontín	30/12/2026	29/03/2027	Abril 2027	**Abril 2027**

1.6.5 Análisis de las causas de indisponibilidad forzada en el Sistema de Transmisión.

Se analizaron las descripciones detalladas de las indisponibilidades forzadas del sistema de transmisión en el periodo comprendido entre enero y agosto del 2026 y, a partir de ellas, se elaboró una nube de palabras clave, presentada en el ***Gráfico 1-13*** en la cual se destacan los términos más representativos asociados a las causas de las indisponibilidades forzadas. El análisis evidencia que las principales causas están relacionadas con daños en transformadore, perdidas de generación y daños en estructuras, así como con oscilaciones de voltaje y situaciones de sobrecarga.



Gráfico 1-13 Palabras clave de las causas de indisponibilidades forzadas en la red de transmisión

El análisis consolidado de las causas de indisponibilidad forzada en el Sistema de Transmisión durante el periodo de enero a agosto de 2026 presentado en el ***Gráfico 1-14*** contabiliza un total de 737 indisponibilidades forzadas distribuidas en los niveles de tensión de 69 kV, 138 kV y 230 kV, revelando que la causa predominante corresponde a la categoría de causas desconocidas con un 44.37 % del total (327 eventos), lo que evidencia una seria limitación en la supervisión, diagnóstico y registro de causas raíz por parte de la empresa transmisora. A esta falta de identificación técnica le siguen en orden de impacto las interrupciones originadas por consecuencia de líneas radiales con un 12.08 % (89 eventos), reflejando la vulnerabilidad topológica y la falta de redundancia en diversos nodos del sistema eléctrico, así como las fallas asociadas a equipos de subestaciones con un 7.73 % (57 eventos), los daños en estructuras de soporte con un 5.97 % (44 eventos) y las afectaciones por vegetación o ramas sobre la línea con un 5.16 % (38 eventos). Estos factores en su conjunto subrayan la necesidad imperativa de fortalecer la red de transmisión, mediante el reemplazo oportuno de todos aquellos equipos e infraestructura que han superado su vida útil regulatoria y se encuentran obsoletos. Resulta prioritario ejecutar un mantenimiento exhaustivo a las señales de los relevadores de protección y garantizar su adecuada incorporación e integración al sistema SCADA, complementado con la intensificación de las auditorías técnicas de causa raíz, la modernización de los sistemas de

registro de fallas y el cumplimiento riguroso de los programas de mantenimiento preventivo y correctivo exigidos con el fin de mejorar la calidad técnica del servicio en cumplimiento de la NT-CT.

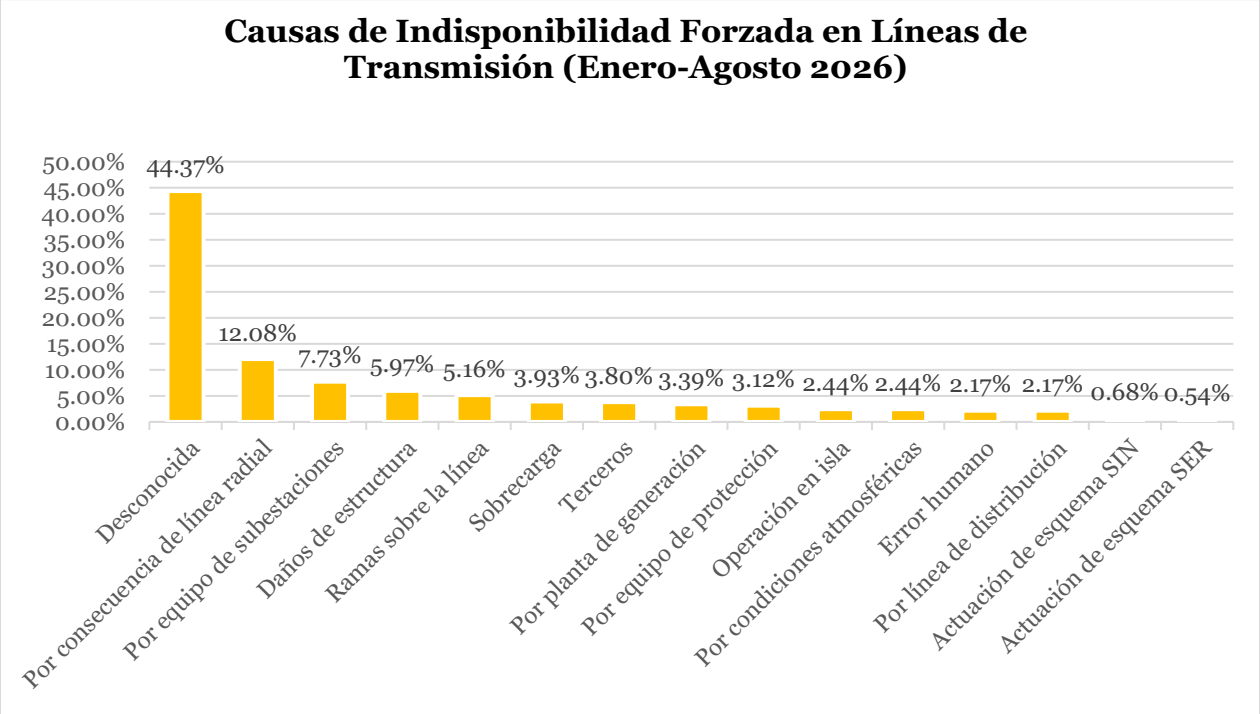


Gráfico 1-14 Mayores causas de indisponibilidades forzadas de las líneas de transmisión

1.6.6 Análisis de la Condición y Necesidad de Inversión en la red de transmisión

En aras de contribuir a la mejora de la calidad, confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico, la CREE ha sostenido mesas de trabajo con ENEE Transmisión, con el propósito de conocer y analizar las necesidades actuales y proyectadas del Sistema Interconectado Nacional (SIN), así como las condiciones de la infraestructura existente y los requerimientos de inversión identificados por la empresa. En el marco de estas actividades de seguimiento y análisis, se ha revisado el Plan Integral de Inversiones (CAPEX 2026–2031) presentado por ENEE Transmisión, particularmente aquellas inversiones orientadas a atender condiciones críticas de los activos que podrían incidir en la seguridad, confiabilidad y calidad del servicio.

El Plan Integral de Inversiones (CAPEX 2026–2031) presentado por ENEE Transmisión a la CREE contempla, entre sus principales acciones, el reemplazo y repotenciación de activos de transformación de potencia que presentan condiciones críticas asociadas a obsolescencia

tecnológica, superación de la vida útil regulatoria y elevados niveles de carga. Entre los activos identificados como prioritarios se encuentran las siguientes unidades de potencia:

- Subestación Suyapa: transformadores de potencia T611, T612 y T613 (230/138 kV), así como T510 y T542 (138/69 kV).
- Subestación Santa Fe: transformador de potencia T509 (138/69 kV).
- Subestación Cañaveral: transformador de potencia T501 (138/69 kV).

Asimismo, el Plan Integral de Inversiones (CAPEX 2026–2031) contempla inversiones destinadas a la sustitución de estructuras de madera de la red de transmisión, como parte de las acciones orientadas a atender condiciones de deterioro de la infraestructura y reducir su exposición a fallas.

La relevancia de estas inversiones también se encuentra respaldada por el comportamiento histórico de las indisponibilidades forzadas registradas en el sistema de transmisión. De acuerdo con la información presentada, las afectaciones asociadas a transformadores y equipos de subestaciones constituyen la tercera causa con mayor participación en las indisponibilidades forzadas, representando el 7.73 % del total, tal como se muestra en el Gráfico 1-14. Por otra parte, los daños en estructuras representan el 5.97 %, posicionándose como la cuarta causa de mayor incidencia.

1.6.6.1 Transformadores que han superado su vida útil regulatoria

Entre los activos que presentan una condición de envejecimiento avanzada se encuentran los transformadores T612, T613, T510, T542 y T509, varios de los cuales acumulan más de cuatro décadas de operación.

En la subestación Suyapa, los transformadores T612 y T613, de 230/138 kV y 100 MVA cada uno, fueron instalados en 1984, por lo que han superado ampliamente la vida útil regulatoria de 30 años considerada para este tipo de activos. Asimismo, los transformadores T510 y T542, de 138/69 kV y 50 MVA cada uno, instalados en 1979, acumulan aproximadamente 47 años de operación. Esta antigüedad incrementa la exposición a mecanismos de degradación asociados al envejecimiento de sus componentes, particularmente del sistema de aislamiento, lo que constituye un factor relevante para la evaluación de su confiabilidad.

Por su parte, el transformador T509, de 138/69 kV de 50 MVA, ubicado en la Subestación Santa Fe y puesto en servicio en 1979, también ha superado su vida útil regulatoria. Adicionalmente,

ENEE Transmisión ha señalado una condición de obsolescencia tecnológica, asociada a la inexistencia de repuestos comerciales disponibles, situación que dificulta la atención de eventuales fallas y eleva la necesidad de considerar su sustitución.

1.6.6.2 Transformadores que presentan sobrecarga y estrés térmico

Además de la antigüedad de determinados activos, se identifican condiciones asociadas a elevados niveles de cargabilidad y estrés térmico, que justifican acciones de repotenciación y/o sustitución.

En la Subestación Cañaveral, el transformador T501, de 138/69 kV de 50 MVA, registra eventos recurrentes de sobrecarga. De acuerdo con la información presentada por ENEE Transmisión, esta condición ha generado degradación asociada a los elevados niveles de carga, con presencia de puntos calientes, así como antecedentes de falla mecánica y eléctrica en el Cambiador de Tomas Bajo Carga (OLTC). Estos elementos constituyen factores que deben ser considerados en la evaluación de la confiabilidad y disponibilidad futura del activo.

En el caso del transformador T611, de 230/138 kV y 100 MVA, ubicado en la subestación Suyapa, si bien su instalación data de 2002 y, por antigüedad, aún no ha superado la vida útil regulatoria de 30 años, ENEE Transmisión reporta que opera de manera continua próxima a su capacidad nominal, condición que genera un elevado nivel de cargabilidad y estrés térmico, pudiendo acelerar el proceso de envejecimiento del activo. Adicionalmente, considerando la sustitución prevista de los transformadores T612 y T613, resulta necesario incrementar la capacidad de transformación disponible en la subestación, por lo que se plantea la repotenciación del T611 de 100 MVA a 150 MVA, con el propósito de mantener márgenes adecuados de capacidad y confiabilidad para atender la demanda de la subestación y las condiciones de operación del sistema.

De esta manera, la necesidad de intervención no responde exclusivamente a la antigüedad de los equipos, sino también a las condiciones de operación a las que se encuentran sometidos, particularmente en aquellos casos donde los niveles de carga reducen los márgenes disponibles para atender contingencias y aumentan la exposición a fallas.

1.6.6.3 Evaluación del riesgo operativo y justificación técnica para el reemplazo y repotenciación de transformadores de potencia

Los estudios de flujo de potencia y análisis de contingencias simples (N-1) presentados por ENEE, elaborados por el Centro Nacional de Despacho (CND) mediante herramientas de simulación

PSS/E, complementan esta evaluación de la condición de los activos y permiten analizar las consecuencias que tendría su eventual salida de servicio sobre la red de transmisión.

En particular, las simulaciones muestran que la salida de servicio de cualquiera de los transformadores T611, T612, T613, T510, T542, T509 o T501, bajo una contingencia simple (N-1), puede generar condiciones operativas que comprometan los márgenes de seguridad del sistema, incluyendo sobrecargas en elementos de la red y desviaciones de los niveles de tensión. Dependiendo de la condición de operación y de la contingencia analizada, estas situaciones podrían requerir medidas operativas para preservar la seguridad del sistema y, en escenarios de mayor severidad, derivar en apagones parciales o totales de la región centro sur.

En este contexto, la ejecución prioritaria de las inversiones destinadas al reemplazo y repotenciación de los transformadores señalados, conforme a lo contemplado en el Plan Integral de Inversiones presentado por ENEE y en el marco de la Licitación 100-084-2024, adquiere especial relevancia para reducir la vulnerabilidad del sistema de transmisión y asegurar la confiabilidad y calidad del servicio.

La atención oportuna de estas inversiones permitiría mitigar los riesgos asociados al envejecimiento, obsolescencia y sobrecarga, así como recuperar márgenes de capacidad y confiabilidad en puntos estratégicos de la red, contribuyendo a preservar la seguridad, confiabilidad, continuidad y calidad de la operación del sistema de transmisión.

1.7 CONCLUSIONES

De acuerdo con los resultados del análisis presentado, se concluye lo siguiente:

1. El análisis de los índices TIF y DIF, correspondientes al período de enero a agosto de 2026, permitió identificar incumplimientos respecto de las tolerancias establecidas en la NT-CT en elementos de las redes de 69 kV, 138 kV y 230 kV. Entre los elementos con mayor incidencia se encuentran la línea L411 TEL–LIM en 69 kV, la línea L429 NIS–CRL, la línea L503 PGR–RLN, la línea L554 SFE–TON y la línea L619 CDH–PAV, debido a la frecuencia y/o duración de sus indisponibilidades. En particular, la línea L411 TEL–LIM se encuentra actualmente en proceso de inspección y regularización por parte de la CREE, en seguimiento a las condiciones identificadas y a la recurrencia de las fallas registradas. Asimismo, se observa la persistencia de fallas asociadas al corredor de la línea L650, considerando que, previo a la entrada en operación de Terrero Blanco, el tramo L650.1

PAT–JUD registraba una recurrencia significativa de eventos y, posterior a la reconfiguración de la red, el nuevo tramo L650 PAT–TRB continuó registrando indisponibilidades, con 13 eventos y 1,216 minutos acumulados entre junio y agosto de 2026. De igual manera, el análisis consolidado determinó que las causas desconocidas representan el 44.37 % de las indisponibilidades forzadas, seguidas por las líneas radiales con 12.08 %, los equipos de subestaciones con 7.73 % y los daños en estructuras con 5.97 %.

2. El Plan Integral de Inversiones (CAPEX 2026–2031) contempla acciones orientadas a atender las condiciones identificadas en la infraestructura de transmisión, incluyendo la sustitución y repotenciación de transformadores de potencia y el reemplazo de estructuras de madera. Estas inversiones guardan relación con las principales condiciones de deterioro y causas de indisponibilidad identificadas durante el período analizado, particularmente considerando que los equipos de subestaciones representan el 7.73 % de las indisponibilidades forzadas y los daños en estructuras el 5.97 %. En este sentido, las inversiones previstas se encuentran vinculadas con necesidades identificadas a partir del comportamiento operativo y la condición de los activos de la red.
3. En seguimiento a las acciones de mantenimiento de las señales de los relevadores de protección de las subestaciones asociadas al sistema SCADA, actualmente no se han presentado ante la CREE avances formales que permitan acreditar documentalmente la culminación de las actividades programadas. No obstante, ENEE ha informado y presentado avances relacionados con los trabajos de mantenimiento que se han venido realizando, así como una actualización del cronograma de entrega para la atención de las señales pendientes. La ejecución oportuna de estas actividades resulta de importancia para garantizar la disponibilidad y confiabilidad de las señales de los relevadores integradas al SCADA, ya que estas permiten disponer de información en tiempo real sobre la actuación de los equipos de protección ante eventos en la red de transmisión, fortaleciendo la supervisión y la respuesta operativa del sistema.

1.8 RECOMENDACIONES

De acuerdo con los resultados del análisis presentado se recomienda lo siguiente:

1. Dar prioridad a la ejecución de las inversiones contempladas en el Plan Integral de Inversiones (CAPEX 2026–2031) relacionadas con el reemplazo y repotenciación de los transformadores de potencia identificados como críticos, así como con la sustitución de

estructuras de madera, considerando las condiciones de antigüedad, cargabilidad, deterioro y criticidad de estos activos y su incidencia en la confiabilidad y seguridad del sistema de transmisión.

2. Dar seguimiento a las acciones de mantenimiento y reconocimiento de las señales de los relevadores de protección asociadas al sistema SCADA, así como al cumplimiento del cronograma actualizado para la remisión de los informes de avance a la CREE, con el propósito de verificar la ejecución y documentación formal de las actividades pendientes.

1.9 MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2026)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Verificar el avance de las inversiones contempladas en el por ENEE Transmisión para el reemplazo y repotenciación de transformadores críticos y la sustitución de estructuras de madera del SIN.	Mesas de trabajo y reportes.	Informe	Semana 44	En Proceso
2	Dar seguimiento al cumplimiento del cronograma actualizado de mantenimiento e integración de las señales de los relevadores de protección al sistema SCADA y a la remisión de los informes de resultados a la CREE.	Mesas de trabajo e informes.	Informe	Conforme al cronograma presentado	En Proceso
3	Solicitar a seguridad operativa del centro nacional de despacho realizar estudios eléctricos de contingencia con escenarios de demanda variables para los años 2026 y 2027 ante la ausencia de las inversiones proyectadas por ENEE Transmisión.	Oficio	Informe	Semana 42	Pendiente

P12 - PF3 - PI02
INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE LA DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



Septiembre 2026

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS

CREE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE LA DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO

2.1 INTRODUCCIÓN

El presente informe técnico expone el marco metodológico, operativo y normativo para la evaluación de la calidad técnica del servicio de distribución eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), así como el estado de avance en la conformación de la Base de Datos Regulatoria (BDR). Este proyecto, impulsado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) en coordinación con la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), a través de la Unidad Técnica de Calidad de Distribución (UTCD), tiene como finalidad establecer un mecanismo automatizado de transferencia y gestión de la información que garantice su integridad, confiabilidad y trazabilidad. Lo anterior permitirá verificar la información remitida por la empresa distribuidora y calcular los índices globales de frecuencia y tiempo medio de interrupción conforme a los criterios establecidos en la Norma Técnica de Calidad de la Distribución (NT-CD), como base para fiscalizar el control de la calidad técnica del servicio y el cumplimiento de las tolerancias regulatorias.

Asimismo, el informe presenta el análisis de la calidad comercial del servicio de distribución eléctrica brindado por la ENEE en el SIN, correspondiente al tercer trimestre de 2026, comprendido entre mayo y julio de dicho año, mediante la evaluación de los indicadores comparativos y sancionables establecidos en la NT-CD. El alcance de esta evaluación se limita a los indicadores de calidad comercial que pueden calcularse con base en la información disponible a la fecha de elaboración del informe.

2.2 OBJETIVOS

Fiscalizar la calidad del servicio de distribución eléctrica brindado por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), considerando los aspectos de calidad técnica y calidad comercial, conforme a los criterios establecidos en la Norma Técnica de Calidad de la Distribución (NT-CD).

2.2.1 Objetivos Específicos

1. Fiscalizar el avance del proyecto de conformación de la Base de Datos Regulatoria (BDR), verificando su adecuación a los requerimientos de información, integridad y trazabilidad

necesarios para el control de la calidad técnica del servicio, conforme a las disposiciones establecidas en la NT-CD.

2. Evaluar el cumplimiento de los indicadores de Calidad Comercial del Servicio de distribución eléctrica brindado por la ENEE en el Sistema Interconectado Nacional durante el Trimestre III de 2026, conforme a lo establecido en la NT-CD.
3. Identificar las oportunidades de mejora en la Gestión Comercial y Gestión de la Calidad de la Atención de Usuarios acorde a lo establecido en la NT-CD.

2.3 MARCO LEGAL

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

1. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), aprobada mediante Decreto Legislativo 404-2013, publicada en el diario oficial "La Gaceta" en fecha 20 de mayo de 2014 y reformada mediante Decreto Legislativo 46-2022, establece que su objeto es regular las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en el territorio de la República de Honduras. Asimismo:

a. Define en su artículo 8, literal A, que la continuidad del servicio público de energía eléctrica es esencial, por lo cual el Estado supervisará la operación del subsector a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), estando obligadas las empresas o usuarios regulados por esta Ley a proporcionarle a ésta toda la información que les requiera para tal fin.

b. Establece en su artículo 8, literal B, que la Secretaría, previa opinión de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), puede acordar la intervención de cualquier empresa de distribución cuya situación o desempeño amenace afectar la continuidad o seguridad del servicio.

c. Establece en su artículo 4, que las empresas del subsector eléctrico están obligadas a cumplir en tiempo y forma con las normas de calidad en el servicio establecidas y con todos los requisitos de las normas legales y reglamentarias vigentes que les sean aplicables.

d. En su artículo 15, literal k, establece lo siguiente:

i. Las empresas distribuidoras y transmisoras tendrán derecho a incluir en sus tarifas un componente razonable que les permita recuperar el monto esperado de las

compensaciones que tendrán que pagar a los usuarios si la calidad del servicio que prestan correspondiera exactamente a la norma de calidad aplicable.

2. Que la Norma Técnica de Calidad de Distribución, publicada mediante acuerdo CREE-50-2021:

a. Establece, en el artículo 11, literal A, romano iii, que durante la Etapa 1 de aplicación debe implementarse el 100 % del registro de maniobras, considerando los interruptores de línea y reconectadores que cuenten con comunicación con el centro de control.

b. Dentro de las disposiciones general de la NT-CD se establece en artículo 45 que para la evaluación de los índices de Calidad Técnica del Servicio las Empresas Distribuidoras deben de contar con los sistemas informáticos establecidos en la presente Norma Técnica, de forma que se posibilite el registro de cada una de las interrupciones, su duración y los usuarios afectados.

c. Se establece en Artículo 46 en el cual se desarrolla lo relacionado al Período de Control, el control de la Calidad Técnica del Servició la cual se llevará a cabo en periodo semestrales continuos.

d. En el artículo 46 también establece que la información de la vinculación de usuarios activos y la red de distribución en condiciones de operación estable de la red deberá analizada de manera mensual por las Empresas Distribuidoras. En vista de lo anterior, las empresas deberán presentar a la CREE dicha información a más tardar el quinto (5) día hábil de cada mes a fin de evaluar los índices de Calidad del Servicio y calcular las indemnizaciones correspondientes a cada periodo de control.

e. Establece en su artículo 59, las disposiciones para la evaluación de la Calidad Comercial del Servicio brindado por las Empresas Distribuidoras según los estándares definidos en esta Norma Técnica donde se evaluarán los siguientes aspectos:

i. Calidad de la gestión comercial, los cuales son los parámetros asociados con niveles de calidad que las Empresas Distribuidoras deben garantizar a sus usuarios de forma global.

ii. Calidad de la atención al Usuario, los cuales son los parámetros asociados con niveles de calidad que las Empresas Distribuidoras deben garantizar a sus Usuarios de forma individual.

f. Establece en su artículo 60, que el control de la calidad de la gestión comercial y atención al Usuario se hará mediante el sistema de control de solicitudes y reclamos, sin embargo, la CREE podrá establecer otros medios de ser necesario.

g. Establece en su artículo 61, que el control de la Calidad Comercial del Servicio se llevará a cabo en períodos anuales para la Gestión Comercial y períodos semestrales para la atención al Usuario.

h. Establece en su artículo 62, que las Empresas Distribuidoras deberán indemnizar a sus Usuarios en función de las disposiciones establecidas en la presente Norma Técnica por todo incumplimiento a las tolerancias establecidas para la Calidad Comercial del Servicio.

i. Establece en su artículo 63, que los canales de atención son todos los medios que las Empresas Distribuidoras ponen a disposición de sus Usuarios para recibir sus reclamos, consultas, solicitudes u otros requerimientos. Estos pueden ser presenciales, web, centros de atención telefónicos/call centers, correos electrónicos, redes sociales y cualquier otro medio habilitado para el ingreso de reclamos, quejas, solicitudes u otros requerimientos.

La atención debe realizarse ininterrumpidamente las 24 horas del día, incluyendo domingos y días feriados.

j. Establece en su artículo 64, los indicadores de Calidad Comercial del Servicio para la atención de reclamos con fines comparativos y de evaluación general de las Empresas Distribuidoras:

a. Indicador de eficiencia del servicio comercial.

b. Indicador de eficacia del servicio comercial.

c. Indicador de oportunidad del servicio comercial.

k. Establece en su artículo 65, los índices sancionables de calidad de la gestión comercial, para evaluar la calidad brindada por las empresas distribuidoras a sus usuarios.

d. Indicador de reclamos.

e. Tiempo promedio de resolución.

f. Porcentaje de facturación promediada.

g. Falta de notificación por interrupción programada.

l. Establece en su artículo 66, las tolerancias en calidad de la gestión comercial.

m. Establece en su artículo 67, que las Empresas Distribuidoras deben compensar a todos sus usuarios activos al final del periodo de control cuando se excedan los límites establecidos correspondientes a los índices sancionables de la calidad de gestión comercial.

n. Establece en su artículo 68, que las empresas distribuidoras no podrán emitir más de dos facturas con consumo promediado a un usuario durante cada periodo de control, pudiendo estas ser o no consecutivas.

o. Establece en su artículo 69 que, cuando se exceda la tolerancia correspondiente a la cantidad de facturas promediadas establecidas en la presente norma técnica, la empresa distribuidora deberá compensar a los usuarios afectados durante cada periodo de control.

2.4 ANTECEDENTES

Antecedente	Descripción
Orden de Inspección CREE-033-2024 – Reunión del 28 de noviembre de 2024	La CREE solicitó a la ENEE, a través de la UTCD, una reunión para dar seguimiento al proyecto de Base de Datos Regulatoria (BDR), concebido como un mecanismo para fortalecer y automatizar el intercambio de información, sustituyendo progresivamente el esquema manual de solicitudes mediante oficios y correos electrónicos. Durante la reunión se presentó el proyecto y se revisaron los elementos requeridos para su implementación, incluyendo el acceso a la VPN y la base de datos previamente solicitada.
Seguimiento a la implementación de la BDR – 2024–2025	Durante el proceso de enlace y transferencia de información se realizó un monitoreo continuo para verificar que la información fuera remitida conforme a las especificaciones establecidas. Debido a una actualización en el acceso a la VPN, fue necesario gestionar nuevamente los accesos y realizar ajustes a las solicitudes y requerimientos inicialmente definidos.
Reunión del 11 de agosto de 2025 – CREE y ENEE/UTCD	Se sostuvo una reunión con personal de la ENEE, a través de la UTCD, en la cual se abordó la necesidad de restablecer el acceso a la red privada para dar continuidad a la implementación de la BDR. Asimismo, se reiteró que el objetivo del proyecto es automatizar la transferencia de información y reducir la dependencia de solicitudes mediante oficios y correos electrónicos.
Restablecimiento de accesos – 24 de abril de 2026	Se restablecieron los accesos para el personal autorizado y se realizó una revisión de la base de datos existente. Como resultado, se identificó la necesidad de actualizar la información disponible y los formatos utilizados, a fin de adecuarlos a las necesidades operativas y a los requerimientos regulatorios vigentes.

Antecedente	Descripción
Reunión CREE–ENEE del 16 de junio de 2026 – Calidad técnica del servicio	En el marco de la actualización de la BDR, se trabajó en la incorporación de nuevas columnas y variables necesarias para el cálculo de los indicadores de calidad técnica establecidos en la normativa. Durante la reunión se revisó la estructura de la base de datos y se definieron los campos y variables requeridos para la gestión de la información.
Seguimiento a la vinculación usuario-red – 2026	Como parte del desarrollo de la BDR, se identificó la necesidad de realizar una reunión específica para abordar la vinculación usuario-red, proceso necesario para asociar los eventos de interrupción con los usuarios conectados a la red de distribución y fortalecer el cálculo y control de los indicadores de calidad técnica.

2.4.1 Calidad de la gestión comercial

Antecedente	Descripción
Orden de inspección CREE-033-2024 – Base de Datos Regulatorios	La CREE notifica a la ENEE, mediante la orden de inspección, que será objeto de una inspección de seguimiento del proyecto BDR el 28 de noviembre.
Oficio CREE-691-2024 – Actualización de la BDR	Se remite el oficio solicitando la actualización de la estructura de datos según los compromisos adquiridos en el acta de inspección, donde también se solicita una reunión previa al proceso administrativo ante el incumplimiento de la remisión de la información.
Minuta de reunión Revisión de la Base de datos (BDR)	Reunión celebrada el 16 de junio con el objetivo de actualizar la BDR para obtener los datos de la gestión comercial, usuarios autoproductores, calidad del servicio, entre

Antecedente	Descripción
	otros datos relevantes para la fiscalización de la empresa de distribución
Mesa técnica Indicadores Comerciales – CREE y UTCD	Se realizaron mesas técnicas entre la CREE y ENEE-UTCD con el objetivo de definir con precisión los campos necesarios para la evaluación de los indicadores comerciales según la regulación establecida a la fecha

2.5 PROCEDIMIENTO

2.5.1 Calidad Técnica del Servicio

La fiscalización de la calidad técnica del servicio se desarrolló mediante la evaluación de la información disponible en la Base de Datos Regulatoria (BDR), considerando los requerimientos establecidos para el control de la calidad técnica del servicio en la NT-CD.

El proyecto de BDR tiene como finalidad disponer de información completa, consistente y trazable que permita calcular los índices de calidad técnica del servicio, los cuales permiten medir la frecuencia y duración de las interrupciones que afectan a los usuarios.

Asimismo, se evaluó la información correspondiente a la causa y origen de los eventos, así como los elementos de la red involucrados, con el propósito de garantizar la trazabilidad de cada registro desde el evento reportado hasta los usuarios afectados. Lo anterior permite contar con los elementos necesarios para determinar la incidencia de cada evento en los índices de calidad técnica del servicio.

Para los eventos reportados como caso fortuito o fuerza mayor, se busca la justificación y documentación correspondiente, así como la remisión del informe respectivo a la CREE dentro del plazo establecido en la normativa aplicable. Estos elementos permiten a la CREE evaluar la procedencia de la exclusión de dichos eventos del cálculo de los índices de calidad técnica, cuando corresponda.

La información obtenida mediante la BDR permitirá contrastar los índices calculados con las tolerancias de calidad técnica establecidas en la NT-CD y determinar, cuando corresponda, los incumplimientos sujetos a las disposiciones regulatorias aplicables. En aquellos casos en que se

excedan las tolerancias establecidas y resulte procedente, la empresa distribuidora deberá efectuar las indemnizaciones correspondientes a los usuarios afectados por la mala calidad del servicio, de conformidad con la normativa vigente.

Lo anterior se encuentra relacionado con el principio establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), conforme al cual *"en ningún caso se trasladarán al consumidor final, vía tarifas, las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas"*. En este sentido, la disponibilidad de información confiable y trazable constituye un elemento fundamental para que la CREE pueda ejercer sus funciones de fiscalización, verificar objetivamente la calidad técnica del servicio y asegurar la aplicación de las disposiciones regulatorias que correspondan.

En consecuencia, la evaluación del proyecto de BDR se orientó a determinar la completitud, consistencia, calidad y trazabilidad de la información remitida por la empresa distribuidora, de manera que los datos utilizados para el cálculo de los índices de frecuencia y tiempo medio de interrupción sean verificables y correspondan con las condiciones de la red y los usuarios existentes al momento de cada evento.

Finalmente, con base en la información disponible, se identificaron los avances y aspectos pendientes en la conformación y actualización de la BDR, con el propósito de fortalecer el mecanismo de transferencia de información entre la ENEE y la CREE y disponer de información confiable para el cálculo de los índices y la fiscalización de la calidad técnica del servicio conforme a la NT-CD.

2.5.2 Calidad Comercial del Servicio

La Calidad Comercial del Servicio se evalúa con el propósito de garantizar a los usuarios una atención oportuna, expedita, adecuada e integral. Para ello, se analizan dos componentes principales: la calidad de la gestión comercial y la calidad de la atención al usuario, conforme a los lineamientos establecidos en la normativa vigente mediante un sistema denominado Base de datos regulatorios (BDR) donde se recopila la información por parte de las empresas según campos definidos por la CREE, y se reciben a los quince (15) de cada mes. Cuando se recibe la información, se analizan los datos y se concluye dentro de un informe de resultados, que contiene el análisis especifico durante un periodo de control de los indicadores de gestión comercial y atención al usuario, el flujo de este proceso se puede observar en la **Imagen 2-1.**

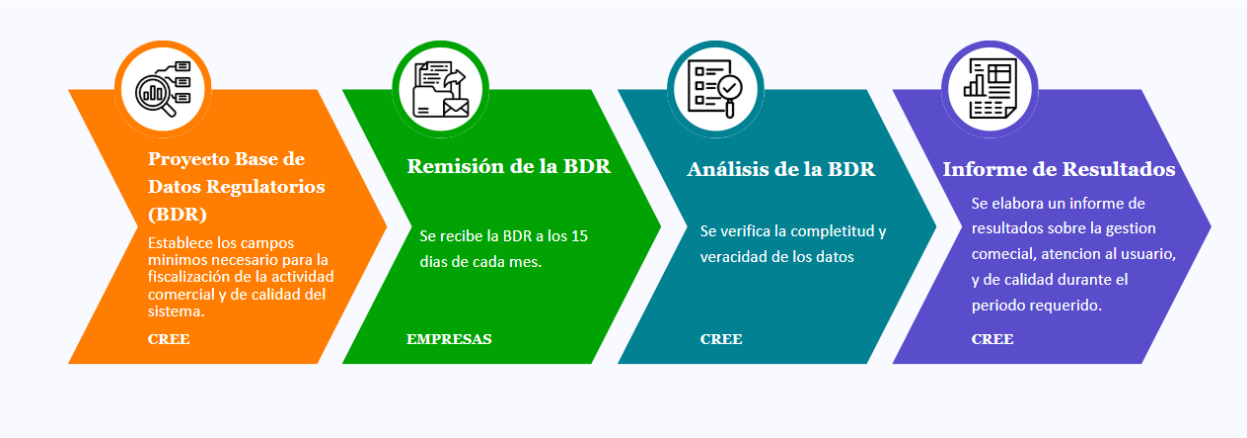


Imagen 2-1 Procedimiento de evaluación de los indicadores de la Calidad de la Gestión Comercial (fuente: CREE)

2.5.3 Índices de la calidad de la gestión comercial

2.5.3.1 Índices comparativos de la gestión comercial.

Se definen los siguientes indicadores de Calidad Comercial del Servicio para la atención de reclamos con fines comparativos y evaluación general de las Empresas Distribuidoras:

2.5.3.1.1 Indicador de eficiencia del servicio comercial:

$$Ieff = \frac{RR}{RI} \times 100 \quad (1)$$

Donde:

RR = Cantidad de reclamos.

RI = Cantidad de reclamos recibidos.

2.5.3.1.2 Indicador de eficacia del servicio comercial:

$$I_{efc} = \left(1 - \frac{RRPS}{RR}\right) \times 100 \quad (2)$$

Donde:

RRPS = Cantidad de reclamos resueltos y que luego hayan sido presentados a la CREE durante el periodo de control.

RR = Cantidad de reclamos resueltos.

2.5.3.1.3 Indicador de oportunidad del servicio comercial:

$$I_{opor} = \frac{RRP}{RR} \times 100 \quad (3)$$

Donde:

RRP = Cantidad de reclamos resueltos durante el plazo máximo establecido.

RR = Cantidad de reclamos resueltos.

2.5.3.2 Índices sancionables de calidad de la gestión comercial

2.5.3.2.1 Indicador de reclamos (IRC):

$$I_{opor} = \frac{RRP}{RR} \times 100 \quad (4)$$

Donde:

RP = Cantidad de reclamos recibidos y procedentes.

U = Cantidad de usuarios de la empresa distribuidora al final del período de control.

2.5.3.2.2 Tiempo promedio de resolución (TPR)

$$TPR = \frac{\sum Ta_i}{RR} \quad (5)$$

Donde:

$\boldsymbol{\sum Ta_i}$= Tiempo en el cual se resolvió el reclamo i (día). Este es la diferencia de tiempo entre el momento en que la Empresa Distribuidora recibe un reclamo, queja o consulta y el momento en que realiza la acción correctiva o entrega la respuesta solicitada según corresponda. Si un reclamo es resuelto en el mismo día que se presentó, el tiempo de resolución será de cero días.

RR = Cantidad de reclamos de tipo comercial y por inconformidad de cuentas que hayan sido resueltos, o en general aquellos reclamos asociados a los aspectos de facturación, conexión, cobros y aplicación de tarifas.

2.5.3.2.3 Porcentaje de facturación promediada (PFP):

$$PFP = \frac{F_P}{F_T} \times 100 \quad (6)$$

Donde:

$\boldsymbol{F_P}$= Cantidad de facturas emitidas con consumos promediados.

$\boldsymbol{F_T}$= Cantidad de facturas emitidas.

2.5.3.2.4 Falta de notificación por interrupción programada (FNIP):

$$FNIP = \frac{IP_{48}}{IP} \times 100 \quad (7)$$

Donde:

IP_{48}= Cantidad de interrupciones programadas no notificadas a los Usuarios con al menos 48 horas de antelación previo al inicio de la interrupción.

IP = Cantidad de interrupciones programadas por la Empresa Distribuidora.

2.5.3.3 Tolerancias de los índices sancionables la Calidad de la Gestión Comercial

Las tolerancias admitidas para los índices de calidad de la gestión comercial se exponen a continuación en la ***Tabla 2-1***.

Índice	Tolerancia
Indicador de reclamos (IRC)	5 %
Tiempo promedio de resolución (TPR)	10 días
Porcentaje de facturación estimada (PFE)	5 %
Falta de notificación por interrupción programada (FNIP)	2 %

Tabla 2-1 Tolerancias según el índice de la gestión comercial (fuente: NT-CD)

2.5.3.4 Indemnización por Calidad de Gestión Comercial

Cuando se excedan los límites establecidos correspondientes a los índices sancionables de calidad de gestión comercial descritos en la ***Tabla 2-1*** las Empresas Distribuidoras deben compensar a todos sus Usuarios activos al final del período de control.

El factor de indemnización global por cada punto porcentual de alejamiento al límite establecido para cada índice se calculará en función del número de Usuarios activos de la Empresa Distribuidora al final del período de control, como se expone a continuación en la ***Tabla 2-2.***

Número de Usuarios	Factor de indemnización global (FIG)
Hasta 100,000	1.5 %
De 100,001 hasta 300,000	1.3 %
De 300,001 hasta 400,000	1.1 %
Más de 400.000	0.8 %

Tabla 2-2 Factor de indemnización global según límite establecido para cada indicador (fuente: NT-CD)

El monto de las indemnizaciones MI_g para cada índice de calidad de la gestión comercial se calcula con la expresión siguiente:

$$MI_g = \left(\sum_g Desv_g \times FIG_g\right) \times CAU \quad (8)$$

Donde:

$\boldsymbol{FIG_g}$= Factor de indemnización global (%).

$\boldsymbol{CAU}$ = Costo de atención a usuarios aprobado por la CREE en el proceso de cálculo del VAD que será ajustado anualmente por la CREE tomando en cuenta el Indicador de Precios al Consumidor (USD).

$\boldsymbol{Desv_g}$= Desviación porcentual del índice de calidad g con respecto a la tolerancia establecida.

El monto total de indemnización global se calcula con la expresión siguiente:

$$MI_{GT} = \sum_{g=1}^{n} MI_g \quad (9)$$

Donde:

$\boldsymbol{MI_g}$= Monto de las indemnizaciones para el índice de calidad g (USD).

El monto por compensar a cada uno de sus Usuarios será el resultante de dividir el monto total de indemnización global entre el total de los Usuarios activos al final del período de control.

2.5.3.5 Compensación individual por facturas promediadas

Cuando se exceda la tolerancia correspondiente a la cantidad de facturas promediadas establecida en la presente Norma Técnica, la Empresa Distribuidora deberá compensar a los Usuarios afectados durante cada período de control. El monto de dicha compensación se calcula mediante la expresión siguiente:

$$PEN_{CIEMF} = 0.1 \times N_F \times F_{PC} \quad (10)$$

Donde:

$\boldsymbol{CIEMF}$ = Compensación individual por facturas promediadas (HNL).

$\boldsymbol{N_F}$= Número de facturas promediadas superior a la tolerancia establecida emitidas durante el período de control.

$\boldsymbol{F_{PC}}$ = Monto promedio de las facturas del Usuario afectado emitidas durante el período de control el cual podrá incluir facturas promediadas dentro del mismo periodo de control (HNL).

En ningún caso esta compensación podrá exceder el cincuenta (50) por ciento del monto promedio de las facturas del Usuario afectado emitidas durante el período de control.

2.6 RESULTADOS

2.6.1 Calidad Técnica del Servicio

Actualmente, el proyecto de BDR continúa en proceso de revisión. No obstante, la ENEE mantiene la remisión mensual de información a la CREE sobre las interrupciones registradas en el sistema de distribución del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en cumplimiento de las disposiciones establecidas para los sistemas de información requeridos por la NT-CD para el control de los índices de calidad del servicio.

A partir de la revisión de la información remitida, se han identificado aspectos que requieren ser fortalecidos, particularmente en lo relacionado con la determinación del origen de las indisponibilidades. Es necesario identificar de manera precisa si una interrupción tiene su origen en los sistemas de transmisión, distribución o generación, de manera que pueda determinarse el ámbito de responsabilidad correspondiente y, cuando resulte aplicable, establecer las consecuencias regulatorias asociadas a la afectación de los usuarios.

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) establece que las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas no deben ser trasladadas al consumidor final mediante las tarifas. En este sentido, cuando los índices de calidad del servicio superen las tolerancias establecidas en la NT-CD y corresponda la aplicación de indemnizaciones a los usuarios afectados, su determinación deberá realizarse conforme a las disposiciones regulatorias aplicables, considerando el costo unitario de la energía no suministrada. Por lo anterior, resulta necesario contar con criterios claros que permitan determinar el origen de las interrupciones y establecer cuándo las causas asociadas son atribuibles a los sistemas de generación, transmisión o distribución.

La LGIE define la distribución como el transporte de la energía desde la red eléctrica de alta tensión hasta las instalaciones de los consumidores finales, comprendiendo las instalaciones de tensión inferior a sesenta mil voltios, así como los transformadores y equipos asociados para su conexión con la red de transmisión. En consecuencia, las interrupciones originadas por fallas en equipos destinados a la transformación de alta tensión a media tensión corresponden al ámbito del sistema de distribución.

Asimismo, durante la revisión de la información se identificaron inconsistencias en la determinación de los usuarios afectados ante determinados eventos de interrupción, así como variaciones en la cantidad de usuarios totales por circuito como consecuencia de la expansión del sistema de distribución, la incorporación de enlaces entre circuitos y los traslados de carga. Estas variaciones deben ser registradas y consideradas de manera adecuada, debido a que pueden incidir directamente en el cálculo de los índices de frecuencia y tiempo medio de interrupción y los índices de calidad técnica del servicio.

En atención a lo anterior, las observaciones identificadas se encuentran en proceso de análisis, juntamente con la definición de los criterios y metodologías necesarios para dar continuidad a la implementación de la Base de Datos Regulatoria, fortalecer el registro de las interrupciones y mantener actualizada la vinculación usuario–red. Estos tres componentes se encuentran estrechamente relacionados y constituyen elementos necesarios para disponer de información íntegra y trazable que permita realizar el cálculo y control de los índices de calidad técnica del servicio conforme a las disposiciones establecidas en la NT-CD.

2.6.2 Calidad de la Gestión Comercial

Para la elaboración del presente informe, la evaluación de los indicadores correspondientes a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) se realizó con base en los Informes de Gestión de la Unidad Técnica de Control de la Distribución (UTCD) correspondientes al período mayo-julio de 2026. El compromiso de entrega de información a través del Proyecto BDR se encontraba establecido para el 16 de septiembre de 2026; no obstante, la ENEE solicitó prórroga de dicho plazo por motivo de adecuaciones finales pendientes en la estructura de datos, por lo que, para el presente Trimestre III, la evaluación se realiza nuevamente con base en los Informes de Gestión de la UTCD.

En consecuencia, se presentan y analizan únicamente el Indicador de Eficiencia del Servicio Comercial, el Indicador de Reclamos y el Porcentaje de Facturación Promediada, indicadores para los cuales se c Indicador de Eficiencia del Servicio Comercial

Durante el período evaluado, la ENEE mantuvo un I_{eff} mensual cercano al **93 %**, donde para el mes de julio, de los 151,047 reclamos recibidos, 140,254 fueron resueltos dentro del mismo mes, resultando en un I_{eff} de **92.85 %**. (Ver ***Gráfico 2-1***)

Mes 2026	Reclamos Procedentes	Usuarios	I_{eff}
Mayo	155,137	165,433	93.78 %
Junio	140,337	151,211	92.81 %
Julio	140,254	151,047	92.85 %

Tabla 2-3 Indicador de Eficiencia del Servicio Comercial por mes ENEE de mayo a julio de 2026 (fuente: Informes de Gestión UTCD)

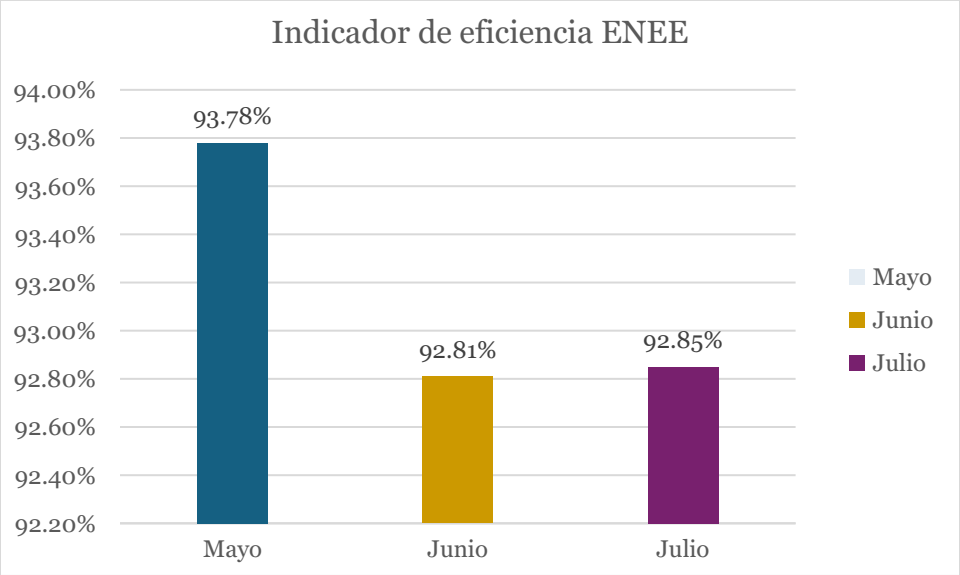


Gráfico 2-1 Indicador de Eficiencia en el Servicio Comercial por mes ENEE (fuente: Informes de gestión UTCD)

Con base en la información reportada, para el Trimestre III de 2026, de los 467,691 reclamos recibidos, 435,728 fueron resueltos, resultando en un I_{eff} acumulado de **93.17 %.** (Ver ***Tabla 2-4***)

Período	Reclamos Resueltos	Reclamos Recibidos	I_{eff}
III Trimestre 2026	435,728	467,691	93.17 %

Tabla 2-4 Indicador de Eficiencia del Servicio Comercial acumulado ENEE de mayo a julio 2026 (fuente: Informes de Gestión UTCD)

2.6.2.1 Indicador de Reclamos (IRC)

El *IRC* se mantuvo en niveles reducidos respecto de la base total de usuarios, oscilando entre 0.0401 % y 0.0591 % durante el período evaluado, con el valor máximo registrado en julio de 2026 mostrado en el ***Gráfico 2-2***.

Mes	Reclamos Procedentes	Usuarios	IRC
Mayo	875	2,179,229	0.0402 %
Junio	875	2,183,953	0.0401 %
Julio	1,294	2,187,973	0.0591 %

Tabla 2-5 Indicador de Reclamos por mes ENEE de mayo a julio 2026 (fuente: Informes de Gestión UTCD)

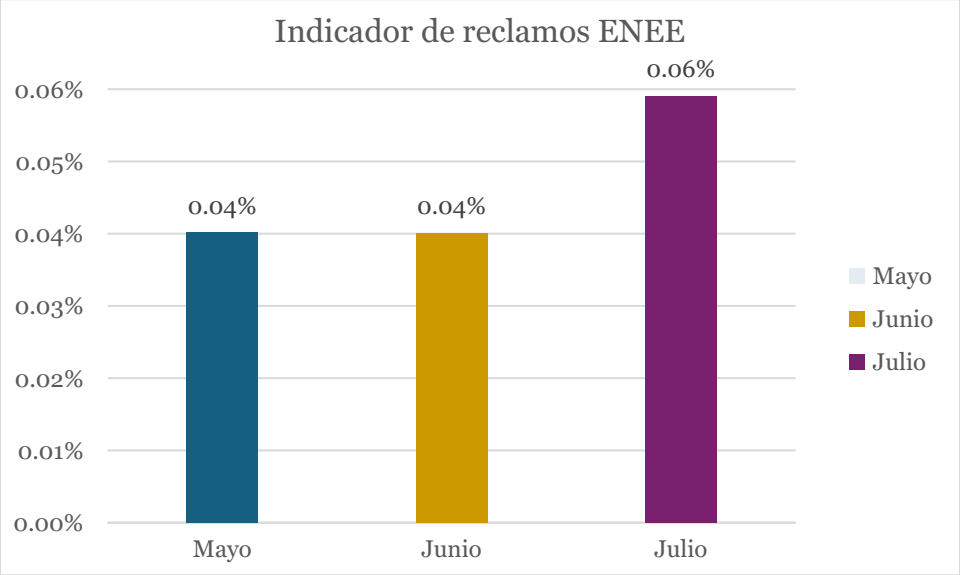


Gráfico 2-2 Indicador de Reclamos por mes ENEE de mayo a julio 2026 (fuente: Informes de Gestión UTCD)

Se identifica como hallazgo de calidad de la información que la cifra de reclamos procedentes reportada por la ENEE es idéntica para mayo y junio de 2026 (875 en ambos meses), según se observa de manera consistente en las series de datos incluidas en los Informes de Gestión de junio y julio de 2026. Esta coincidencia se documenta como una observación sobre la fuente de información remitida por la ENEE, y no corresponde a un resultado calculado o estimado por esta Comisión.

Con base en la información acumulada del trimestre, de un total de 2,187,973 usuarios al cierre de julio de 2026, se registraron 3,044 reclamos procedentes, resultando en un IRC acumulado de 0.1391 % mostrado en la ***Tabla 2-6***.

Período	Reclamos Procedentes	Usuarios	IRC
III Trimestre 2026	3,044	2,187,973	0.1391 %

Tabla 2-6 Indicador de Reclamos acumulado ENEE de mayo a julio 2026 (fuente: Informes de Gestión UTCD)

2.6.2.2 *Porcentaje de Facturación Promediada (PFP)*

El PFP se mantuvo entre 12.51 % y 13.36 % durante el período evaluado, sin una tendencia sostenida de reducción entre mayo y julio de 2026.

Mes	Facturas Promediadas	Facturas Emitidas	PFP
Mayo	272,552	2,179,188	12.51 %
Junio	291,699	2,183,945	13.36 %
Julio	283,280	2,187,966	12.95 %

Tabla 2-7 Porcentaje de Facturación Promediada por mes ENEE de mayo a julio 2026 (fuente: Informes de Gestión UTCD)

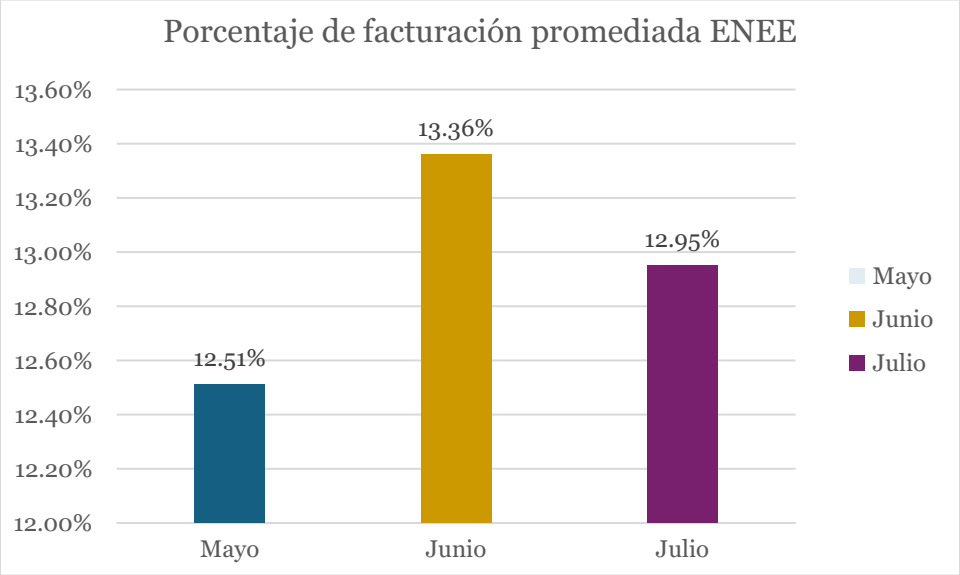


Gráfico 2-3 Porcentaje de Facturación Promediada por mes ENEE de mayo a julio 2026 (fuente: Informes de Gestión UTCD)

Para el Trimestre III de 2026, de un total de 6,551,099 facturas emitidas, 847,531 correspondieron a consumos promediados, resultando en un PFP acumulado de 12.94 %.

Período	Facturas Promediadas	Facturas Emitidas	PFP
III Trimestre 2026	847,531	6,551,099	12.94 %

Tabla 2-8 Porcentaje de Facturación Promediada acumulado ENEE de mayo a julio 2026 (fuente: Informes de Gestión UTCD)

2.7 CONCLUSIONES

2.7.1 Calidad Técnica del Servicio

1. La Base de Datos Regulatoria (BDR) constituye un elemento fundamental para fortalecer la fiscalización de la calidad técnica del servicio, al permitir disponer de información estructurada y trazable para el cálculo de los índices de frecuencia y tiempo medio de interrupción conforme a la NT-CD. No obstante, durante la revisión de la información remitida por la ENEE se identificaron aspectos que requieren ser fortalecidos, principalmente en la determinación del origen de las interrupciones, la identificación de los usuarios afectados y la actualización de la cantidad de usuarios instalados en los circuitos.
2. La correcta determinación del origen causa y alcance de cada interrupción, así como la actualización de la vinculación usuario red, son elementos necesarios para garantizar que los índices de calidad técnica reflejen las condiciones reales del servicio. Asimismo, esta información permite a la CREE determinar la procedencia de la consideración o exclusión de eventos conforme a la normativa aplicable y verificar, cuando corresponda, el cumplimiento de las disposiciones asociadas a la calidad del servicio y a las indemnizaciones a los usuarios.

2.7.2 Calidad Comercial del Servicio

1. La ENEE mantuvo un Índice de Eficiencia del Servicio Comercial (Ieff) acumulado de 93.17 % durante el Trimestre III de 2026 (mayo-julio), con un Indicador de Reclamos (IRC) reducido de 0.1391 % y un Porcentaje de Facturación Promediada (PFP) de 12.94 %, reflejando un desempeño comercial estable.
2. El alcance de la presente evaluación se limita a tres de los siete indicadores de calidad comercial establecidos en la NT-CD, en tanto no se disponga de la información requerida del Proyecto de Base de Datos Regulatoria (BDR) para el cálculo del indicador de eficacia, oportunidad, tiempo promedio de resolución y falta de notificación por interrupción programada de la ENEE.

2.8 RECOMENDACIONES

De acuerdo con los resultados del análisis presentado se recomienda lo siguiente:

2.8.1 Calidad Técnica del Servicio

1. Se recomienda a la ENEE fortalecer y mantener actualizados los tres componentes asociados al control de la calidad técnica del servicio: el registro de interrupciones, la vinculación usuario red y la Base de Datos Regulatoria. Para ello, deberá asegurar que cada evento registre de manera consistente su causa, origen y elementos afectados, así como la cantidad de usuarios instalados y afectados a la fecha del evento, incorporando oportunamente las modificaciones derivadas de la expansión de la red, enlaces y traslados de carga. Asimismo, deberá garantizar que los eventos reportados como caso fortuito o fuerza mayor cuenten con la justificación y documentación correspondiente y sean remitidos a la CREE dentro de los plazos establecidos en la normativa aplicable.

2.8.2 Calidad Comercial del Servicio

1. Dar seguimiento al avance del Proyecto BDR en lo relativo a la información que debe suministrar la ENEE, con el propósito de habilitar el cálculo de la totalidad de los indicadores de calidad comercial establecidos en la NT-CD.
2. Mantener mesas de trabajo periódicas entre la CREE y la ENEE orientadas a robustecer la consistencia y completitud de la información remitida a través de los Informes de Gestión de la UTCD, en tanto se concluye la implementación de la BDR.

2.9 MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2026)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Dar seguimiento al avance del Proyecto BDR en lo relativo a la información que debe suministrar la ENEE, con el propósito de habilitar el cálculo de la totalidad de los indicadores de calidad comercial establecidos en la NT-CD.	Documento	BDR ENEE	Semana 42 2026	En proceso
2	Mantener mesas de trabajo periódicas entre la CREE y la ENEE orientadas a robustecer la consistencia y completitud de la información remitida a través de los Informes de Gestión de la UTCD, en tanto se concluye la implementación de la BDR.	Acción	Minuta de reunión	Semana 42 2026	En proceso

P12 - PF03 - PI03
INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE LA DISTRIBUCIÓN EN LOS SISTEMAS AISLADOS

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



Septiembre 2026

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS

CREE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE LA DISTRIBUCIÓN EN LOS SISTEMAS AISLADOS

3.1 INTRODUCCIÓN

El presente informe tiene como objetivo mostrar los resultados de los procesos de fiscalización de la calidad técnica y de la calidad comercial del servicio de distribución eléctrica en los sistemas aislados de Roatán y Utila operados, respectivamente, por Roatán Electric Company (RECO) y Utila Power Company (UPCO), en cumplimiento de lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica y la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD).

La evaluación de la calidad técnica del servicio de distribución eléctrica constituye un componente fundamental del proceso de supervisión regulatoria, orientado a verificar el cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD). En este contexto, la CREE ha venido desarrollando actividades de seguimiento y fiscalización mediante el proyecto de vinculación usuario–red, el cual permite integrar la información de la infraestructura eléctrica con la base de usuarios del sistema.

Este proyecto tiene como objetivo principal la consolidación de una base de datos técnica estructurada que permita el cálculo preciso de los índices de calidad técnica del servicio, así como la identificación de oportunidades de mejora en la operación de los sistemas de distribución. Para ello, se ha promovido la actualización progresiva de los inventarios de activos, la georreferenciación de equipos y la vinculación efectiva entre la red eléctrica y los usuarios finales.

Se presentan los resultados del seguimiento realizado a las empresas distribuidoras Roatan Electric Company (RECO) y Utila Power Company (UPCO), destacando los avances alcanzados en la implementación del proyecto, así como las principales brechas identificadas en términos de calidad de la información, cobertura del levantamiento de la red y cumplimiento de los requerimientos establecidos conforme a lo que establece la NT-CD.

Asimismo, contiene el análisis de la Calidad Comercial del Servicio de distribución eléctrica brindado en los Sistemas Aislados de Roatán y Útila por Roatán Electric Company (RECO) y Utila Power Company (UPCO), respectivamente, correspondiente al Trimestre III de 2026, con base en la información reportada por ambas empresas a través de la Base de Datos Regulatoria (BDR).

A la fecha de elaboración de este informe, la información disponible en la BDR de RECO y UPCO corresponde a los meses de junio, julio y agosto de 2026, por lo que el Trimestre III se reporta,

para ambas empresas de Sistemas Aislados, con base en dicho período. Se advierte que este período difiere del utilizado para la evaluación de la ENEE (mayo-julio de 2026), en función de la información efectivamente disponible para cada empresa distribuidora.

3.2 OBJETIVOS

3.2.1 Objetivos específicos

1. Verificar el avance del levantamiento y georreferenciación de los usuarios, equipos de protección y maniobra y demás elementos que conforman las redes de distribución asociadas a los sistemas de UPCO y RECO, así como su correspondiente vinculación usuario–red.
2. Evaluar la integridad, consistencia y trazabilidad de la información proporcionada por las empresas distribuidoras UPCO y RECO sobre los usuarios y elementos de sus redes de distribución, a fin de disponer de una base de información estructurada y confiable que sirva como insumo para el cálculo de los índices globales de frecuencia y tiempo medio de interrupción conforme a lo establecido en la NT-CD.
3. Evaluar el cumplimiento de los indicadores de Calidad Comercial del Servicio de distribución eléctrica brindado por RECO y UPCO en los Sistemas Aislados de Roatán y Útila durante el Trimestre III de 2026, conforme a lo establecido en la NT-CD
4. Identificar las oportunidades de mejora en la Gestión Comercial y la Calidad de la Atención de Usuarios acorde a lo establecido en la NT-CD.

3.3 MARCO LEGAL

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

2. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), aprobada mediante Decreto Legislativo 404-2013, publicada en el diario oficial “La Gaceta” en fecha 20 de mayo de 2014 y reformada mediante Decreto Legislativo 46-2022, establece que su objeto es regular las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en el territorio de la República de Honduras. Asimismo:

b. Define en su artículo 8, literal A, que la continuidad del servicio público de energía eléctrica es esencial, por lo cual el Estado supervisará la operación del subsector a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), estando obligadas las empresas

o usuarios regulados por esta Ley a proporcionarle a ésta toda la información que les requiera para tal fin.

c. Establece en su artículo 8, literal B, que la Secretaría, previa opinión de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), puede acordar la intervención de cualquier empresa de distribución cuya situación o desempeño amenace afectar la continuidad o seguridad del servicio.

d. Establece en su artículo 4, que las empresas del subsector eléctrico están obligadas a cumplir en tiempo y forma con las normas de calidad en el servicio establecidas y con todos los requisitos de las normas legales y reglamentarias vigentes que les sean aplicables.

e. En su artículo 15, literal k, establece lo siguiente:

ii. Las empresas distribuidoras y transmisoras tendrán derecho a incluir en sus tarifas un componente razonable que les permita recuperar el monto esperado de las compensaciones que tendrán que pagar a los usuarios si la calidad del servicio que prestan correspondiera exactamente a la norma de calidad aplicable.

3. Que la Norma Técnica de Calidad de Distribución, publicada mediante acuerdo CREE-50-2021:

b. Establece, en el artículo 11, literal A, romano iii, que durante la Etapa 1 de aplicación debe implementarse el 100 % del registro de maniobras, considerando los interruptores de línea y reconectadores que cuenten con comunicación con el centro de control.

c. Dentro de las disposiciones general de la NT-CD se establece en artículo 45 que para la evaluación de los índices de Calidad Técnica del Servicio las Empresas Distribuidoras deben de contar con los sistemas informáticos establecidos en la presente Norma Técnica, de forma que se posibilite el registro de cada una de las interrupciones, su duración y los usuarios afectados.

d. Se establece en Artículo 46 en el cual se desarrolla lo relacionado al Período de Control, el control de la Calidad Técnica del Servició la cual se llevará a cabo en periodo semestrales continuos.

e. En el artículo 46 también establece que la información de la vinculación de usuarios activos y la red de distribución en condiciones de operación estable de la red deberá

analizada de manera mensual por las Empresas Distribuidoras. En vista de lo anterior, las empresas deberán presentar a la CREE dicha información a más tardar el quinto (5) día hábil de cada mes a fin de evaluar los índices de Calidad del Servicio y calcular las indemnizaciones correspondientes a cada periodo de control.

f. Establece en su artículo 59, las disposiciones para la evaluación de la Calidad Comercial del Servicio brindado por las Empresas Distribuidoras según los estándares definidos en esta Norma Técnica donde se evaluarán los siguientes aspectos:

ii. Calidad de la gestión comercial, los cuales son los parámetros asociados con niveles de calidad que las Empresas Distribuidoras deben garantizar a sus usuarios de forma global.

iii. Calidad de la atención al Usuario, los cuales son los parámetros asociados con niveles de calidad que las Empresas Distribuidoras deben garantizar a sus Usuarios de forma individual.

g. Establece en su artículo 60, que el control de la calidad de la gestión comercial y atención al Usuario se hará mediante el sistema de control de solicitudes y reclamos, sin embargo, la CREE podrá establecer otros medios de ser necesario.

h. Establece en su artículo 61, que el control de la Calidad Comercial del Servicio se llevará a cabo en períodos anuales para la Gestión Comercial y períodos semestrales para la atención al Usuario.

i. Establece en su artículo 62, que las Empresas Distribuidoras deberán indemnizar a sus Usuarios en función de las disposiciones establecidas en la presente Norma Técnica por todo incumplimiento a las tolerancias establecidas para la Calidad Comercial del Servicio.

j. Establece en su artículo 63, que los canales de atención son todos los medios que las Empresas Distribuidoras ponen a disposición de sus Usuarios para recibir sus reclamos, consultas, solicitudes u otros requerimientos. Estos pueden ser presenciales, web, centros de atención telefónicos/call centers, correos electrónicos, redes sociales y cualquier otro medio habilitado para el ingreso de reclamos, quejas, solicitudes u otros requerimientos.

La atención debe realizarse ininterrumpidamente las 24 horas del día, incluyendo domingos y días feriados.

k. Establece en su artículo 64, los indicadores de Calidad Comercial del Servicio para la atención de reclamos con fines comparativos y de evaluación general de las Empresas Distribuidoras:

b. Indicador de eficiencia del servicio comercial.

c. Indicador de eficacia del servicio comercial.

d. Indicador de oportunidad del servicio comercial.

l. Establece en su artículo 65, los índices sancionables de calidad de la gestión comercial, para evaluar la calidad brindada por las empresas distribuidoras a sus usuarios.

e. Indicador de reclamos.

f. Tiempo promedio de resolución.

g. Porcentaje de facturación promediada.

h. Falta de notificación por interrupción programada.

m. Establece en su artículo 66, las tolerancias en calidad de la gestión comercial.

n. Establece en su artículo 67, que las Empresas Distribuidoras deben compensar a todos sus usuarios activos al final del periodo de control cuando se excedan los límites establecidos correspondientes a los índices sancionables de la calidad de gestión comercial.

o. Establece en su artículo 68, que las empresas distribuidoras no podrán emitir más de dos facturas con consumo promediado a un usuario durante cada periodo de control, pudiendo estas ser o no consecutivas.

p. Establece en su artículo 69 que, cuando se exceda la tolerancia correspondiente a la cantidad de facturas promediadas establecidas en la presente norma técnica, la empresa distribuidora deberá compensar a los usuarios afectados durante cada periodo de control.

3.4 ANTECEDENTES

1. Mediante el oficio CREE-125-2025, se dio inicio al proyecto de Base de Datos Regulatoria (BDR) con Roatán Electric Company (RECO). En el marco de este proyecto, se llevaron a cabo reuniones técnicas los días uno (1) y quince (15) de marzo de 2024, en las cuales se expusieron y discutieron los requerimientos técnicos para el reporte de información, así

como el uso de una plantilla estandarizada para la remisión de dicha información por parte de la empresa distribuidora.

2. Mediante el oficio CREE-126-2024, se dio inicio al proyecto de Base de Datos Regulatoria (BDR) con Utila Power Company (UPCO). En el marco de este proyecto, se llevaron a cabo reuniones técnicas los días veintiocho (28) de febrero y catorce (14) de marzo de 2024, en las cuales se expusieron y discutieron los requerimientos técnicos para el reporte de información, así como el uso de una plantilla estandarizada para la remisión de dicha información por la empresa distribuidora.

3. En el marco de las actividades de supervisión y fortalecimiento de la BDR, personal técnico y legal de la CREE realizó inspecciones y verificaciones en los sistemas de información y aplicativos de las empresas UPCO y RECO, con el propósito de validar la consistencia, integridad y disponibilidad de la información requerida para la evaluación de la calidad de la gestión comercial. Las inspecciones se llevaron a cabo los días 12 de noviembre de 2024 en las instalaciones de UPCO, en atención a la Orden de Inspección CREE-031-2024, y el 14 de noviembre de 2024 en las instalaciones de RECO, conforme a la Orden de Inspección CREE-032-2024. Como resultado de dichas actividades, se identificaron compromisos por parte de las empresas orientados a completar la información requerida y fortalecer los procesos asociados al registro y reporte de datos regulatorios.

4. El veintiuno (21) de enero de 2026 se sostuvo una reunión con RECO para socializar los nuevos requerimientos y la implementación de una actualización de la plantilla de reporte para la BDR, en la cual, además de mantener la vinculación usuario-red previamente solicitada, se incorpora el cálculo de los índices globales de frecuencia y tiempo medio de interrupciones, SAIFI y SAIDI, como parte del seguimiento y fiscalización de la calidad técnica del servicio eléctrico.

5. El veintidós (22) de enero de 2026 se sostuvo una reunión con UPCO para socializar los nuevos requerimientos y la implementación de una actualización de la plantilla de reporte para la BDR, en la cual, además de mantener la vinculación usuario-red previamente solicitada, se incorpora el cálculo de los índices globales de frecuencia y tiempo medio de interrupciones, SAIFI y SAIDI, como parte del seguimiento y fiscalización de la calidad técnica del servicio eléctrico.

6. El siete (07) de abril de 2026, la CREE remitió a las distribuidoras UPCO y RECO los oficios CREE-114-2026 y CREE-113-2026, respectivamente, mediante los cuales solicitó la totalidad del levantamiento de los equipos y usuarios de la red de distribución, así como la información correspondiente a la vinculación Usuario-Red de los sistemas de distribución.

7. Dicha información debía ser remitida en entregas progresivas, con avances del 25 % hasta alcanzar el 100 % de la vinculación. Para tal efecto, la CREE actualizó las plantillas de la Base de Datos Regulatoria (BDR), las cuales fueron adjuntas a los oficios antes mencionados.

8. Con el propósito de apoyar el proyecto de vinculación Usuario-Red, la CREE ha sostenido reuniones técnicas en las que brinda orientación técnica y regulatoria a las empresas distribuidoras, así como la aclaración de dudas relacionadas con las plantillas de reporte de la Base de Datos Regulatoria (BDR). En este marco, se realizó una reunión virtual con UPCO el 08 de junio de 2026 y otra con RECO el 05 de junio de 2026, en seguimiento de dicho proyecto.

9. En dichas reuniones, ambas empresas distribuidoras adquirieron el compromiso de finalizar el proyecto de vinculación Usuario-Red, con el objetivo de calcular los índices globales de frecuencia y el tiempo medio de interrupción, como parte de las acciones orientadas a mejorar la calidad del servicio prestado a sus usuarios, conforme a lo establecido en la NTCD.

3.5 PROCEDIMIENTO

3.5.1 Calidad Técnica del Servicio

En el marco de sus funciones de fiscalización y seguimiento, la CREE realiza el seguimiento al avance del levantamiento de la red de distribución y del proyecto de vinculación usuario–red de UPCO, como parte del proceso de conformación de las bases de datos regulatorias requeridas para la aplicación de la NT-CD.

3.5.1.1 Roatán Electric Company (RECO)

RECO ha venido ejecutando actividades de actualización de su inventario de activos y base de usuarios. Dichas acciones han consistido en la revisión, verificación y mejora del levantamiento de la red eléctrica, así como en el fortalecimiento de su georreferenciación. De manera paralela,

se ha actualizado la base de usuarios mediante la incorporación de nuevas conexiones derivadas de la expansión del sistema y la verificación del estado de los usuarios, clasificándolos en activos e inactivos.

Actualmente, RECO se encuentra en proceso de realizar un levantamiento desde cero de su red, con el objetivo de registrar de forma integral la totalidad de sus activos, establecer la vinculación efectiva entre equipos y usuarios, y dar cumplimiento a los requerimientos establecidos en la NT-CD.

Este proceso se desarrolla de manera progresiva, evidenciando mejoras continuas en la calidad, consistencia y actualización de la información reportada dentro del proyecto de vinculación usuario–red, el cual forma parte del proyecto de bases de datos regulatorias. La información correspondiente al levantamiento de la red y la vinculación usuario–red es fundamental para el cálculo de los índices globales de frecuencia y del tiempo medio de interrupción, conforme a lo establecido en la NT-CD.

Asimismo, RECO debe fortalecer el registro de interrupciones, mejorar la coordinación de las protecciones de su sistema eléctrico e implementar procesos de identificación y clasificación de fallas, con el fin de sustentar la definición de esquemas de mantenimiento, prevención y mitigación de fallas.

Finalmente, la información remitida relativa al levantamiento de la red y a la vinculación usuario–red forma parte del proyecto de bases de datos regulatorias ha sido debidamente verificada, permitiendo una visualización del estado de avance del proyecto conforme a la información reportada por RECO al mes de agosto de 2026.

3.5.1.2 Utila Power Company (UPCO)

UPCO remite periódicamente información sobre el avance de estos procesos, incluyendo la identificación, caracterización y codificación de los elementos de la red, así como la asociación de los usuarios con los elementos que conforman la red de distribución. Esta información es revisada e incorporada a las bases de datos regulatorias de la CREE, con el propósito de verificar su avance, consistencia y nivel de completitud.

La consolidación de la información permitirá contar con la trazabilidad usuario–red necesaria para determinar los usuarios asociados a cada elemento de la red y, en conjunto con los registros de interrupciones, establecer los usuarios afectados por cada evento.

En este sentido, el presente informe reporta el estado de avance del levantamiento de la red y de la vinculación usuario–red de UPCO, identificando los avances alcanzados y las brechas pendientes para disponer de la información requerida para el cálculo de los índices globales de frecuencia y tiempo medio de interrupción, conforme a la NT-CD.

3.5.2 Calidad Comercial del Servicio

La Calidad Comercial del Servicio se evalúa con el propósito de garantizar a los usuarios una atención oportuna, expedita, adecuada e integral. Para ello, se analizan dos componentes principales: la calidad de la gestión comercial y la calidad de la atención al usuario, conforme a los lineamientos establecidos en la normativa vigente mediante un sistema denominado Base de datos regulatorios (BDR) donde se recopila la información por parte de las empresas según campos definidos por la CREE, y se reciben a los quince (15) de cada mes. Cuando se recibe la información, se analizan los datos y se concluye dentro de un informe de resultados, que contiene el análisis especifico durante un periodo de control de los indicadores de gestión comercial y atención al usuario, el flujo de este proceso se puede observar en la **Imagen 3-1.**

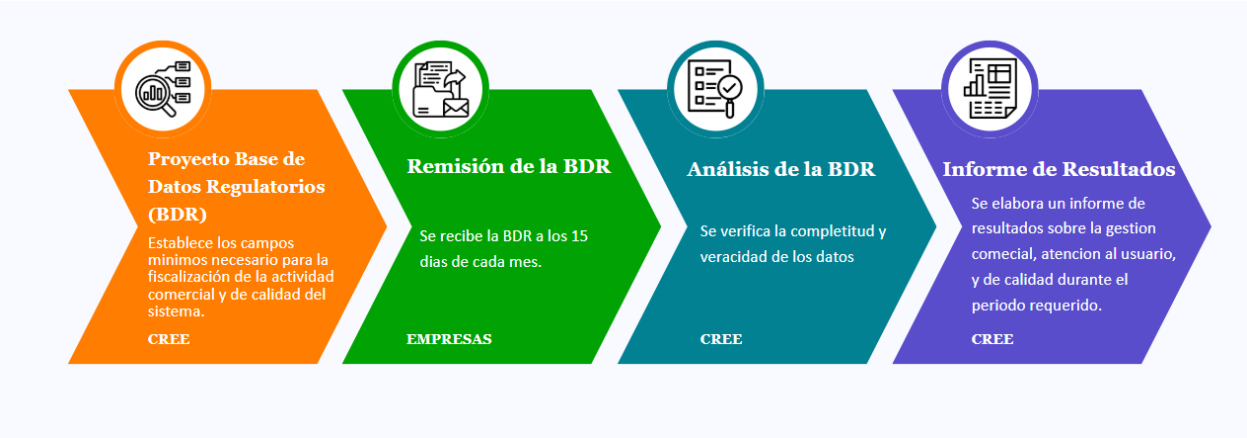


Imagen 3-1 Procedimiento de evaluación de los indicadores de la Calidad de la Gestión Comercial (fuente: CREE)

3.5.2.1 Índices de la calidad de la gestión comercial

3.5.2.1.1 Índices comparativos de la gestión comercial.

Se definen los siguientes indicadores de Calidad Comercial del Servicio para la atención de reclamos con fines comparativos y evaluación general de las Empresas Distribuidoras:

3.5.2.1.1.1 Indicador de eficiencia del servicio comercial:

$$Ieff = \frac{RR}{RI} \times 100 \quad (1)$$

Donde:

RR = Cantidad de reclamos.

RI = Cantidad de reclamos recibidos.

3.5.2.1.1.2 Indicador de eficacia del servicio comercial:

$$I_{efc} = \left(1 - \frac{RRPS}{RR}\right) \times 100 \quad (2)$$

Donde:

RRPS = Cantidad de reclamos resueltos y que luego hayan sido presentados a la CREE durante el periodo de control.

RR = Cantidad de reclamos resueltos.

3.5.2.1.1.3 Indicador de oportunidad del servicio comercial:

$$I_{opor} = \frac{RRP}{RR} \times 100 \quad (3)$$

Donde:

RRP = Cantidad de reclamos resueltos durante el plazo máximo establecido.

RR = Cantidad de reclamos resueltos.

3.5.2.1.2 Índices sancionables de calidad de la gestión comercial

3.5.2.1.2.1 Indicador de reclamos (IRC):

$$I_{opor} = \frac{RRP}{RR} \times 100 \quad (4)$$

Donde:

RP = Cantidad de reclamos recibidos y procedentes.

U = Cantidad de usuarios de la empresa distribuidora al final del período de control.

3.5.2.1.2.2 Tiempo promedio de resolución (TPR)

$$TPR = \frac{\sum Ta_i}{RR} \quad (5)$$

Donde:

$\boldsymbol{\sum Ta_i}$= Tiempo en el cual se resolvió el reclamo i (día). Este es la diferencia de tiempo entre el momento en que la Empresa Distribuidora recibe un reclamo, queja o consulta y el momento en que realiza la acción correctiva o entrega la respuesta solicitada según corresponda. Si un reclamo es resuelto en el mismo día que se presentó, el tiempo de resolución será de cero días.

RR = Cantidad de reclamos de tipo comercial y por inconformidad de cuentas que hayan sido resueltos, o en general aquellos reclamos asociados a los aspectos de facturación, conexión, cobros y aplicación de tarifas.

3.5.2.1.2.3 Porcentaje de facturación promediada (PFP):

$$PFP = \frac{F_P}{F_T} \times 100 \quad (6)$$

Donde:

$\boldsymbol{F_P}$= Cantidad de facturas emitidas con consumos promediados.

$\boldsymbol{F_T}$= Cantidad de facturas emitidas.

3.5.2.1.2.4 Falta de notificación por interrupción programada (FNIP):

$$FNIP = \frac{IP_{48}}{IP} \times 100 \quad (7)$$

Donde:

$\boldsymbol{IP_{48}}$= Cantidad de interrupciones programadas no notificadas a los Usuarios con al menos 48 horas de antelación previo al inicio de la interrupción.

IP = Cantidad de interrupciones programadas por la Empresa Distribuidora.

3.5.2.1.3 Tolerancias de los índices sancionables la Calidad de la Gestión Comercial

Las tolerancias admitidas para los índices de calidad de la gestión comercial se exponen a continuación en la **Tabla 3-1**.

Índice	Tolerancia
Indicador de reclamos (IRC)	5 %
Tiempo promedio de resolución (TPR)	10 días
Porcentaje de facturación estimada (PFE)	5 %
Falta de notificación por interrupción programada (FNIP)	2 %

Tabla 3-1 Tolerancias según el índice de la gestión comercial (fuente: NT-CD)

3.5.2.1.4 Indemnización por Calidad de Gestión Comercial

Cuando se excedan los límites establecidos correspondientes a los índices sancionables de calidad de gestión comercial descritos en la Tabla 2-1 las Empresas Distribuidoras deben compensar a todos sus Usuarios activos al final del período de control.

El factor de indemnización global por cada punto porcentual de alejamiento al límite establecido para cada índice se calculará en función del número de Usuarios activos de la Empresa Distribuidora al final del período de control, como se expone a continuación en la ***Tabla 3-2.***

Número de Usuarios	Factor de indemnización global (FIG)
Hasta 100,000	1.5 %
De 100,001 hasta 300,000	1.3 %
De 300,001 hasta 400,000	1.1 %
Más de 400.000	0.8 %

Tabla 3-2 Factor de indemnización global según límite establecido para cada indicador (fuente: NT-CD)

El monto de las indemnizaciones MI_g para cada índice de calidad de la gestión comercial se calcula con la expresión siguiente:

$$MI_g = \left(\sum_g Desv_g \times FIG_g\right) \times CAU \quad (8)$$

Donde:

$\boldsymbol{FIG_g}$= Factor de indemnización global (%).

$\boldsymbol{CAU}$ = Costo de atención a usuarios aprobado por la CREE en el proceso de cálculo del VAD que será ajustado anualmente por la CREE tomando en cuenta el Indicador de Precios al Consumidor (USD).

$\boldsymbol{Desv_g}$= Desviación porcentual del índice de calidad g con respecto a la tolerancia establecida.

El monto total de indemnización global se calcula con la expresión siguiente:

$$MI_{GT} = \sum_{g=1}^{n} MI_g \quad (9)$$

Donde:

$\boldsymbol{MI_g}$= Monto de las indemnizaciones para el índice de calidad g (USD).

El monto por compensar a cada uno de sus Usuarios será el resultante de dividir el monto total de indemnización global entre el total de los Usuarios activos al final del período de control.

3.5.2.1.5 Compensación individual por facturas promediadas

Cuando se exceda la tolerancia correspondiente a la cantidad de facturas promediadas establecida en la presente Norma Técnica, la Empresa Distribuidora deberá compensar a los Usuarios afectados durante cada período de control. El monto de dicha compensación se calcula mediante la expresión siguiente:

$$PEN_{CIEMF} = 0.1 \times N_F \times F_{PC} \quad (10)$$

Donde:

$\boldsymbol{CIEMF}$ = Compensación individual por facturas promediadas (HNL).

$\boldsymbol{N_F}$= Número de facturas promediadas superior a la tolerancia establecida emitidas durante el período de control.

$\boldsymbol{F_{PC}}$ = Monto promedio de las facturas del Usuario afectado emitidas durante el período de control el cual podrá incluir facturas promediadas dentro del mismo periodo de control (HNL).

En ningún caso esta compensación podrá exceder el cincuenta (50) por ciento del monto promedio de las facturas del Usuario afectado emitidas durante el período de control

3.6 RESULTADOS

3.6.1 Calidad Técnica del Servicio

3.6.1.1 Roatán Electric Company (RECO)

El proyecto de vinculación usuario–red consiste en el levantamiento integral de los usuarios y de los equipos que conforman la red de distribución, así como en el establecimiento de una asociación topológica entre cada usuario y los equipos de maniobra y protección que se encuentran aguas arriba. Esta información permitirá, una vez completada la vinculación, determinar la cantidad de usuarios afectados ante las interrupciones registradas en la red y, con ello, calcular los índices globales de frecuencia y tiempo medio de interrupción establecidos en la Norma Técnica de Calidad de la Distribución (NT-CD), así como los índices de calidad técnica del servicio asociados a cada usuario.

En el caso de RECO, el proyecto de vinculación fue iniciado en enero de 2026, tomando como punto de partida la información disponible al cierre de diciembre de 2025. El levantamiento comprende los circuitos de distribución 201, 204 y 205. A diciembre de 2025, RECO reportaba un

total de 23,356 usuarios, de los cuales 22,572 se encontraban georreferenciados, mientras que no se contaba con usuarios vinculados a la red.

A partir de enero de 2026, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en el marco de sus funciones de supervisión, ha dado seguimiento al avance del proyecto mediante la revisión de la información remitida por RECO y las mesas de trabajo desarrolladas con la empresa. Este proceso ha estado orientado a verificar la completitud del levantamiento de usuarios y activos, la calidad de la georreferenciación y, posteriormente, el establecimiento de la trazabilidad usuario–red.

A agosto de 2026, RECO reporta 23,665 usuarios, de los cuales la totalidad se encuentra georreferenciada. Esto representa un avance en la cobertura de georreferenciación de los usuarios, pasando de 22,572 usuarios georreferenciados en diciembre de 2025 a 23,665 en agosto de 2026, equivalente al 100 % de los usuarios reportados a agosto. No obstante, a esta fecha no se reportan usuarios vinculados con los equipos aguas arriba de la red, por lo que el avance de la vinculación usuario–red permanece en 0 %.

En cuanto al levantamiento de activos, para el circuito 204 se reportaron, a diciembre de 2025, 991 centros de transformación y 1,584 equipos, mientras que a agosto de 2026 se reportan 713 centros de transformación y 1,130 equipos. Para el circuito 205, se reportaban 282 centros de transformación y ningún equipo a diciembre de 2025, mientras que a agosto de 2026 se reportan 807 equipos. La información correspondiente al circuito 201 forma parte del levantamiento integral de los tres circuitos que conforman la red de RECO y deberá ser incorporada de manera consistente al inventario utilizado para la vinculación.

Asimismo, RECO ha planteado la necesidad de realizar inversiones destinadas al levantamiento integral de la red y al desarrollo de la vinculación usuario–red, con el propósito de atender los requerimientos establecidos por esta Comisión conforme a la NT-CD. A agosto de 2026, la empresa se encuentra en una etapa de análisis de las inversiones requeridas, mediante la cual se evalúan las acciones y recursos necesarios para ejecutar el levantamiento y la vinculación de los usuarios con los elementos de la red.

Por lo anterior, si bien RECO presenta avances en el levantamiento y georreferenciación de los usuarios y en la actualización del inventario de activos de la red, el proceso de vinculación usuario–red aún no presenta avance reportado. La culminación de esta etapa resulta necesaria para establecer la trazabilidad entre los usuarios y los equipos de la red y, posteriormente, contar

con la información requerida para el cálculo de los índices globales y de los índices de calidad técnica del servicio conforme a la NT-CD.

3.6.1.2 Utila Power Company (UPCO)

El proyecto de vinculación consiste en el levantamiento integral de los equipos que conforman la red de distribución y los usuarios, creando una asociación topológica de cada usuario con su equipo de maniobras o de protección aguas arriba. La finalidad de esta vinculación es permitir el cálculo de los índices globales de frecuencia y tiempo medio de interrupción que establece la Norma Técnica de Calidad de la Distribución (NT-CD) como parte del control de la calidad técnica del servicio. De este modo, es posible contabilizar con precisión de qué manera una interrupción del sistema afecta a los usuarios, determinando específicamente cuántos y cuáles se ven afectados, así como la duración de la afectación.

El proyecto de vinculación fue retomado en enero de 2026, tomando como punto de partida la información de diciembre de 2025, momento en el que se contaba con apenas un 1.12% de avance en la vinculación. A partir de esa fecha, se establecieron mesas de trabajo en las que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en su labor de supervisión a UPCO, ha revisado la información remitida y orientado el proceso. El objetivo es que la empresa distribuidora, al finalizar su levantamiento integral de la red y su vinculación, pueda calcular y reportar ante esta Comisión tanto los índices globales de frecuencia y tiempo medio de interrupción como los índices de calidad técnica del servicio que miden la frecuencia y duración de interrupciones por usuario.

A agosto de 2026, la empresa distribuidora UPCO ha alcanzado un 81.28% de avance en la vinculación usuario-red, tal como se muestra en el ***Gráfico 3-1***. Como parte de este proceso, UPCO ha actualizado la totalidad de sus equipos de red, reportando a dicho mes un inventario de 171 equipos de maniobras y protección y 112 centros de transformación, con el 100% de la georreferenciación de estos activos.

Asimismo, UPCO se encuentra actualizando la georreferenciación de todos sus usuarios, luego de que esta Comisión realizara observaciones derivadas de discrepancias cartográficas e instruyera a la distribuidora a registrar la ubicación de los usuarios directamente sobre los techos de las edificaciones. Al mes de agosto, UPCO depuró las georreferenciaciones y presenta un avance del 15.35% del total de sus usuarios. Finalmente, la distribuidora ha adquirido el compromiso formal de enviar el 100% del levantamiento de activos y usuarios, georreferenciación y vinculación

usuario-red del sistema aislado de Utila, con el fin de cumplir con la normativa vigente y con el compromiso de mejorar la calidad técnica del servicio.

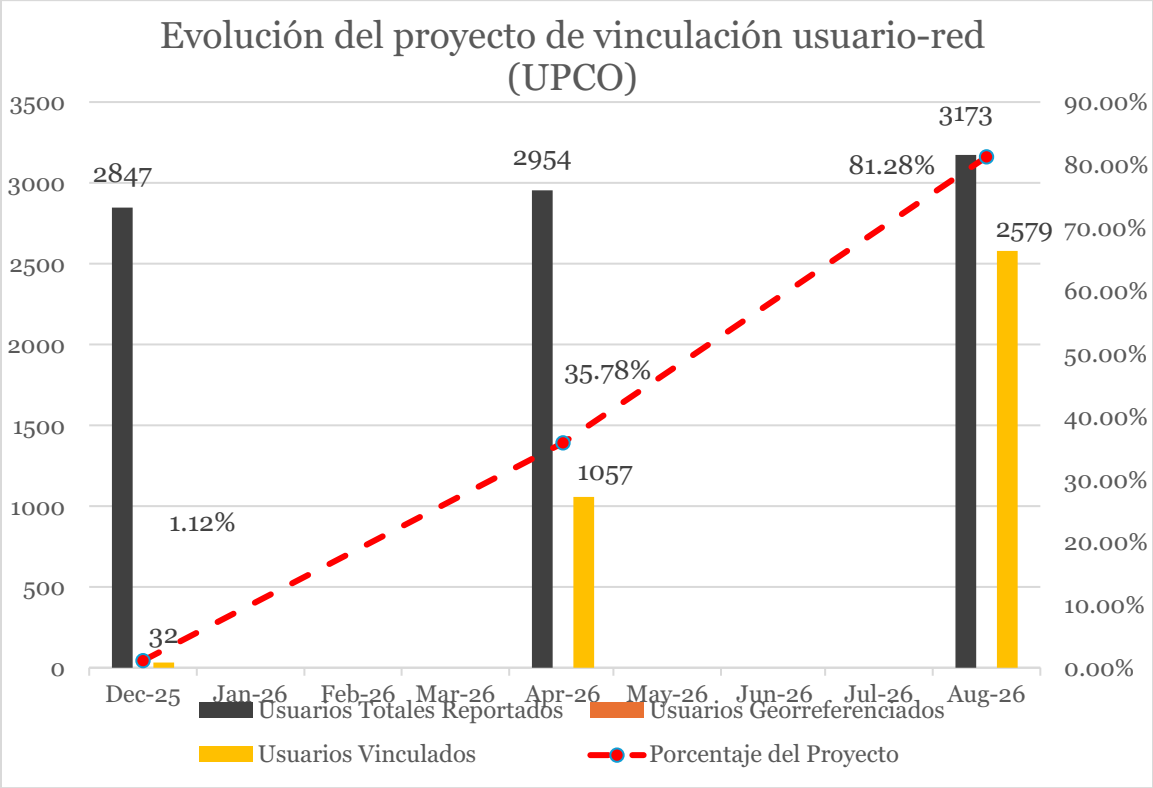


Gráfico 3-1 Evolución del proyecto vinculación usuario-red de la empresa distribuidora UPCO.

3.6.2 Calidad Comercial del Servicio

3.6.2.1 Roatán Electric Company (RECO)

La evaluación de los indicadores del sistema aislado RECO se realizó con base en la información reportada mensualmente por dicha empresa a través de la BDR, correspondiente a junio, julio y agosto de 2026.

3.6.2.1.1 Indicador de Eficiencia del Servicio Comercial

Entre los meses de junio a agosto de 2026 RECO obtuvo un indicador de eficiencia del servicio comercial de 95.42 %, 98.28 %, y de un 100 %, respectivamente. (Ver Gráfico 3-2)

Mes	Reclamos Resueltos	Reclamos Recibidos	I_{eff}
Junio	125	131	95.42 %
Julio	114	116	98.28 %

Mes	Reclamos Resueltos	Reclamos Recibidos	I_{eff}
Agosto	105	105	100.00 %

Tabla 3-3 Indicador de Eficiencia del Servicio Comercial por mes RECO junio a agosto 2026 (fuente: BDR RECO)

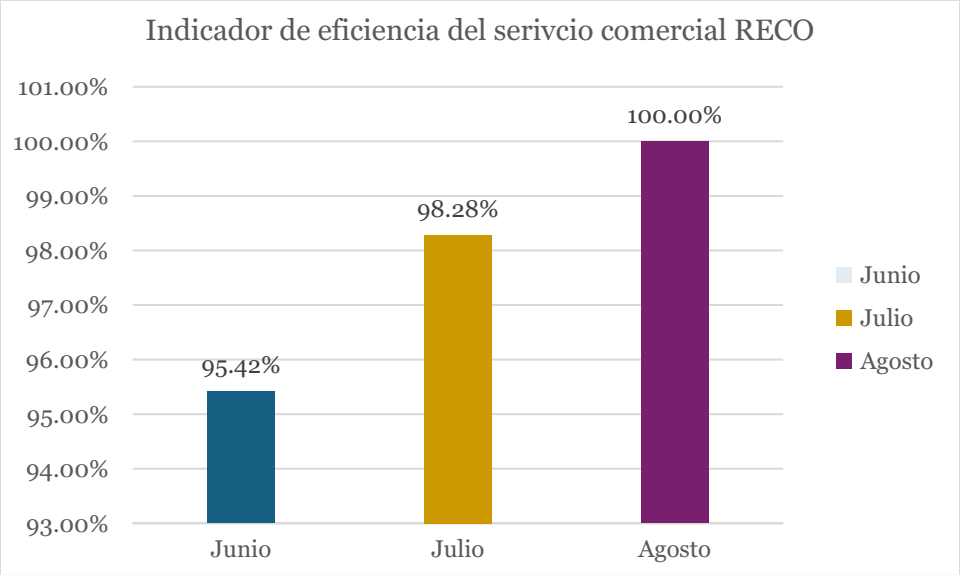


Gráfico 3-2 Indicador de Eficiencia del Servicio Comercial por mes RECO junio a agosto 2026 (fuente: BDR RECO)

Con base en la información reportada, para el Trimestre III de 2026, de los 352 reclamos recibidos, 344 fueron resueltos, resultando en un I_{eff} acumulado de 97.73 %.

Período	Reclamos Resueltos	Reclamos Recibidos	I_{eff}
III Trimestre 2026	344	352	97.73 %

Tabla 3-4 Indicador de Eficiencia del Servicio Comercial acumulado RECO junio a agosto 2026 (fuente: BDR RECO)

3.6.2.1.2 Indicador de Oportunidad del Servicio Comercial

El indicador de oportunidad del servicio comercial de RECO se obtuvo un resultado favorable, donde los valores oscilan de 95.42 %, 95.55 %, y 99.05 %, para los meses de junio, julio, y agosto respectivamente. (Ver ***Gráfico 3-3***)

Mes	Reclamos Resueltos en Plazo	Reclamos Recibidos	I_{opor}
Junio	125	131	95.42 %

Mes	Reclamos Resueltos en Plazo	Reclamos Recibidos	I_{opor}
Julio	112	116	96.55 %
Agosto	104	105	99.05 %

Tabla 3-5 Indicador de Oportunidad del Servicio Comercial por mes, RECO junio a agosto 2026 (fuente: BDR RECO)

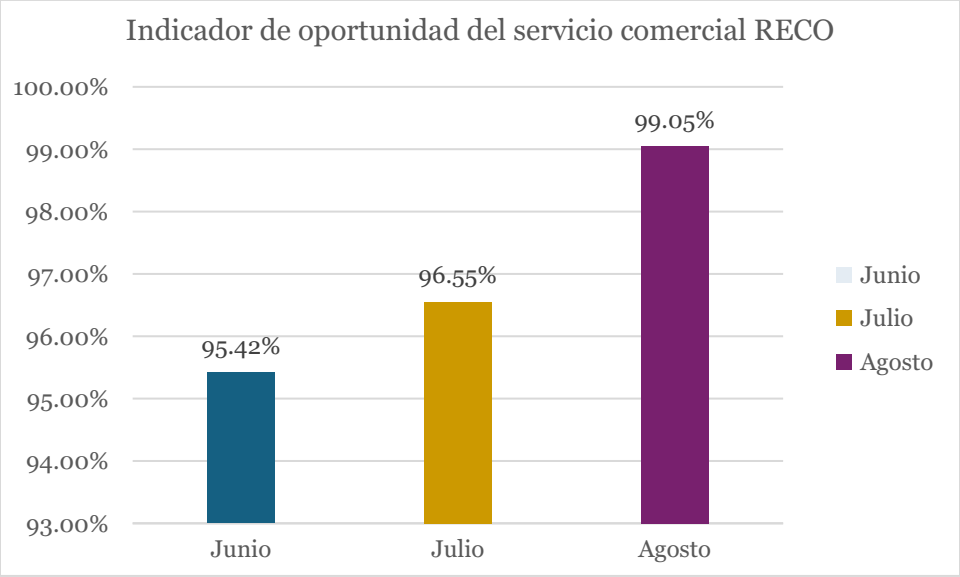


Gráfico 3-3 Indicador de Oportunidad del Servicio Comercial por mes, RECO junio a agosto 2026 (fuente: BDR RECO)

Asimismo, con base en la información reportada, para el Trimestre III de 2026, de los 352 reclamos recibidos, 341 fueron resueltos, resultando en un I_{opor} acumulado de 96.88 %.

Período	Reclamos Resueltos en Plazo	Reclamos Recibidos	Iopor
III Trimestre 2026	341	352	96.88 %

Tabla 3-6 Indicador de Oportunidad del Servicio Comercial acumulado RECO junio a agosto 2026 (fuente: BDR RECO)

3.6.2.1.3 Indicador de Reclamos (IRC)

El IRC se mantuvo en niveles reducidos respecto de la base total de usuarios, oscilando entre 0.53 % y 0.44 % durante el período evaluado, con el valor máximo registrado en junio de 2026. (Ver Gráfico 3-4)

Mes	Reclamos Resueltos	Usuarios Activos	IRC
Junio	125	23,560	0.53 %
Julio	114	23,642	0.48 %
Agosto	105	23,665	0.44 %

Tabla 3-7 Indicador de Reclamos por mes, RECO junio a agosto 2026 (fuente: BDR RECO)

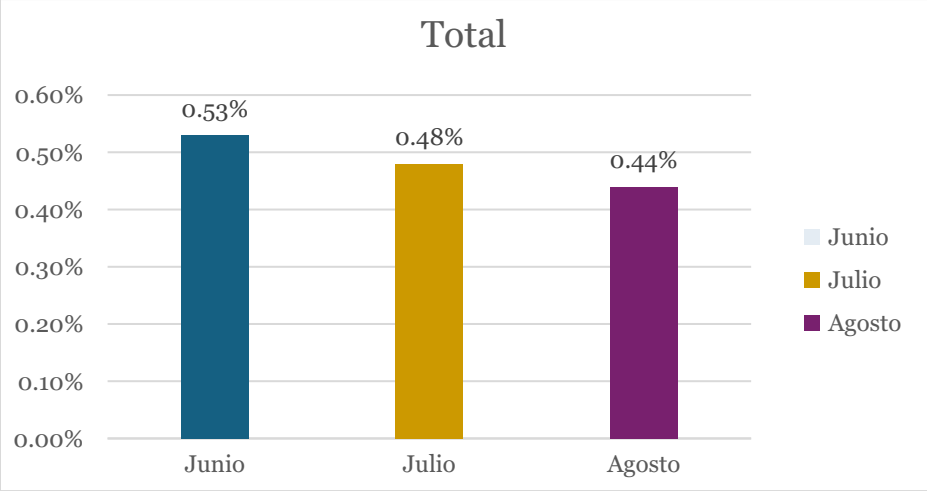


Gráfico 3-4 Indicador de Reclamos por mes, RECO junio a agosto 2026 (fuente: BDR RECO)

Asimismo, el acumulado del indicador de reclamos resulta en un 1.45 % para los periodos evaluados del III Trimestre de 2026.

Período	Reclamos Resueltos	Usuarios Activos	IRC
III Trimestre 2026	344	23,665	1.45 %

Tabla 3-8 Indicador de Reclamos acumulado RECO de junio a agosto 2026 (fuente: BDR RECO) Usuarios activos al cierre de agosto de 2026

3.6.2.1.4 Tiempo Promedio de Resolución (TPR)

El tiempo promedio de resolución tiene un resultado de la siguiente configuración, para junio de 1.53 días, para el mes de julio de 1.94, y por último agosto con un TPR de 0.76 días. (Ver ***Gráfico 3-5***)

Mes	Suma de Tiempos de Resolución (días)	Reclamos con Tiempo Registrado	TPR (días)
Junio	191	125	1.53
Julio	221	114	1.94
Agosto	80	105	0.76

Tabla 3-9 Tiempo Promedio de Resolución por mes, RECO de junio a agosto 2026 (fuente: BDR RECO)

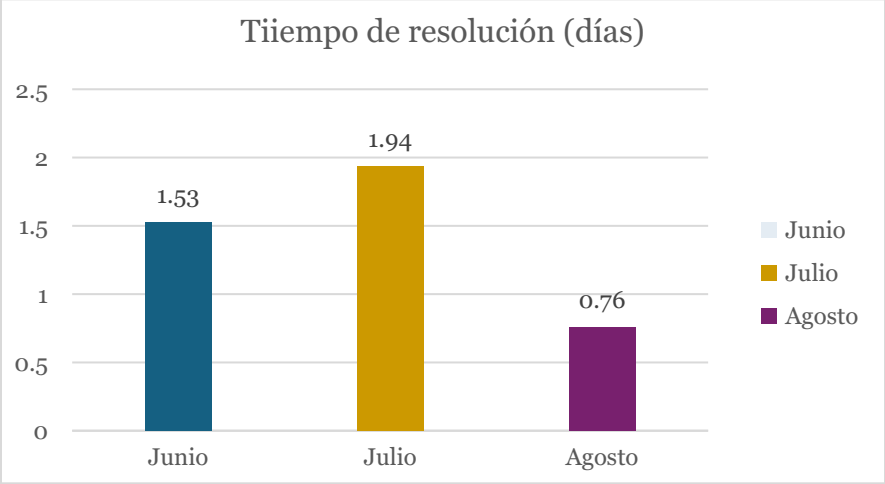


Gráfico 3-5 Tiempo Promedio de Resolución por mes, RECO de junio a agosto 2026 (fuente: BDR RECO)

Período	Suma de Tiempos de Resolución (días)	Reclamos con Tiempo Registrado	TPR (días)
III Trimestre 2026	492	344	1.43

Tabla 3-10 Tiempo Promedio de Resolución acumulado, RECO de junio a agosto 2026 (fuente: BDR RECO)

3.6.2.1.5 Porcentaje de Facturación Promediada (PFP)

El porcentaje de facturación promediada correspondiente al III trimestre de RECO, evaluando de junio a agosto del presente año, tiene un resultado de 0.17 %, 0.17 %, y de 0.20 %, respectivamente. (Ver Gráfico 3-6)

Mes	Facturas Promediadas	Facturas Emitidas	PFP
Junio	39	23,554	0.17 %
Julio	40	23,640	0.17 %
Agosto	48	23,664	0.20 %

Tabla 3-11 Porcentaje de Facturación Promediada por mes, RECO de junio a agosto 2026 (fuente: BDR RECO)

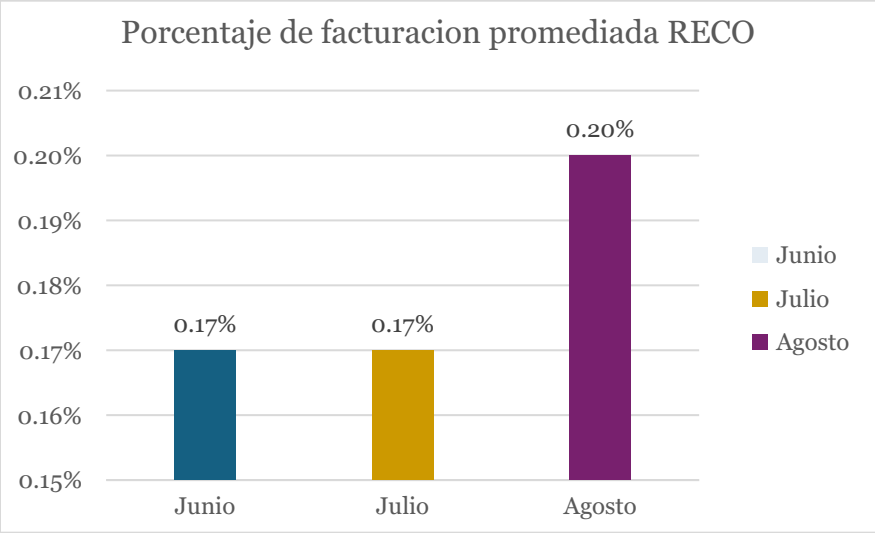


Gráfico 3-6 Porcentaje de Facturación Promediada por mes, RECO de junio a agosto 2026 (fuente: BDR RECO)

Asimismo el indicador de la facturación promediada tuvo un resultado acumulado de 0.18 %.

Período	Facturas Promediadas	Facturas Emitidas	PFP
III Trimestre 2026	127	70,858	0.18%

Tabla 3-12 Porcentaje de Facturación Promediada acumulado, RECO de junio a agosto 2026 (fuente: BDR RECO)

Se observó durante el análisis que el indicador de FNIP no pudo verificarse debido a que hay campos faltantes dentro de la BDR que no permiten recopilar la información que conforman las variables del cálculo del indicador, por el cual se estará brindando seguimiento oportuno a la incorporación de dichos campos a fin de fiscalizar todos los indicadores comerciales.

3.6.2.2 Utila Power Company (UPCO)

La evaluación de los indicadores del sistema aislado UPCO se realizó con base en la información reportada mensualmente por dicha empresa a través de la BDR, correspondiente a junio, julio y agosto de 2026.

Entre los meses de junio a agosto de 2026 UPCO obtuvo un indicador de eficiencia del servicio comercial de 70 %, 75 %, y de un 100 %, respectivamente (Ver ***Gráfico 3-7***). Asimismo, un Ieff acumulado de 92.86 % y se observa en la ***Tabla 3-14***.

3.6.2.2.1 Indicador de Eficiencia del Servicio Comercial

Mes	Reclamos Resueltos	Reclamos Recibidos	I_{eff}
Junio	7	10	70.00 %
Julio	3	4	75.00 %
Agosto	42	42	100.00 %

Tabla 3-13 Indicador de Eficiencia del Servicio Comercial por mes, UPCO de junio a agosto 2026 (fuente: BDR, UPCO)

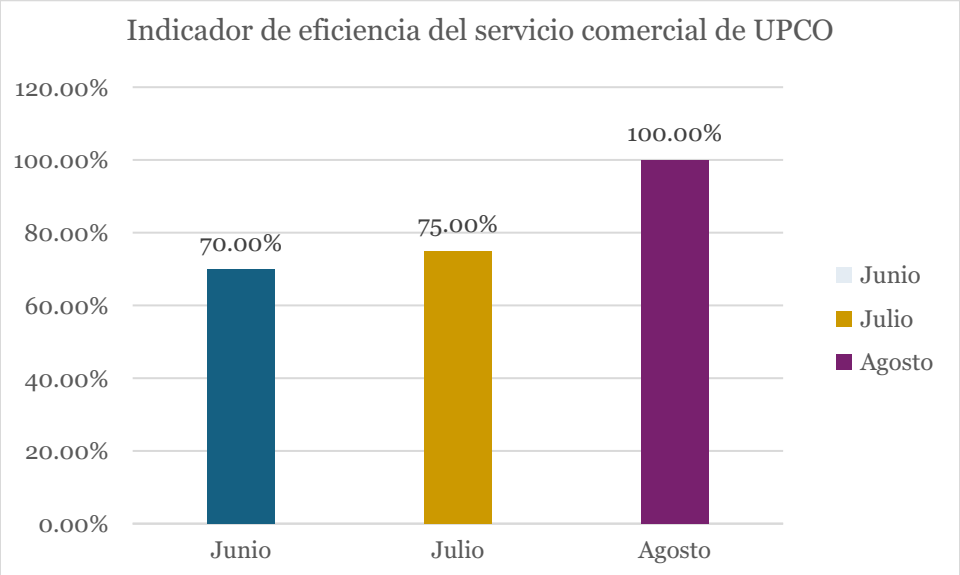


Gráfico 3-7 Indicador de Eficiencia del Servicio Comercial por mes, UPCO de junio a agosto 2026 (fuente: BDR, UPCO)

Período	Reclamos Resueltos	Reclamos Recibidos	I_{eff}
III Trimestre 2026	52	56	92.86 %

Tabla 3-14 Indicador de Eficiencia del Servicio Comercial acumulado, UPCO de junio a agosto 2026 (fuente: BDR, UPCO).

3.6.2.2.2 Indicador de Oportunidad del Servicio Comercial

El indicador de oportunidad del servicio comercial de UPCO se obtuvo un resultado favorable, donde los valores oscilan de 60 %, 75 %, y 97.62 %, para los meses de junio, julio, y agosto respectivamente (Ver ***Gráfico 3-8***). Se puede observar que existe una mejora en cuanto al indicador durante el mes de agosto con un resultado de 97.62 %.

Mes	Reclamos Resueltos en Plazo	Reclamos Recibidos	I_{opor}
Junio	6	10	60.00%
Julio	3	4	75.00%
Agosto	41	42	97.62%

Tabla 3-15 Indicador de Oportunidad del Servicio Comercial por mes, UPCO de junio a agosto 2026 (fuente: BDR, UPCO).

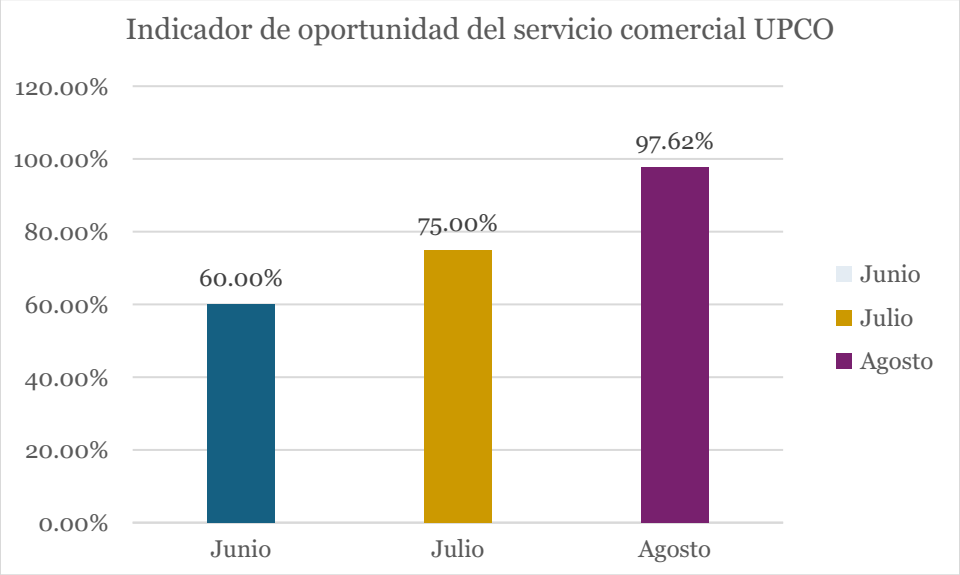


Gráfico 3-8 Indicador de Oportunidad del Servicio Comercial por mes, UPCO de junio a agosto 2026 (fuente: BDR, UPCO).

Sin embargo, el acumulado del indicador de oportunidad es de 89.29 %, el cual tienen una oportunidad de mejora en cuanto a la resolución de los reclamos.

Período	Reclamos Resueltos en Plazo	Reclamos Recibidos	I_{opor}
III Trimestre 2026	50	56	89.29%

Tabla 3-16 Indicador de Oportunidad del Servicio Comercial acumulado, UPCO de junio a agosto 2026 (fuente: BDR, UPCO).

3.6.2.2.3 Indicador de Reclamos (IRC)

El IRC se mantuvo en niveles reducidos respecto de la base total de usuarios, oscilando entre 0.23 % y 1.32 % durante el período evaluado, con el valor máximo registrado en agosto de 2026 (Ver ***Gráfico 3-9***). Asimismo, UPCO tiene un IRC acumulado de 1.64 % y se observa en la ***Tabla 3-18***.

Mes	Reclamos Resueltos	Usuarios Activos	IRC
Junio	7	2,981	0.23 %
Julio	3	3,010	0.10 %
Agosto	42	3,173	1.32 %

Tabla 3-17 Indicador de Reclamos por mes, UPCO de junio a agosto 2026 (fuente: BDR, UPCO).

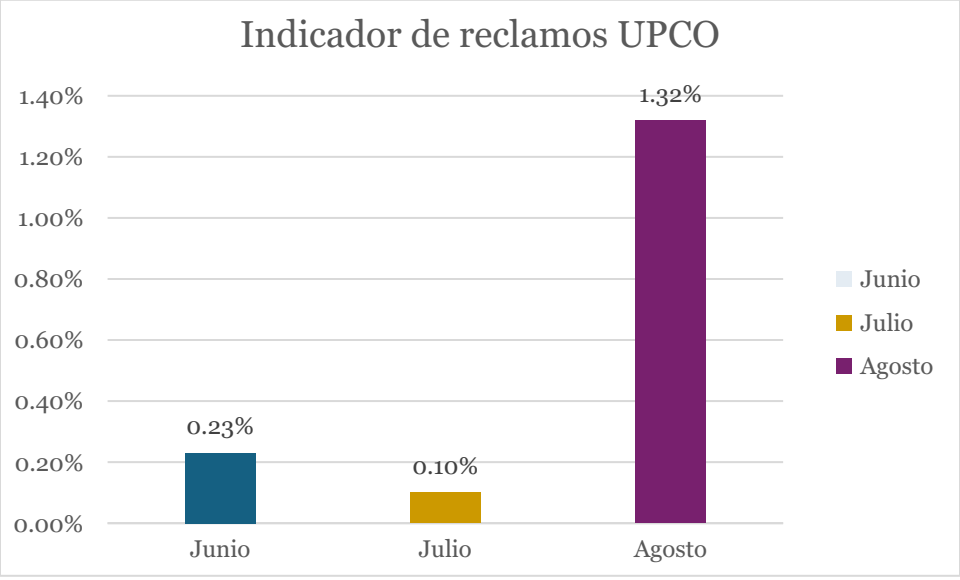


Gráfico 3-9 Indicador de Reclamos por mes, UPCO de junio a agosto 2026 (fuente: BDR, UPCO).

Período	Reclamos Resueltos	Usuarios Activos	IRC
III Trimestre 2026	52	3,173	1.64%

Tabla 3-18 Indicador de Reclamos acumulado, UPCO de junio a agosto 2026 (fuente: BDR, UPCO).

3.6.2.2.4 Tiempo Promedio de Resolución (TPR)

El tiempo promedio de resolución tiene un resultado de la siguiente configuración, para junio de 8.43 días, para el mes de julio de 1.33, y por último agosto con un TPR de 0.12 días (Ver Gráfico 3-10). Por otro lado tienen un TPR acumulado de 1.33, que comparándolo con la tolerancia de 10 días aún se encuentra dentro del rango permitido.

Mes	Suma de Tiempos de Resolución (días)	Reclamos con Tiempo Registrado	TPR (días)
Junio	59	7	8.43
Julio	4	3	1.33
Agosto	5	41	0.12

Tabla 3-19 Tiempo Promedio de Resolución por mes, UPCO de junio a agosto 2026 (fuente: BDR, UPCO).

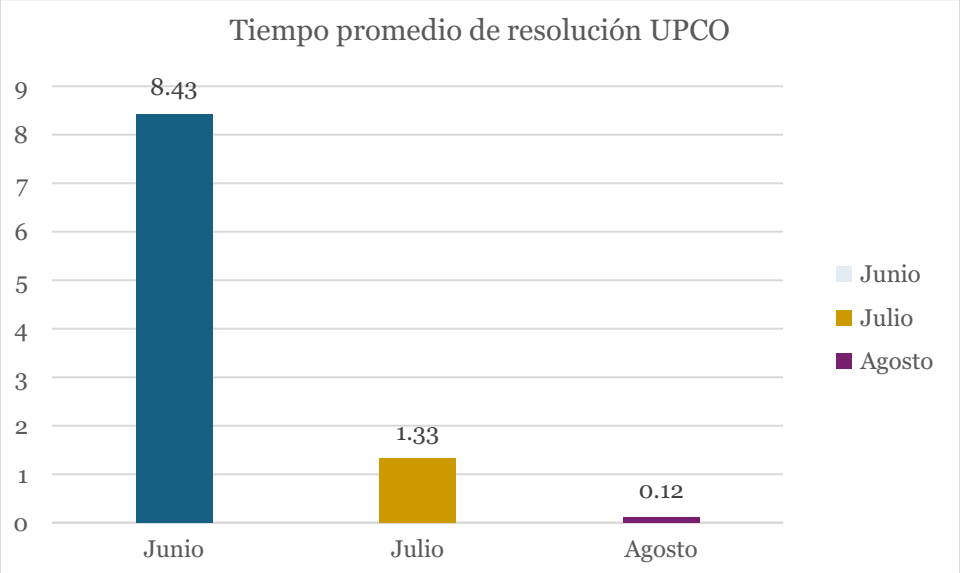


Gráfico 3-10 Tiempo Promedio de Resolución por mes, UPCO de junio a agosto 2026 (fuente: BDR, UPCO).

Período	Suma de Tiempos de Resolución (días)	Reclamos con Tiempo Registrado	TPR (días)
III Trimestre 2026	68	51	1.33

Tabla 3-20 Tiempo Promedio de Resolución acumulado, UPCO de junio a agosto 2026 (fuente: BDR, UPCO).

Para el mes de agosto de 2026, uno de los 42 reclamos resueltos por UPCO no cuenta con tiempo de resolución registrado en la BDR, por lo que fue excluido del cálculo del TPR de dicho mes y del acumulado del trimestre.

Finalmente, observó durante el análisis que el indicador de FNIP no pudo verificarse debido a que hay campos faltantes dentro de la BDR que no permiten recopilar la información que conforman las variables del cálculo del indicador, por el cual se estará brindando seguimiento oportuno a la incorporación de dichos campos a fin de fiscalizar todos los indicadores comerciales

3.6.2.3 Otros Hallazgos Calidad comercial UPCO y RECO

Aplicando la misma metodología de cálculo del TPR para poder verificar el tiempo de respuesta a la solicitud de los usuarios de manera indicativa, que para efectos de este informe se denominara Tiempo de respuesta de Solicitud (TPS), para ambas empresas podemos observar que RECO se encuentra en un alto porcentaje de resolución oscilando entre el 98.27 % al 98.77 % con un aproximado de TPS de 0.51, 0.42, y 1.26 días respectivamente. Sin embargo, UPCO presenta niveles muy bajos en cuanto a respuesta a las solicitudes de los clientes, siendo valores que oscilan entre los 50.76 % y el 33.99 %, y con un TPS de 10.23, 10.92, y 13.79 días respectivamente.

Empresa	Mes	Solicitudes ingresadas	Resueltas	Suma tiempo (días)	TPS (días)	Solicitudes resueltas (%)
RECO	Junio	651	643	329	0.51	98.77%
RECO	Julio	637	626	261	0.42	98.27%
RECO	Agosto	448	448	565	1.26	100.00%
UPCO	Junio	197	100	1,946	19.46	50.76%
UPCO	Julio	198	117	1,197	10.23	59.09%
UPCO	Agosto	153	52	579	10.92	33.99%

Tabla 3-21 Comparación Tiempo de Resolución de Solicitudes (TPS) indicativo para UPCO y RECO (fuente: BDR RECO y BDR UPCO)

El resultado para RECO se observa en la Gráfico 4-10 y para UPCO en la ***Gráfico 3-12***, cabe resaltar que son valores extraídos según la información presentada por las empresas mediante la BDR del periodo de junio a agosto de 2026.

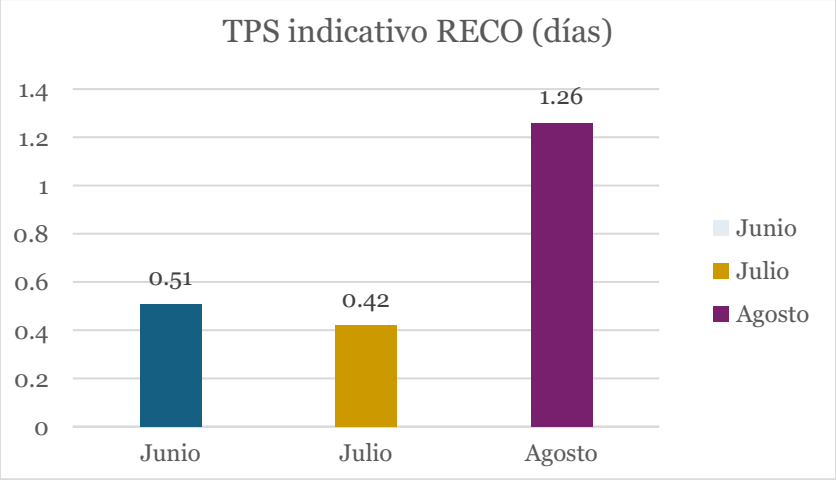


Gráfico 3-11 Tiempo de Resolución de Solicitudes (TPS) indicativos de la gestión comercial de RECO (fuente: BDR RECO)

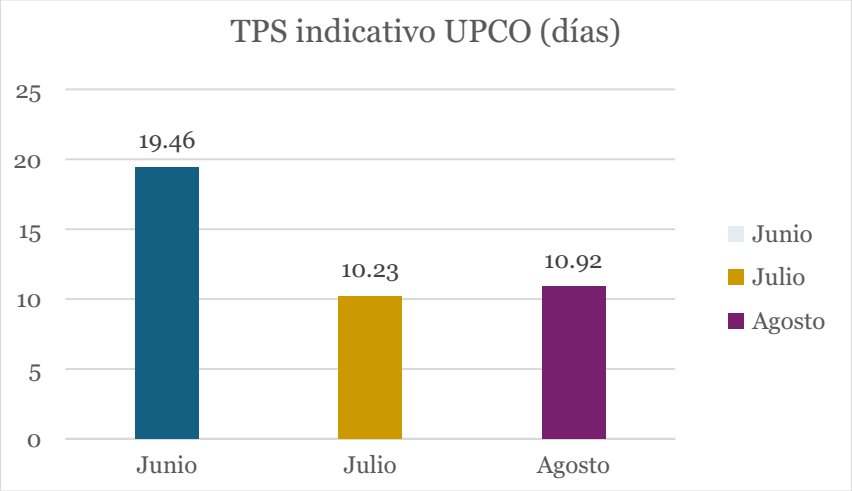


Gráfico 3-12 Tiempo de Resolución de Solicitudes (TPS) indicativos de la gestión comercial de UPCO (fuente: BDR UPCO)

3.7 CONCLUSIONES

3.7.1 Calidad Técnica del Servicio

3.7.1.1 Roatán Electric Company (RECO)

1. RECO presenta avances en el levantamiento y georreferenciación de la información de su red de distribución, alcanzando a agosto de 2026 la georreferenciación del 100 % de los

usuarios reportados. Asimismo, se evidencian avances en la actualización del inventario de activos correspondientes a los circuitos 201, 204 y 205. Sin embargo, la vinculación usuario–red aún no presenta avance reportado, por lo que no se dispone todavía de la trazabilidad necesaria para asociar los usuarios con los elementos de la red aguas arriba.

2. RECO se encuentra analizando las inversiones necesarias para ejecutar el levantamiento y la vinculación usuario–red, como parte de las acciones requeridas para atender las disposiciones de la NT-CD. La culminación de estas actividades permitirá contar con la información necesaria para el posterior cálculo de los índices globales y de los índices de calidad técnica del servicio establecidos en la normativa.

3.7.1.2 Utila Power Company (UPCO)

1. A agosto de 2026, UPCO presenta un avance de 81.28% en la vinculación usuario-red, evidenciando un avance significativo respecto al 1.12% registrado en diciembre de 2025. Asimismo, se cuenta con el levantamiento y georreferenciación del 100% de los equipos de maniobra, protección y centros de transformación reportados por la distribuidora.
2. A pesar del avance alcanzado, persisten actividades pendientes relacionadas principalmente con la georreferenciación de los usuarios y con la entrega del levantamiento integral correspondiente al sistema aislado de Utila. La culminación de estas actividades permitirá disponer de la información necesaria para la aplicación de la metodología de cálculo de los índices globales establecidos en la NT-CD.

3.7.2 Calidad Comercial del Servicio

1. RECO y UPCO mantuvieron un desempeño adecuado en los indicadores de eficiencia, oportunidad, tiempo promedio de resolución y facturación promediada durante junio-agosto de 2026, dentro de las tolerancias establecidas en la NT-CD (Ieff acumulado de 97.73 % en RECO y 92.86 % en UPCO; TPR de 1.43 y 1.33 días, respectivamente).

3.8 RECOMENDACIONES

De acuerdo con los resultados del análisis presentado se recomienda lo siguiente:

3.8.1 Calidad Técnica del Servicio

3.8.1.1 Roatán Electric Company (RECO)

1. Dar prioridad al levantamiento integral de la red y a la vinculación usuario red de la totalidad de los circuitos del sistema de distribución de RECO (L201, L204 y L205), dentro

del análisis y definición de las inversiones requeridas, considerando que esta información constituye un insumo indispensable para el control de la calidad técnica del servicio y para el posterior cálculo de los índices establecidos en la NT-CD. En este sentido, se recomienda que las actividades y recursos previstos permitan completar la trazabilidad entre los usuarios y los elementos de la red, de conformidad con los requerimientos establecidos por la CREE y la normativa vigente.

3.8.1.2 Utila Power Company (UPCO)

1. Dar seguimiento al cumplimiento de los compromisos asumidos por UPCO, requiriendo la finalización y remisión del levantamiento de activos y usuarios, su georreferenciación y la vinculación usuario-red, incluyendo la información correspondiente al sistema aislado de Utila, de manera que se complete la información necesaria para el cálculo de los índices globales de frecuencia y tiempo medio de interrupción y los índices de calidad técnica del servicio por usuario, conforme a la NT-CD.

3.8.2 Calidad Comercial del Servicio

1. Se recomienda coordinar con RECO la adición de los campos de Fecha de Notificación y Enlace de Notificación dentro de la tabla de Interrupciones de la BDR, con la finalidad de poder realizar el cálculo correspondiente al indicador de Falta de Notificación de Interrupción Programa (FNIP).
2. Se recomienda coordinar con UPCO la adición de los campos de Fecha de Notificación y Enlace de Notificación dentro de la tabla de Interrupciones de la BDR, con la finalidad de poder realizar el cálculo correspondiente al indicador de Falta de Notificación de Interrupción Programa (FNIP).
3. Se recomienda verificar nuevamente con las empresas RECO y UPCO, la Base de Datos Regulatoria para aclarar consultas sobre la información contenida en campos específicos derivados de este informe.

3.9 MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2026)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Dar seguimiento a la actualización y validación de la Base de Datos Regulatoria (BDR), con el propósito de	Documento y mesas de trabajo	BDR	Semana 49	En proceso

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2026)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
	disponer de información completa y trazable para el cálculo y fiscalización de los índices de calidad técnica conforme a la NT-CD.				
2	Dar seguimiento a la vinculación usuario-red y al levantamiento del sistema de distribución de la red de RECO.	Documento y mesas de trabajo	BDR	Semana 44	En proceso
3	Dar seguimiento a la finalización de la vinculación usuario-red y al levantamiento del sistema de distribución de la red de UPCO.	Documento y mesas de trabajo	BDR	Semana 44	En proceso
4	Se recomienda coordinar con RECO la adición de los campos de Fecha de Notificación y Enlace de Notificación dentro de la tabla de Interrupciones de la BDR, con la finalidad de poder realizar el cálculo correspondiente al indicador de Falta de Notificación de Interrupción Programa (FNIP)	Documento	BDR Octubre	Semana 42	Pendiente
5	Se recomienda coordinar con RECO la adición de los campos de Fecha de Notificación y Enlace de Notificación dentro de la tabla de Interrupciones de la BDR, con la finalidad de poder realizar el cálculo correspondiente al indicador de Falta de Notificación de Interrupción Programa (FNIP)	Documento	BDR Octubre	Semana 42	Pendiente
6	Se recomienda verificar nuevamente con las empresas RECO y UPCO, la Base de Datos Regulatoria para aclarar consultas sobre la información contenida en campos específicos derivados de este informe.	Acción	Minuta de reunión	Semana 43	Pendiente

P12 - PF03 - PI04
INFORME DE INSPECCIÓN CREE-003-2026 AL USUARIO REGULADO CHIQUITA HONDURAS.

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



Septiembre 2026

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS

CREE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4 INFORME DE INSPECCIÓN CREE-003-2026 AL USUARIO REGULADO CHIQUITA HONDURAS.

4.1 INTRODUCCIÓN

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en el ejercicio de sus funciones de regulación, supervisión y fiscalización del subsector eléctrico, realizó actividades de inspección técnica a la infraestructura eléctrica asociada a la línea privada de transmisión L-411, propiedad de Chiquita Honduras Company Ltd., ubicada en el municipio de La Lima, departamento de Cortés. Estas actividades se desarrollaron en atención a la recurrencia de interrupciones registradas en dicha línea y a las posibles repercusiones que estas condiciones pudieran generar sobre la calidad, confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico, así como sobre el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los usuarios vinculados.

La inspección fue realizada en el marco de la Orden de Inspección CREE-003-2026, con el acompañamiento de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) Transmisión y Chiquita Honduras Company Ltd., y comprendió la verificación de la configuración y condiciones físicas de la línea L-411, sus estructuras compartidas con circuitos de distribución, subestaciones, redes privadas de distribución, centros de transformación, puntos de suministro y condiciones asociadas a las servidumbres. Asimismo, se revisaron aspectos relacionados con la operación de la línea, las comunicaciones con el Centro Nacional de Despacho (CND) y los registros de actuación del sistema de protección.

El presente informe contiene los resultados obtenidos durante las actividades de inspección, así como la descripción de las principales condiciones identificadas en la infraestructura eléctrica y el análisis de los registros de interrupciones revisados. Los resultados constituyen un insumo para el seguimiento de las acciones que correspondan dentro del ámbito de competencia de la CREE y para la evaluación de medidas orientadas a mejorar las condiciones de operación, mantenimiento, confiabilidad y seguridad de la infraestructura asociada a la línea L-411.

4.2 OBJETIVOS

4.2.1 Objetivo general

Realizar, por parte de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), la inspección técnica y las actividades de fiscalización de la infraestructura eléctrica asociada a la línea privada de transmisión L-411, propiedad de Chiquita Honduras Ltd., con el acompañamiento de ENEE

Transmisión y Chiquita Honduras Ltd., mediante la revisión de los registros de operación y actuación del sistema de protección, la verificación en campo de las condiciones técnicas y operativas de la línea L-411, sus redes de distribución derivadas, subestaciones, centros de transformación, puntos de suministro y servidumbres, así como el análisis de las condiciones eléctricas de la red, con el propósito de evaluar su desempeño, identificar condiciones o factores asociados a las interrupciones y determinar sus posibles repercusiones sobre la calidad y continuidad del servicio eléctrico, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los usuarios, así como los aspectos que requieran seguimiento o acciones de mantenimiento, regularización, adecuación o intervención, conforme al ámbito de competencia de la CREE.

4.2.2 Objetivos específicos

a) Fiscalizar las condiciones de la infraestructura eléctrica asociada al suministro eléctrico de Chiquita Honduras Ltd. en el departamento de La Lima, Cortes, mediante la verificación en campo de la línea de transmisión L-411, sus redes de distribución asociadas, servidumbre, subestaciones, centros de transformación y puntos de suministro, con el propósito de identificar condiciones técnicas, operativas o de infraestructura que puedan incidir en la calidad, continuidad, confiabilidad y seguridad del servicio eléctrico.

b) Realizar actividades de fiscalización orientadas a identificar condiciones técnicas y operativas que puedan requerir acciones de mantenimiento, regularización o adecuación de la infraestructura eléctrica, con el propósito de prevenir la recurrencia de fallas y reducir posibles afectaciones al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y a los usuarios, contribuyendo a mejorar la calidad, continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico.

c) Fiscalizar la calidad y continuidad del servicio eléctrico asociado a la operación de la línea L-411, mediante la revisión de los registros de interrupciones y del sistema de protección, incluyendo el análisis de la actuación del relevador y de las condiciones de la red, con el propósito de identificar factores asociados a la recurrencia de interrupciones, promover la implementación de medidas correctivas y preventiva.

4.3 MARCO LEGAL

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

1. Mediante del Decreto Legislativo número 404-2013 se aprobó la Ley General de la Industria Eléctrica ("LGIE" o "Ley"), publicada en el diario oficial "La Gaceta" en fecha 20 de mayo del 2014 y reformada mediante Decreto Legislativo No. 46-2022. El objeto de dicha Ley es regular las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en el territorio de la República de Honduras. Cabe mencionar que la Ley General de la Industria Eléctrica:

a. Establece en su artículo 4 que las empresas del subsector eléctrico están obligadas a cumplir en tiempo y forma con las normas de calidad en el servicio establecidas y con todos los requisitos de las normas legales y reglamentarias vigentes que les sean aplicables.

b. Establece en su artículo 8, literal B, que la Secretaría, previa opinión de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), puede acordar a la intervención de cualquier empresa de generación, transmisión o distribución cuya situación o desempeño amenace afectar la continuidad o seguridad del servicio.

c. Establece en su artículo 15, literal K, que en el caso de fallas cuya causa sea imputable a empresas generadoras o a Empresas Transmisoras, dichas empresas deberán reembolsar a la empresa distribuidora los montos que esta deba de pagar en calidad de compensación a los usuarios afectados y que las empresas transmisoras y distribuidoras podrán incluir en sus tarifas un componente razonable que les permita recuperar el monto esperado de las compensaciones que pagarán a los usuarios si la calidad del servicio que prestan corresponde a la norma de calidad aplicable.

2. Que la Norma Técnica de Calidad de Transmisión (NT-CT), la cual entró en vigor un día después de publicada en el diario oficial La Gaceta de fecha 14 de noviembre del 2017:
   a. Establece en su artículo 1 los índices de referencia para calificar la calidad con que se provee los servicios de energía eléctrica para los sistemas de transmisión en su punto de entrega, las tolerancias permisibles, los métodos de control, las indemnizaciones y sanciones.

   b. En su artículo 3, define el parámetro de calidad que es el factor que se toma en cuenta para valorar la calidad del Producto Eléctrico.

   c. En su artículo 9, establece que el Sistema de Medición y Control de Calidad de toda Empresa Transmisora debe disponer de un sistema auditable que permita como mínimo:

i. El análisis y tratamiento de las mediciones realizadas, para la verificación de la calidad de producto y del servicio.

ii. Establecer la relación entre los registros y las tolerancias previstas en esta norma respecto de los parámetros que intervienen en el cálculo de los indicadores de calidad.

iii. Mantener un registro histórico de los valores medidos en cada parámetro, para cada participante conectado a su sistema de transmisión, correspondiente a, por lo menos, los 5 últimos años.

iv. El cálculo de indemnizaciones y sanciones

v. La realización de pruebas pertinentes que permitan realizar una auditoría del funcionamiento del sistema y permita la identificación de las fuentes de perturbación.

d. Establece en su artículo 11, las obligaciones de la Empresa Transmisora, como ser:

i. Prestar a los participantes conectados a su sistema de transmisión, un servicio que cumpla con los índices de calidad exigidos en la norma.

ii. Responder, de conformidad con esta norma, ante la CREE y los participantes, por las transgresiones a las tolerancias de los índices de calidad establecidos para cada uno de los parámetros en la norma.

iii. Controlar a los participantes para establecer las transgresiones a las tolerancias establecidas en la norma técnica de calidad de transmisión en los parámetros que correspondan, a efecto de limitar su incidencia en la calidad del producto.

iv. Suministrar a la CREE y al ODS, un informe documentado técnicamente, dentro de los 5 días hábiles del mes siguiente de cada periodo de control, relacionado con el sistema de medición y control de la calidad, que contenga como mínimo cálculo de índices de calidad, registro y mediciones de las tolerancias admisibles de los parámetros establecidos en la norma, así como el cálculo de las sanciones e indemnizaciones correspondientes.

e. Establece en el Artículo 12, que el ODS determinara las responsabilidades en cuanto al incumplimiento, por parte de las Empresas Transmisoras y los Participantes, a las tolerancias de los indicadores de calidad establecidos en la norma.

f. Establece en el Artículo 13, que las obligaciones de los participantes es responder de conformidad con la norma, ante la CREE, y la Empresa Transmisora:

    i. Por las transgresiones a las tolerancias de los indicadores de calidad establecidos para cada uno de los parámetros en la norma, ocasionados por ellos

    ii. Realizar todas las reparaciones o modificaciones de sus instalaciones, que sean necesarias, para evitar afectar la calidad del producto y del servicio de la Empresa Transmisora

    iii. Pagar el importe de sanciones y/o multas que la CREE les imponga, dentro de los primeros 7 días del mes siguiente de su notificación.

    iv. Pagar a la Empresa Transmisora las indemnizaciones, según establece en la norma, durante el mes siguiente del Periodo de control correspondiente.

g. Establece en el Artículo 16, que la incidencia en la calidad del producto por parte de los participantes será evaluada por medio del sistema de medición y control de calidad de manera que permita identificar si exceden las tolerancias establecidas en esta norma.

h. Establece en el Artículo 17, que el control de la calidad del producto será efectuado por la empresa transmisora, en Periodos de control, en los puntos de conexión de la Empresa transmisora con los participantes.

i. Establece en el artículo 22, que se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando, en un lapso mayor a 5%, del correspondiente al periodo de medición mensual, las mediciones muestran que la regulación de tensión ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

j. Establece en el artículo 44, que la calidad del servicio técnico de la Empresa Transmisora respecto de la Indisponibilidad Forzada de líneas de transmisión dependerá de la categoría y tensión de las líneas y se evaluará en función del número de salidas o Indisponibilidad

Forzada la duración total de la Indisponibilidad Forzada de cada línea, y los sobrecostos por restricciones ocasionados.

k. Establece en el artículo 55 que, si la calidad del servicio prestado por parte del transportista no alcanza los índices establecidos en esta norma un año después de terminar la cuarta etapa definida en el artículo 8, la CREE podrá requerir la suspensión de la autorización otorgada al transportista para operar.

3. Que la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD), la cual entró en vigor a partir de ser publicada en el diario oficial La Gaceta de miércoles 3 de noviembre del 2021

Establece en el artículo 94 que la monitorización de la continuidad del servicio con base en los registros de operación deberá incluir los casos de disparo de interruptores de la red de transmisión y las fallas de generación, cuando tengan la consecuencia de causar interrupciones a las clientes de la empresa distribuidora servido en media o baja tensión.

4.4 ANTECEDENTES

1. La línea privada de transmisión L-411, propiedad del usuario regulado Chiquita Honduras Ltd., opera a 69 kV y se encuentra conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN) a través de la Subestación La Lima (LIM). Esta infraestructura suministra energía eléctrica a las instalaciones productivas de la empresa.
2. La operación de la L-411 se ha caracterizado por una alta recurrencia de interrupciones, tanto en frecuencia como en duración, con posibles afectaciones sobre la calidad y continuidad del suministro eléctrico y otros elementos conectados al SIN.
3. El 15 de diciembre de 2024, como consecuencia de las numerosas interrupciones registradas en la línea L-411, se produjo el daño del interruptor 42L11. Para mantener la continuidad del suministro eléctrico hacia Chiquita Honduras, se estableció una conexión directa de la línea, dejando el interruptor 42L11 fuera de servicio.
4. La condición del interruptor 42L11 constituyó un aspecto relevante para la evaluación de la calidad y confiabilidad del servicio de la L-411 al SIN, considerando las posibles repercusiones de nuevas fallas sobre la línea L-410, el circuito de distribución L285 asociado a la Subestación Santa Marta y la línea de transmisión L-401, vinculada a las instalaciones de generación de CAHSA.
5. Entre enero y junio de 2026, se registraron 46 fallas asociadas a la línea L-411, acumulando 6,889 minutos de indisponibilidad forzada, lo que evidenció la necesidad de

profundizar en la identificación de las condiciones físicas y operativas de la infraestructura.

6. Mediante Oficio No. CREE-269-2026, la CREE convocó a una reunión de trabajo realizada el 3 de agosto de 2026, con representantes de Chiquita Honduras Ltd., ENEE Transmisión y ENEE Distribución (UTCD), para analizar la recurrencia de fallas, revisar sus posibles repercusiones sobre el SIN y definir acciones técnicas orientadas a mejorar las condiciones de operación y confiabilidad de la infraestructura.
7. Como resultado de la reunión, se acordó realizar un levantamiento técnico e inspección de la línea L-411, orientados a identificar las causas de la recurrencia de fallas y determinar oportunidades de mantenimiento e inversión que contribuyan a fortalecer la robustez y confiabilidad de la infraestructura. Asimismo, se contempló la evaluación de las condiciones de la servidumbre, la actualización del modelado de la red, la revisión y coordinación de los esquemas de protección y la evaluación de alternativas para la sectorización de la línea, considerando sus diferentes derivaciones hacia circuitos de distribución y puntos de suministro de las zonas productivas de Chiquita Honduras, así como la posible incorporación de restauradores en puntos estratégicos.
8. ENEE Transmisión remitió a la CREE el “Informe de Inspección General Visual” de la línea L411 el 9 de septiembre de 2025, correspondiente a la inspección realizada los días 17, 18, 23 y 24 de agosto del 2026. De acuerdo con el informe, la inspección se realizó haciendo uso de una cámara acústica Si2 y se confirmó un deterioro generalizado del aislamiento y de los elementos estructurales de soporte. Se identifico aislamiento desplomado en la fase B; aislamientos quebrados, quemados y con evidencia de arqueo; elementos de aislamiento no aptos para el nivel de tensión de 69 kV; crucetas deterioradas y tirantes desprendidos en varias estructuras; ausencia total de hilo de guarda y de sistemas de puesta a tierra a lo largo del trazado de la línea; así como una subestación terminal cuyo transformador se encuentra protegido únicamente mediante fusibles, debido a que el restaurador se encuentra fuera de servicio. El informe recomendó realizar una inspección detallada, estructura por estructura, a fin de determinar con mayor precisión el alcance de las intervenciones requeridas.
9. Entre el 19 y el 21 de agosto de 2026, la CREE realizó una inspección en paralelo a las actividades de campo programadas por ENEE Transmisión, ENEE UTCD y Chiquita Honduras Ltd., con el propósito de verificar las condiciones de la infraestructura y documentar los aspectos relevantes para sus funciones de supervisión y fiscalización.

10. La información recopilada constituye un insumo para el seguimiento de las acciones que correspondan a Chiquita Honduras Ltd., ENEE Transmisión y demás agentes involucrados, particularmente en materia de mantenimiento, regularización, inversión y adecuación de la infraestructura, con el propósito de verificar la implementación de las medidas necesarias para fortalecer la confiabilidad y seguridad de la infraestructura, contribuir a la protección del SIN, los usuarios y la mejora de la calidad del servicio eléctrico.

4.5 PROCEDIMIENTO

El informe de resultados se elaboró a partir de la información recopilada durante la inspección de campo realizada del 19 al 22 de agosto de 2026, complementada con la documentación, registros técnicos y demás información proporcionada por ENEE Transmisión y Chiquita Honduras Company Ltd. El análisis se desarrolló con el propósito de verificar las condiciones de operación, configuración y estado de la infraestructura eléctrica asociada a la línea de transmisión privada L-411, así como identificar las condiciones que pudieran estar relacionadas con las interrupciones registradas y sus posibles repercusiones sobre la continuidad y calidad del suministro eléctrico.

El procedimiento comprendió las siguientes actividades:

4.5.1 Lectura y revisión de la Orden de Inspección CREE-003-2026

Como actividad inicial, se realizó la lectura y revisión de la Orden de Inspección CREE-003-2026, mediante la cual se dispuso la realización de una inspección a Chiquita Honduras Company Ltd., motivada por la recurrencia de fallas registrada en la línea privada de transmisión L-411 y los riesgos que dicha situación pudiera representar para la continuidad, confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico en su zona de influencia y para el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Asimismo, se revisaron los objetivos y actividades establecidos en la Orden de Inspección, orientados al acompañamiento de las actividades de levantamiento, inspección y diagnóstico técnico de la línea L-411, la verificación de las redes de distribución, infraestructura eléctrica y puntos de suministro de su zona de influencia, así como la recopilación y documentación de información técnica para las acciones de supervisión, seguimiento y regularización que correspondan.

4.5.2 Recopilación y revisión de información

Se recopiló y revisó la información técnica disponible relacionada con la infraestructura eléctrica de Chiquita Honduras, incluyendo información sobre la línea de transmisión L-411, subestaciones, circuitos privados de distribución, centros de transformación y puntos de suministro.

4.5.3 Verificación de la configuración de la red eléctrica

Con base en el levantamiento realizado durante la inspección de campo, se verificó la configuración actual de la infraestructura eléctrica asociada a la línea L-411, considerando su recorrido desde la Subestación La Lima (LIM) hasta los puntos de suministro de Chiquita Honduras.

Se analizaron las condiciones observadas durante el recorrido de la línea L-411 y sus instalaciones asociadas, considerando, entre otros aspectos:

- Verificación de la configuración actual de la línea L411 y de sus ramales.
- Verificación de los puntos de suministro de la línea L411.
- Identificación y verificación de los centros de transformación de alta tensión a media tensión asociados a la línea L411.
- Verificación de estructuras compartidas entre las instalaciones de transmisión y de distribución.
- Verificación de posibles modificaciones, extensiones o irregularidades en la construcción de la línea L411.
- Verificación de las condiciones generales de las estructuras, conductores, aisladores y demás componentes de la línea, con el propósito de identificar necesidades de mantenimiento y documentar los hallazgos relevantes mediante evidencia fotográfica y georreferenciada.

Los hallazgos fueron documentados mediante evidencia fotográfica y georreferenciada.

4.5.4 Revisión de los registros de interrupciones de la línea de Transmisión

En conjunto con personal de ENEE Transmisión, se revisaron los registros de eventos almacenados en el relevador SEL-351A, asociado a la línea L-411 e instalado en la Subestación La Lima.

El análisis consideró la identificación de:

- Fecha y hora de los eventos.
- Fases involucradas.
- Tipo de falla registrada.
- Recurrencia de determinados tipos de eventos.

4.5.5 Verificación de las condiciones de comunicación y operación

Se revisó la información proporcionada respecto de las condiciones de comunicación entre las instalaciones asociadas a la línea L-411 y el Centro Nacional de Despacho (CND), así como la forma en que se realizan las maniobras de apertura y cierre del interruptor asociado a la línea ante eventos de interrupción o pérdida de comunicación.

Esta información fue considerada para evaluar las condiciones operativas existentes y su relación con la identificación y atención de los eventos registrados.

4.5.6 Cierre de la inspección y formalización del Acta

Como actividad final, se realizó el cierre de la diligencia de inspección mediante la formalización del Acta de Inspección según Orden de Inspección CREE-003-2026, en la cual se consignaron los aspectos relevantes manifestados por los representantes de Chiquita Honduras, las condiciones abordadas durante la diligencia y los asuntos considerados necesarios para el seguimiento de la inspección.

Asimismo, como parte del cierre, se establecieron compromisos para la remisión de información adicional por parte de Chiquita Honduras Company Ltd., incluyendo la bitácora de fallas de la línea L-411, la documentación relacionada con la relación administrativa y legal entre Chiquita Honduras Company Ltd. y Hospital del Valle, y los perfiles de demanda correspondientes a los nueve (9) medidores instalados.

De acuerdo con lo establecido en el Acta de Inspección, la bitácora de fallas de la línea L-411 deberá ser remitida mensualmente, conteniendo los eventos de falla correspondientes al mes inmediato anterior. La remisión deberá realizarse entre los días 22 y 24 de cada mes, iniciando en septiembre de 2026, por lo que el primer envío deberá corresponder a las fallas registradas durante el mes de agosto de 2026.

Por otra parte, la documentación que sustente la relación administrativa y legal entre Chiquita Honduras Company Ltd. y Hospital del Valle, así como los perfiles de demanda de los nueve (9) medidores correspondientes al mes de julio de 2026, deberán ser remitidos a la CREE dentro de

un plazo de quince (15) días hábiles, contados a partir de la fecha establecida en el Acta de Inspección para el cierre de la diligencia.

Finalmente, el contenido del Acta de Inspección según Orden de Inspección CREE-003-2026 fue considerado como parte de la documentación de respaldo para la elaboración del presente informe de resultados, así como para el seguimiento de los compromisos asumidos por Chiquita Honduras Company Ltd. y de las acciones que se deriven de la inspección.

4.6 RESULTADOS

4.6.1 Infraestructura eléctrica de la empresa Chiquita Honduras

La empresa Chiquita Honduras Company Ltd. se encuentra ubicada en el municipio de La Lima, departamento de Cortés, Honduras. Sus oficinas administrativas se localizan en las coordenadas geográficas 15.4382412374° N, 87.9233985460° O.

Chiquita Honduras Company Ltd. es usuario de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y cuenta con una tarifa correspondiente a alta tensión industrial. El suministro de energía eléctrica de la empresa Chiquita Honduras en la Lima se realiza mediante la línea de transmisión privada L-411, propiedad privada de Chiquita Honduras, que opera a un nivel de tensión de 69 kV y se encuentra asociada a la Subestación La Lima (LIM), ubicada en las coordenadas geográficas 15°26'8.67"N, 87°55'26.52"O-

El punto de medición del suministro eléctrico se encuentra ubicado en la Subestación La Lima, desde donde se registra la energía suministrada a Chiquita Honduras a través de la línea L-411. De acuerdo con la información recopilada durante la inspección de campo y la disponible en el historial de ENEE Distribución, este corresponde al único punto de medición y suministro registrado para Chiquita Honduras en el municipio de La Lima. La fecha de conexión del usuario al sistema eléctrico se registra el 1 de junio de 1997.

Chiquita Honduras cuenta con infraestructura eléctrica privada conformada por una red de transmisión y distribución que opera en diferentes niveles de tensión, así como por dos subestaciones eléctricas destinadas a la transformación de alta tensión a media tensión y a la posterior distribución de energía eléctrica hacia sus diferentes instalaciones productivas.

Como parte del levantamiento de campo, se realizó la verificación de la infraestructura eléctrica de transmisión y distribución de propiedad privada de Chiquita Honduras. En total, se verificaron 342 estructuras, de las cuales 176 corresponden a la infraestructura de transmisión y 166 a la

infraestructura de distribución. Las estructuras verificadas en campo se muestran en la ***Imagen 4-1.***

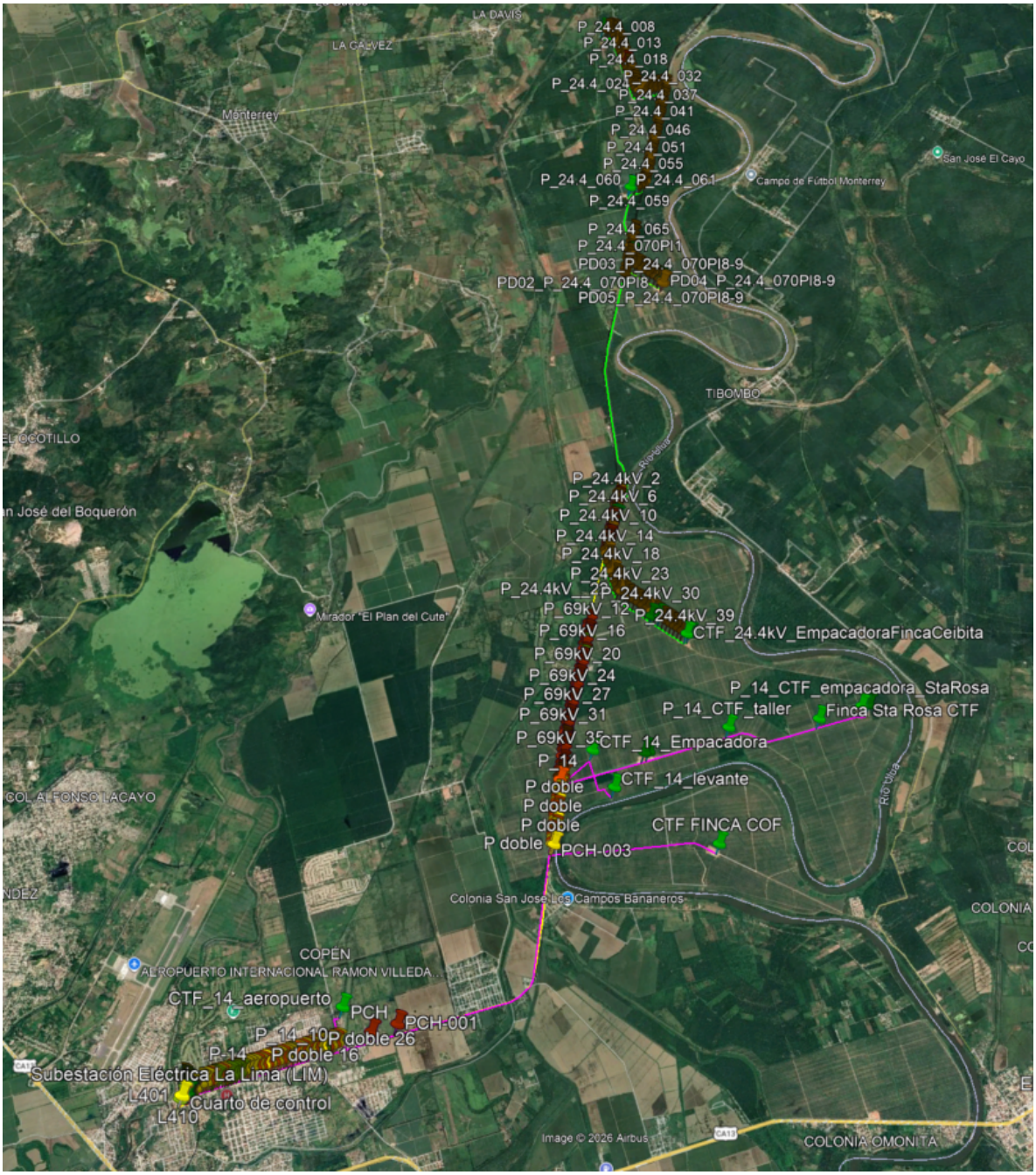


Imagen 4-1 Levantamiento de estructuras de la infraestructura eléctrica privada de Chiquita Honduras

En cuanto a la infraestructura de transformación de media a baja tensión, Chiquita Honduras cuenta con 28 centros de transformación distribuidos en sus diferentes instalaciones de los cuales se verificaron 26 en campo. Estos comprenden nueve (9) estaciones de riego, catorce (14) bancos de transformación destinados al suministro de las empacadoras, dos (2) bancos asociados a instalaciones de levante, dos (2) instalaciones correspondientes a pistas de aterrizaje y el edificio administrativo, donde se encuentra el Hospital del Valle, que brinda servicios médicos exclusivos a los colaboradores de Chiquita Honduras.

La Subestación 1 mostrada en la ***Imagen 4-2*** se encuentra ubicada en las coordenadas geográficas 15°26'8.83"N, - 87°55'22.88"O. De acuerdo con el levantamiento realizado, esta subestación recibe la energía suministrada mediante la línea privada L-411 de 69 kV y realiza la transformación hacia los niveles de tensión de 14.4 kV y 2.4 kV, desde los cuales se alimentan circuitos privados destinados a diferentes instalaciones de Chiquita Honduras.



Imagen 4-2 Subestación eléctrica 1 propiedad de Chiquita Honduras (69 kV / 24.4 kV / 2.4 kV)

La Subestación 2 mostrada en la ***Imagen 4-3*** se encuentra ubicada en las coordenadas geográficas 15°30'14.62"N, 87°50'23.90"O, aguas abajo de la línea de transmisión L-411. En esta subestación se realiza la transformación del nivel de tensión de 69 kV a 24.4 kV, a partir del cual se alimentan circuitos privados de distribución destinados al suministro de energía eléctrica de las diferentes instalaciones productivas de Chiquita Honduras.



Imagen 4-3 Subestación eléctrica 2 propiedad de la empresa Chiquita Honduras (69 kV / 24.4kV)

4.6.2 Línea de transmisión privada L-411 – 69 Kv

La línea de transmisión L-411, cuya configuración se muestra en la ***Imagen 4-4*** es propiedad de Chiquita Honduras Ltd. y opera a un nivel de tensión de 69 kV. La línea presenta una longitud aproximada de 13.7 km y se verificaron 122 estructuras en campo, extendiéndose desde la Subestación La Lima (LIM) hasta las Subestaciones 1 y 2, donde se encuentran sus puntos de transformación de alta a media tensión.

En el tramo comprendido entre la Subestación 1 y las coordenadas geográficas 15°27'49.51" N, 87°51'42.60" O, la línea de transmisión L-411, de 69 kV, comparte estructuras con el circuito de distribución privado de 14.4 kV, de uso exclusivo de Chiquita Honduras. Este tramo se refleja en la ***Imagen 4-5*** presenta una longitud aproximada de 8.49 km, a lo largo de la cual se estima la existencia de aproximadamente 162 estructuras compartidas entre ambas líneas de las cuales se verificaron 44 estructuras en campo.

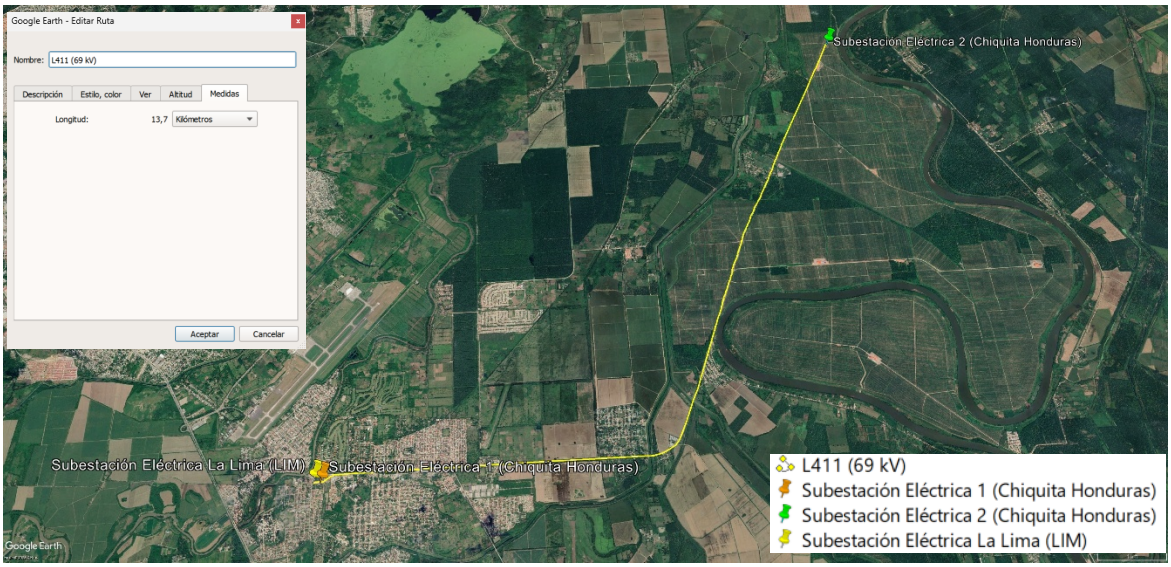


Imagen 4-4 Línea de Transmisión Privada L-411, Propiedad de Chiquita Honduras Ltd

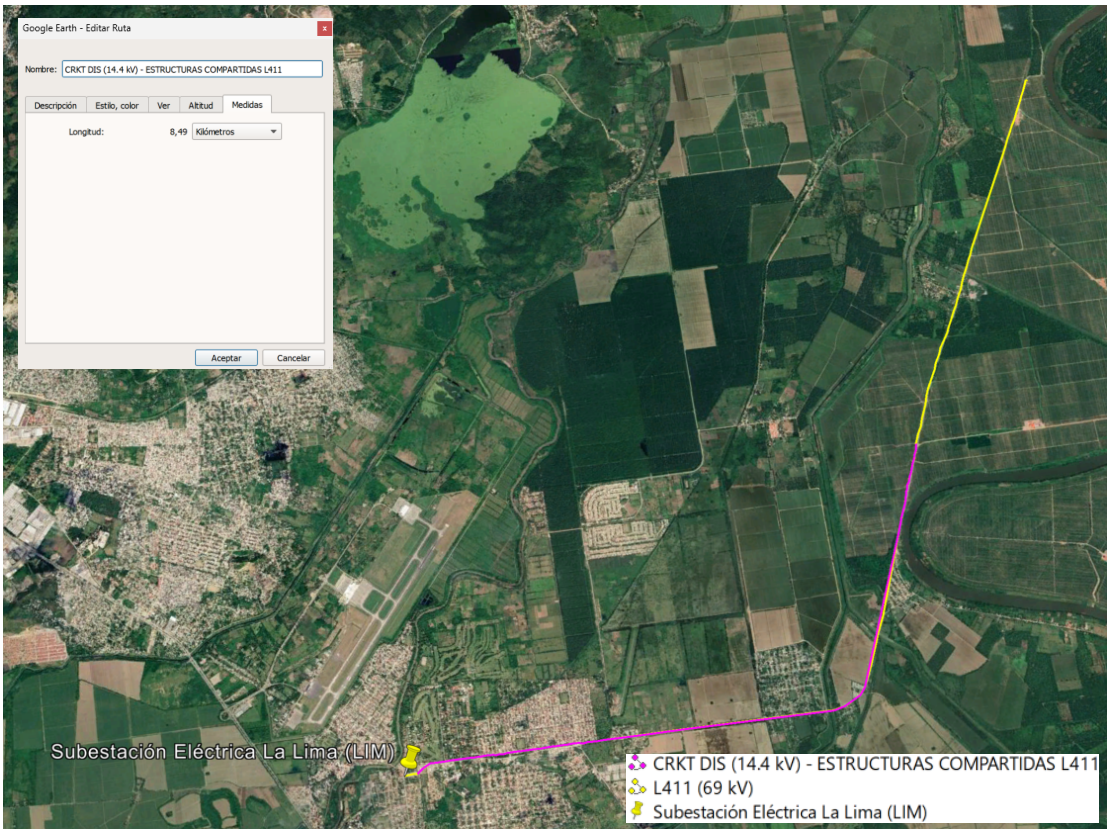


Imagen 4-5 Estructuras Compartidas por la Línea de Transmisión L-411 de 69 kV y el Circuito de Distribución de 14.4 kV

La línea L-411 continúa hasta la Subestación 2, donde se realiza la transformación del nivel de tensión de 69 kV a 24.4 kV, a partir de la cual se derivan los circuitos privados de distribución en 24.4 kV descritos a continuación.

4.6.3 Circuitos privados de distribución en 14.4 kV

Desde la Subestación 1 se dispone de un circuito privado de distribución que opera a un nivel de tensión de 14.4 kV, con diversas derivaciones hacia centros de transformación destinados al suministro de las instalaciones de Chiquita Honduras. El circuito se muestra en la ***Imagen 4-6*** y presenta una longitud total aproximada de 18.35 km, a lo largo de los cuales se verificaron en campo 75 estructuras.

Del total de la longitud del circuito, aproximadamente 8.49 km corresponden al tramo que comparte estructuras con la línea de transmisión L-411, en el cual se verificaron 44 estructuras. Los 9.86 km restantes corresponden a las diferentes derivaciones hacia los centros de transformación, donde se verificaron 31 estructuras.

4.6.3.1 Derivación hacia Aeropuerto No. 1

La primera derivación se inicia en las coordenadas 15°26'12.34" N, 87°54'0.30" O y se extiende hasta el Aeropuerto No. 1 de Chiquita Honduras, ubicado en las coordenadas 15°26'27.81" N, 87°54'0.23" O. La longitud aproximada de este tramo de línea de distribución de 14.4 kV es de 0.59 km.

4.6.3.2 Derivación hacia finca Cobb – El Progreso

La segunda derivación del circuito de 14.4 kV parte de las coordenadas 15°27'16.46" N, 87°51'56.28" O y se dirige hacia el centro de transformación de la finca Cobb, en El Progreso, atravesando el río Ulúa. Este tramo presenta una longitud aproximada de 2.64 km.

4.6.3.3 Derivación hacia finca Corosal, taller de ingeniería y finca Santa Rosa

La tercera derivación del circuito de 14.4 kV se inicia en las coordenadas 15°27'49.51" N, 87°51'42.60" O y se extiende hacia diferentes instalaciones de Chiquita Honduras.

El recorrido comprende, en primer lugar, la finca Corosal, ubicada en las coordenadas 15°27'49.31" N, 87°50'53.40" O; posteriormente, la línea continua hacia el taller de ingeniería, ubicado en las coordenadas 15°27'49.78" N, 87°50'8.64" O; y finalmente se extiende hasta la finca Santa Rosa, localizada en las coordenadas 15°27'41.16" N, 87°48'56.76" O. La longitud acumulada de este recorrido es de aproximadamente 5.19 km de línea de distribución de 14.4 kV.

4.6.3.4 Derivación hacia empacadora Corosal y Levante

La cuarta derivación identificada del circuito privado de 14.4 kV parte de las coordenadas 15°27'49.56" N, 87°51'40.56" O y se extiende hasta la empacadora Corosal, ubicada en las coordenadas 15°27'57.87" N, 87°51'21.81" O.

Este tramo presenta una longitud aproximada de 0.67 km. Desde la empacadora Corosal, la línea continua hacia Levante, ubicado en las coordenadas 15°27'35.95" N, 87°51'16.58" O, mediante un tramo adicional de aproximadamente 0.77 km. En consecuencia, la longitud total aproximada de esta derivación es de 1.44 km.

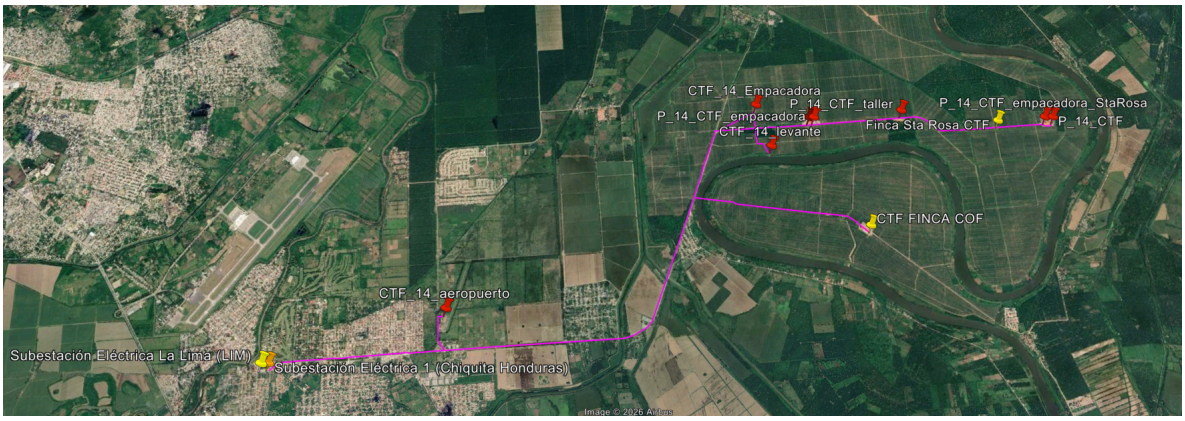


Imagen 4-6 Circuito privado de distribución en 14.4 kV propiedad de Chiquita Honduras Ltd.

4.6.4 Circuito privado de distribución en 24.4 kV

Desde la Subestación 2, donde se realiza la transformación del nivel de tensión de 69 kV a 24.4 kV, se identificaron, durante el levantamiento de campo, diversos circuitos y derivaciones de distribución en 24.4 kV destinados al suministro de las instalaciones productivas de Chiquita Honduras.

En conjunto, estos circuitos presentan una longitud aproximada de 15.09 km, a lo largo de los cuales se verificaron en campo un total de 130 estructuras. La configuración de los circuitos y sus respectivas derivaciones se muestra en la ***Imagen 4-7.***

A continuación, se describen los principales circuitos identificados y las instalaciones asociadas a cada uno.

4.6.4.1 Circuito hacia Indiana y finca Ceibita

El primer circuito de distribución en 24.4 kV parte de la Subestación 2 y presenta una longitud aproximada de 3.25 km. A lo largo de este circuito se identificaron tres centros de transformación principales: Indiana, ubicado en las coordenadas 15°30'1.02" N, 87°50'31.79" O; las bombas de riego de la finca Ceibita, ubicadas en las coordenadas 15°28'59.99" N, 87°50'29.38" O; y la empacadora de la finca Ceibita, ubicada en las coordenadas 15°28'45.15" N, 87°50'13.89" O.

4.6.4.2 Circuito hacia instalaciones productivas y Aeropuerto No. 2

Adicionalmente, desde la Subestación 2 se extiende un segundo circuito privado de distribución en 24.4 kV, con una longitud aproximada de 11 km, destinado al suministro de diversas instalaciones productivas de Chiquita Honduras. Como parte de este circuito se identificó un centro de transformación ubicado en las coordenadas 15°35'18.91" N, 87°48'59.98" O.

A lo largo del recorrido de este circuito también se encuentra el Aeropuerto No. 2 de Chiquita Honduras, ubicado en las coordenadas 15°34'28.34" N, 87°48'52.58" O, así como otros cuatro centros de transformación, destinados principalmente al suministro de instalaciones asociadas a sistemas de riego y empacadoras.

4.6.4.2.1 Derivación hacia empacadora

Como parte de la red de distribución en 24.4 kV, en las coordenadas 15°32'35.08" N, 87°49'35.52" O se identificó una derivación hacia una empacadora, ubicada en las coordenadas 15°32'17.86" N, 87°49'20.46" O. Esta derivación presenta una longitud aproximada de 0.74 km.

4.6.4.2.2 Derivación hacia centro de transformación para bombas de riego

Asimismo, en las coordenadas 15°32'38.31" N, 87°49'33.85" O se identificó otra derivación del circuito de 24.4 kV, destinada a alimentar un centro de transformación para bombas de riego, ubicado en las coordenadas 15°32'38.55" N, 87°49'31.63" O. La longitud aproximada de esta derivación es de 0.10 km.

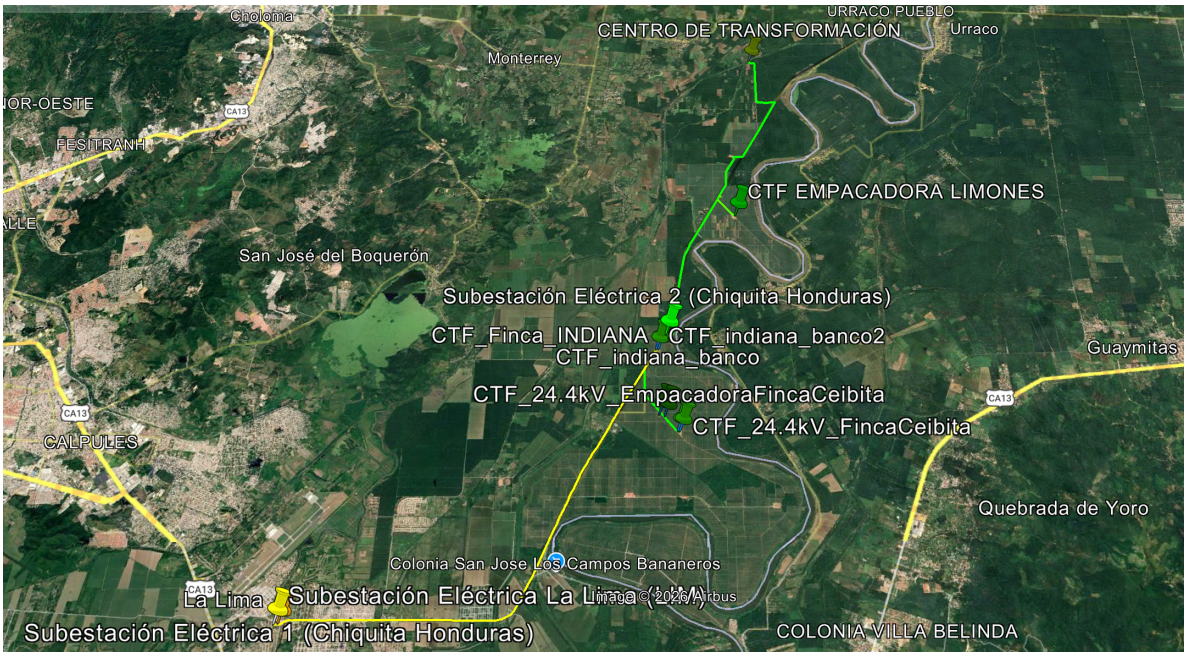


Imagen 4-7 Circuito privado de distribución en 24.4 kV propiedad de Chiquita Honduras Ltd.

4.6.5 Circuito privado de distribución en 2.4 kV

Desde la Subestación 1 se deriva un circuito privado de distribución que opera a un nivel de tensión de 2.4 kV, el cual se muestra en la ***Imagen 4-8***. Este circuito está destinado al suministro de las oficinas administrativas de Chiquita Honduras y del Hospital del Valle.

El circuito se extiende hasta un centro de transformación ubicado en las coordenadas 15°26'15.92" N, 87°55'23.76" O, y presenta una longitud aproximada de 0.26 km. A lo largo de este tramo se identificaron y verificaron en campo un total de 7 estructuras.

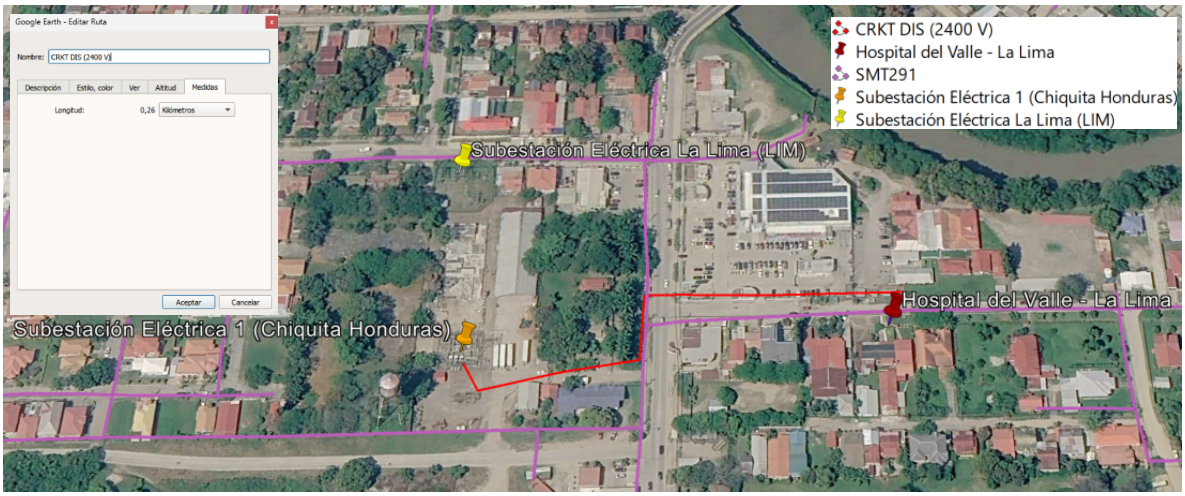


Imagen 4-8 Circuito privado de distribución de Chiquita Honduras Ltd. de 2.4 kV

4.6.5.1 Suministro eléctrico al Hospital del Valle

La institución médica privada denominada Hospital del Valle se encuentra ubicada en el sector de La Lima, departamento de Cortés, Honduras, y brinda servicios de atención médica a los colaboradores de Chiquita Honduras Company Ltd. La ubicación geográfica del Hospital del Valle corresponde a las coordenadas 15°26'16.38"N, 87°55'24.82"O y se muestran sus instalaciones en la ***Imagen 4-9.***

La infraestructura física y los recursos necesarios para la operación del hospital son proporcionados por Chiquita Honduras, incluyendo el suministro de los servicios básicos, entre ellos la energía eléctrica. No obstante, la prestación y administración de los servicios médicos se encuentra a cargo de un proveedor privado especializado.

Para el suministro eléctrico de estas instalaciones, Chiquita Honduras dispone de un medidor privado asociado al centro de transformación que alimenta al hospital, cuya instalación se muestra en la ***Imagen 4-10***

Esta modalidad de atención se mantiene desde hace varios años y surge como una alternativa para garantizar la atención médica de los colaboradores de Chiquita Honduras, considerando que en el municipio de La Lima no se dispone de instalaciones del Instituto Hondureño de Seguridad Social (IHSS) que permitan cubrir las necesidades de atención médica de sus empleados.



Imagen 4-9 Hospital del Valle, La Lima, Cortés, Honduras.



Imagen 4-10 Medidor del centro de transformación del circuito privado de distribución de Chiquita Honduras Ltd., a 2.4 kV, ubicado en las instalaciones del Hospital del Valle

4.6.6 Condiciones observadas en las estructuras de la línea L-411

Durante el levantamiento de campo se observaron diversas estructuras pertenecientes a la línea de transmisión L-411, de 69 kV, que cuentan con aisladores correspondientes a un nivel de tensión de 34.5 kV. Por lo anterior, el nivel de aislamiento observado no sería el adecuado para la tensión de operación de la línea. Esta condición reduce el margen de aislamiento e incrementa el riesgo de descargas disruptivas (flameos) y fallas a tierra, especialmente ante sobretensiones o condiciones ambientales adversas, pudiendo ocasionar interrupciones del servicio y afectar la continuidad del suministro. Esta situación fue observada en las estructuras ubicadas en las coordenadas 15°28'20.77" N, 87°51'27.87" O (***Imagen 4-11***); y 15°27'22.83" N, 87°51'53.70" O (***Imagen 4-12***).

Asimismo, durante la inspección se observó que la línea L-411 no cuenta con hilo de guarda. Según lo manifestado por el personal de Chiquita Honduras, esta configuración se mantiene desde la construcción de la línea. La ausencia de hilo de guarda reduce la protección de la línea frente a descargas atmosféricas, debido a que no se dispone de un elemento destinado a interceptar dichas descargas y conducir su corriente hacia tierra. Esta condición puede incrementar la exposición de los conductores de fase a sobretensiones de origen atmosférico y favorecer la ocurrencia de fallas y disparos de la línea.



Imagen 4-11 Estructura de la línea de transmisión L-411 de 69 kV con aisladores correspondientes a un nivel de tensión de 34.5 kV.



Imagen 4-12 Estructura compartida de 69 kV y 14.4 kV, con aisladores tipo pin en el nivel de 69 kV.

4.6.7 Falta de mantenimiento y presencia de vegetación

De acuerdo con lo manifestado por el personal de Chiquita Honduras, durante la temporada de invierno se realizan mantenimientos preventivos en las líneas primarias, mientras que, durante el verano, debido al incremento de la demanda, las actividades se concentran principalmente en mantenimientos correctivos. Durante el levantamiento de campo se identificó además presencia de vegetación en las proximidades de la infraestructura eléctrica, como se evidencia en la estructura de 24.4 kV ubicada en las coordenadas 15°29'43.69" N, 87°50'41.78" O, mostrada en la ***Imagen 4-13***. Esta condición debe ser considerada dentro de las actividades de mantenimiento, debido a que la proximidad de la vegetación a los conductores puede incrementar el riesgo de fallas eléctricas y afectaciones a la continuidad del servicio.



Imagen 4-13 Presencia de vegetación en la infraestructura de la línea de distribución de la empresa Chiquita Honduras

4.6.8 Interrupciones de la línea de transmisión L411

La empresa Chiquita Honduras Ltd. manifestó que actualmente existen deficiencias en las comunicaciones con el Centro Nacional de Despacho (CND). Según lo indicado, en algunas ocasiones el CND registra una falla en la línea de transmisión L-411, mientras que las instalaciones de Chiquita Honduras continúan con suministro eléctrico. Asimismo, cuando ocurre una interrupción y se pierde la comunicación con el CND, las maniobras de apertura y cierre del interruptor 42L11 de la Subestación La Lima son ejecutadas por personal técnico de Chiquita Honduras, siguiendo las instrucciones del CND.

Durante la inspección de campo, y en conjunto con personal de ENEE Transmisión, se revisaron los registros de eventos del relevador SEL-351A, asociado a la línea L-411 e instalado en la

Subestación La Lima, con el propósito de identificar los eventos de falla registrados, las fases involucradas y las operaciones de apertura del interruptor.

Como resultado de esta revisión, se identificaron 13 eventos de apertura asociados a la línea L-411 durante julio de 2026, de los cuales 10 correspondieron a aperturas de la fase B a tierra. El detalle de los eventos identificados se presenta en la ***Tabla 4-1***.

Fecha y Hora de Apertura	Fases Involucradas
07/03/2026 14:40:15	AG T
07/06/2026 10:11:56	CA T
07/07/2026 10:26:31	BG T
07/08/2026 11:12:28	BG T
07/08/2026 19:25:56	AGT
07/09/2026 02:25:08	BG T
07/10/2026 11:24:46	BG T
07/14/2026 13:26:27	BG T
07/16/2026 10:20:12	BG T
07/17/2026 18:19:35	BG T
07/18/2026 11:35:57	BG T
07/21/2026 03:15:10	BG T
07/25/2026 11:49:26	BG T

Tabla 4-1 Registros almacenados en el relevador asociado a la línea de Transmisión L411 para el mes de julio de 2026

4.7 CONCLUSIONES

De acuerdo con los resultados del análisis presentado, se concluye lo siguiente:

1. La inspección permitió realizar la identificación y caracterización de la infraestructura eléctrica asociada a la red privada de Chiquita Honduras Company Ltd., cuya extensión y configuración no se encontraban previamente identificadas. Como resultado del levantamiento realizado, fue posible determinar la extensión de la línea de transmisión L-411, así como identificar los circuitos de distribución asociados, las subestaciones que conforman la red y los principales puntos de suministro. Esta información constituye un insumo técnico fundamental para la evaluación integral de la infraestructura, el análisis de su configuración y la planificación de las acciones de mantenimiento y adecuación correspondientes.

2. La inspección permitió identificar diversas condiciones y deficiencias que requieren acciones de mantenimiento, adecuación y seguimiento técnico en la infraestructura eléctrica privada de Chiquita Honduras Company Ltd. Entre las principales condiciones observadas se encuentran deficiencias en elementos de aislamiento, ausencia de hilo de guarda en la línea de transmisión L-411, falta de mantenimiento de la vegetación en las proximidades de la infraestructura y la existencia de múltiples derivaciones asociadas a la red, las cuales pueden propiciar desbalances de carga. En este sentido, la configuración observada evidencia la necesidad de evaluar el seccionamiento de los circuitos y la coordinación de los dispositivos de protección, de manera que se mejore la confiabilidad de la red y se limite la afectación ante la ocurrencia de fallas.
3. Se identificaron deficiencias en las comunicaciones y coordinación operativa asociadas a la línea L-411 y al Centro Nacional de Despacho (CND), situación que requiere ser evaluada y corregida debido a la importancia de contar con mecanismos adecuados de comunicación y coordinación para la operación y el restablecimiento del servicio ante eventos en la red.
4. La revisión de la configuración de la red y de los puntos de suministro asociados a la línea de transmisión L-411 permitió identificar aspectos que requieren especial atención desde el punto de vista técnico y regulatorio. En particular, se constató la existencia del Hospital del Valle La Lima, instalación adyacente al complejo operativo de Chiquita Honduras Company Ltd., el cual presta servicios médico-asistenciales de carácter exclusivo en favor de dicha empresa, según lo manifestado por sus representantes, extremo que, a la fecha, no ha sido corroborado mediante soporte documental. Asimismo, se constató que el suministro eléctrico del hospital se realiza a través de la red alimentada por la línea de transmisión L-411, mediante la transformación a un nivel de distribución de 2,400 V en la Subestación 1.

4.8 RECOMENDACIONES

De acuerdo con los resultados del análisis presentado se recomienda lo siguiente:

1. Se recomienda a la Secretaría General proceder con la emisión de un requerimiento formal de información a dicha empresa, de conformidad con las facultades conferidas a la CREE mediante el artículo 8 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), el cual establece la obligación de los usuarios regulados de proporcionar a la CREE la información que esta

requiera para el ejercicio de sus funciones de supervisión de la operación y continuidad del servicio público de energía eléctrica.

Asimismo, se deberá hacer del conocimiento de la empresa que la CREE está obligada a guardar el secreto respecto de aquella información que tenga carácter confidencial. Para estos efectos, las empresas y usuarios regulados deberán identificar expresamente la información que consideren confidencial y señalar el fundamento legal que sustente dicha clasificación, de conformidad con las disposiciones aplicables.

2. Desarrollar mesas de trabajo interinstitucionales con participación de la CREE, ENEE Transmisión y ENEE Distribución, para compartir y discutir los hallazgos de las inspecciones realizadas, identificar las condiciones técnicas y operativas que requieren atención y emitir las observaciones correspondientes, orientadas a la mejora de la calidad del servicio y a la regularización de la línea L-411, con el fin de orientar a Chiquita Honduras en la definición e implementación de las medidas necesarias para mejorar las condiciones técnicas, operativas y de seguridad de la línea.

4.9 MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2026)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Solicitar documentación que sustente la relación administrativa, contractual y legal entre Chiquita Honduras Company Ltd. y el Hospital del Valle La Lima, así como los perfiles de demanda de los nueve (9) medidores correspondientes a julio.	Documento	Requerimiento	Semana 42	En proceso.
2	Coordinar mesas de trabajo interinstitucionales para analizar los hallazgos de la inspección, dar seguimiento a los compromisos y verificar la implementación de medidas correctivas asociadas a la línea L-411.	Documento	Informe	Semana 42	En proceso.

CERTIFICACIÓN DE INFORME "P12-PF03 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO"

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-PF03 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO"** se compone de **118 páginas,** las cuales forman parte integra del mismo, otorgándole la validez legal correspondiente con firma electrónica avanzada, certificando y garantizando la autenticidad, integridad y no repudio del documento, en cumplimiento con lo establecido en el artículo 3, numeral 2 y 4, así como el artículo 6 de la Ley sobre Firmas Electrónicas (Decreto No. 149-2013), asegurando que el contenido del presente informe no ha sido alterado desde su firma y que la identidad del firmante ha sido debidamente verificada a través del Proveedor de Servicios de Certificación de Firma Electrónica de la CREE ***"HONDUCERT S.A. SUB CA"*** autorizado por la Dirección General de Propiedad Intelectual del Instituto de la Propiedad.

En fe de lo anterior, firmo y sello digitalmente este documento en la Ciudad de Tegucigalpa M. D. C., a los 02 días del mes de octubre del año 2026.



Juan Jose
Perez
Alvarez

