

2025-TRIMESTRE IV

INFORME TRIMESTRAL DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO



Dirección de
Fiscalización

DICIEMBRE 2025

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO.....	4
INFORME SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	10
INFORME SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	37
INFORME SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN EN SISTEMAS AISLADOS	58

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
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

RESUMEN EJECUTIVO

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) es responsable de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de la normativa vigente, con el objetivo de garantizar la confiabilidad, continuidad y calidad del servicio eléctrico suministrado a los usuarios. En seguimiento a este mandato y en cumplimiento de lo establecido en el Plan Operativo Anual de la institución para el año 2025, en particular, en relación con el producto final 03 del Programa 12, la Dirección de Fiscalización ha elaborado el presente documento. Su propósito es presentar los resultados de supervisión del cumplimiento de los indicadores de calidad, en particular aquellos asociados a la calidad técnica del servicio o confiabilidad, conforme a las disposiciones establecidas en la Norma Técnica de Calidad de Transmisión (NT-CT) y la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD).

SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El presente informe tiene como propósito fiscalizar la calidad técnica del servicio de transmisión en el periodo de control enero–noviembre de 2025, a través del cálculo y análisis de los indicadores de Duración Total de Indisponibilidades (DIF) y Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF), en comparación con el mismo periodo del año 2024.

Los resultados muestran un deterioro en varias líneas de transmisión que se presentan fuera de las tolerancias anuales establecidas en la Norma Técnica de Calidad de Transmisión (NT-CT). Persisten líneas críticas que superan los límites de tolerancia en los niveles de tensión de 230 kV, 138 kV y 69 kV, reflejando la necesidad de reforzar las acciones de mejora en el sistema.

A pesar de las diferencias entre los reportes del CND y ENEE Transmisión, ambos conjuntos de datos son valiosos porque coinciden al señalar las mismas líneas con deterioro o mejora, sin embargo, al no ser coincidentes los datos proporcionados por ambas empresas, se subraya la importancia de homologar la transferencia de datos y unificar el reporte de ambas empresas con el fin de asegurar un análisis objetivo y confiable.

En conclusión, se requiere fortalecer la supervisión, unificación de reporte de información y la ejecución de proyectos de mejora que garanticen el cumplimiento pleno de la NT-CT.

SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO EN EL SISTEMA DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

De acuerdo con las disposiciones establecidas en la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD), fueron calculados los indicadores de calidad del servicio SAIFI (Frecuencia media de interruptor por usuario) y SAIDI (Tiempo medio de interrupción por usuario) a partir de los registros de mantenimientos y maniobras proporcionados por la ENEE. En el primer semestre del año 2025, los indicadores de confiabilidad SAIFI de **36.48** y SAIDI de **64.2**; en los meses pertenecientes al segundo semestre hasta el corte de este informe (julio - noviembre), la sumatoria del SAIFI fue de **45.81** y del SAIDI fue de **87.47** tiempo medio de interrupción por usuario, en la **Gráfica 1** y **Gráfica 2** se puede observar.

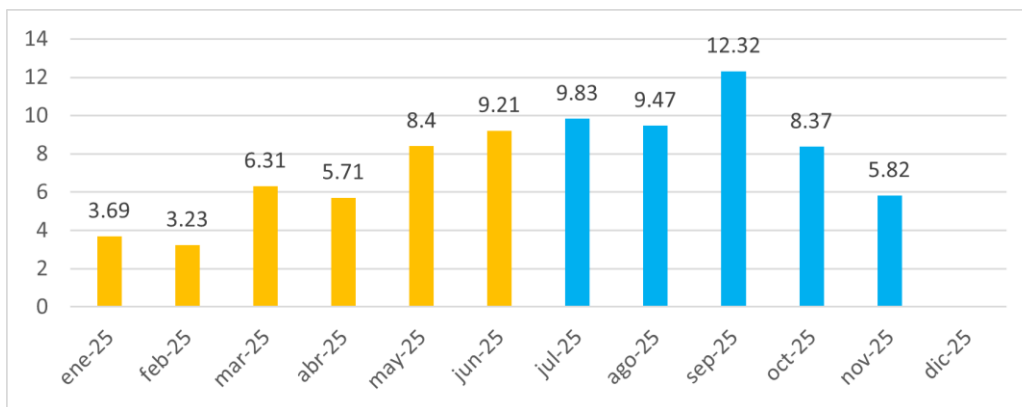


Gráfico 1 SAIFI historio desde enero hasta noviembre 2025

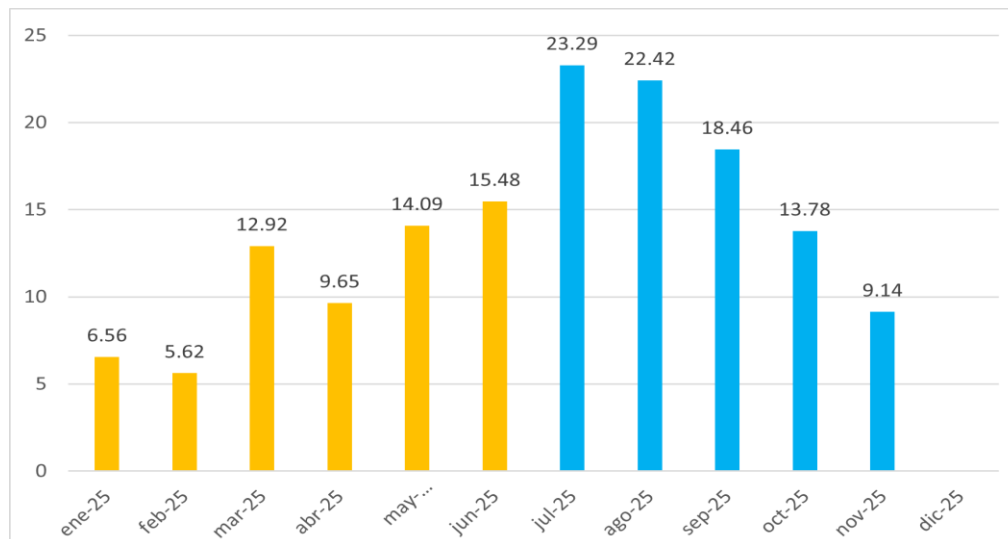


Gráfico 2 SAIDI histórico desde enero hasta noviembre 2025

SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO EN SISTEMAS AISLADOS

Durante el presente trimestre la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) continuó las acciones de supervisión y verificación regulatoria en los sistemas aislados con el objetivo de garantizar la continuidad y calidad del servicio eléctrico conforme a lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) y la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD).

Dado que los operadores de los sistemas aislados (RECO Y UPCO) se encuentran en proceso de cumplir con su obligación de completar la vinculación usuario–red, la evaluación de la continuidad del servicio actualmente se realiza mediante los indicadores ASIDI y ASIFI, los cuales se calculan en función de la capacidad instalada de cada sistema. Durante el año 2025, la CREE analizó información y elaboró informes trimestrales de desempeño, verificando el cumplimiento de los parámetros regulatorios.

Asimismo, se han brindado recomendaciones a lo largo del año sobre la aplicación de las metodologías regulatorias en materia de calidad del servicio, asegurando que las empresas operadoras de sistemas aislados adopten procesos consistentes con el marco regulatorio vigente. Estas acciones permiten fortalecer la confiabilidad del suministro en zonas no interconectadas, proteger los derechos de los usuarios y promover la mejora continua del servicio en los territorios atendidos por sistemas aislados.

SEGUIMIENTO DEL INFORME TRIMESTRAL III 2025

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) mediante la Dirección de Fiscalización vela por el cumplimiento de las disposiciones de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) y las demás normativas del sector eléctrico nacional. En continuación con la operación y evaluación del cumplimiento de las normativas de calidad de transmisión, distribución y operación del sistema, se actualiza la matriz de seguimiento a las actividades planteadas en el trimestre III.

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana, año)	Estado (Pendiente en proceso, finalizado)
1	Requerimiento de información de los mantenimientos y maniobras desde julio del 2025 hasta agosto de 2025	Acción	Oficio CREE-342-2025	Semana 38, 2025	Finalizado
2	Requerimiento de información de los mantenimientos y maniobras desde mayo del 2025 hasta junio de 2025	Acción	Oficio CREE-276-2025	Semana 39, 2025	Finalizado
3	Requerimiento de los registros de información de las indisponibilidades de julio, septiembre, octubre, noviembre de 2025 a la Gerencia de Transmisión.	Documento	Oficio	Semana 41, 2025	Finalizado
5	Requerimiento de revisión de la Norma Técnica de Calidad de Transmisión	Documento	Oficio	Semana 43, 2025	Pendiente
6	Solicitar reunión con la Empresa Transmisora para estandarizar codificaciones y mejorar estipular formatos para la información requerida	Visita, documento	Visita	Semana 45, 2025	Finalizado
7	Subsanar y trabajar en la base de datos de RECO.	Documento	Oficio	Semana 47, 2025	Finalizado
8	Reunión de seguimiento para retroalimentación sobre la información de BDR (RECO y UPCO).	Reunión	Datos BDR	Semana 45, 2025	Pendiente

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana, año)	Estado (Pendiente en proceso, finalizado)
9	Seguimiento en la vinculación usuario–red para permitir el cálculo de SAIFI y SAIDI conforme a la norma técnica (RECO y UPCO).	Reunión	Documento	Semana 45, 2025	Pendiente



SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



DICIEMBRE 2025



INFORME SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

OBJETIVO

Fiscalizar la calidad técnica del servicio de transmisión mediante el análisis de los indicadores de indisponibilidad forzada (DIF y TIF) en las líneas del sistema de transmisión, comparando los resultados de los periodos comprendidos entre enero-noviembre de 2024 y 2025, a fin de verificar el cumplimiento de la NT-CT y contribuir a la mejora continua del servicio.

OBJETIVO ESPECIFICO

1. Analizar y comparar los indicadores de Duración Total de Indisponibilidad Forzada (DIF) y Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF) de las líneas de transmisión en los periodos de control de enero-noviembre de 2024 y 2025, identificando tendencias y comportamientos relevantes.
2. Detectar las líneas de transmisión que se encuentran fuera de las tolerancias establecidas en la NT-CT, diferenciando entre aquellas que han mostrado mejoras y aquellas que presentan deterioros en la calidad técnica del servicio.
3. Evaluar la consistencia de la información proporcionada por la Gerencia de Transmisión y el Centro Nacional de Despacho (CND), con el fin de garantizar la confiabilidad de los datos empleados para la fiscalización y proponer acciones de mejora en los procesos de intercambio de información.

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 las Empresas Transmisoras y los Participantes, a las tolerancias de los indicadores de calidad establecidos en la norma.

- i. Actualizar cada 6 meses e informar a la CREE el Listado de los Participantes conectados al sistema de transmisión, indicando su localización y características operativas más importantes.
 - ii. Pagar el importe de las sanciones y/o multas que la CREE le imponga, dentro de los primeros 7 días del mes siguiente.
 - iii. Para a los Participantes las indemnizaciones, según esta norma, durante el mes siguiente del Periodo de Control correspondiente.
- f. Establece en el Artículo 13, que las obligaciones de los 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
- a. 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.

ANTECEDENTES

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

Informes de Fallas por parte del Centro Nacional de Despacho (CND)

El Centro Nacional de Despacho (CND), en su calidad de Operador del Sistema, es el encargado de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de generación y transmisión al mínimo costo para el conjunto de operación del mercado eléctrico. Así mismo, el CND es encargado de otorgar el derecho de acceso a la red de transmisión con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios, según lo establecido en el artículo 9, literal E, de la Ley General de la Industria Eléctrica. Dentro de las responsabilidades del CND está la publicación de informes de fallas diarios en su página web oficial. Los informes de fallas muestran las fallas ocurridas para la división de Distribución en zona norte, sur, y litoral atlántico; también, contiene la información de fallas en el departamento de Transmisión en zona centro sur, y litoral atlántico. Los informes de fallas contienen la información de las fallas que se presentaron durante el día por nombre de dispositivo, la zona en donde ocurrió la indisponibilidad, la subestación, el interruptor del dispositivo, la carga, el relevador operado, la hora de apertura y cierre de la falla, y el tiempo que estuvo fuera, y por último la causa de la indisponibilidad. Las causas se presentan en el informe como aperturas por fallas temporales, aperturas para ejecutar ordenes de operación, aperturas según plan de desconexión, aperturas por mantenimientos, entre otros tipos de indisponibilidades en las distintas zonas.

Base de datos Indisponibilidad Forzada ENEE Transmisión

La Dirección de Fiscalización, mediante reunión sostenida en las instalaciones de la CREE con la Gerencia de Transmisión de la ENEE, acordó la transferencia de información de las maniobras operativas con el objetivo de realizar la evaluación de los indicadores de confiabilidad. Se estableció que esta información será entregada a la CREE a los 10 días de cada mes. El informe muestra las indisponibilidades registradas de manera mensual, catalogadas según su tipo (forzadas o mantenimiento) y clasificadas según la causa y nivel de tensión.

PROCEDIMIENTO

En el siguiente apartado se describe el procedimiento para la evaluación de los indicadores de confiabilidad para el sistema de transmisión.

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:

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

Donde:

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

$IF_j L_i$ = 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:

$$DTIFL_i = \sum_{j=1}^n DIF_j L_i$$

Donde:

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

$DIF_j L_i$ = Es la duración de la indisponibilidad forzada j de la línea i .

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**.

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

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

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 2**.

Nivel de Tensión kV	Tolerancia de la Duración para cada Línea (Minutos por Año)
230	180
138	300
69	300

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

Los indicadores, según los establece la norma, deberán de analizarse por medio de un sistema de medición y control de la calidad que la empresa transmisora tiene la obligación de incorporar; sin embargo, todavía no se cuenta con el sistema anteriormente descrito, y para finalidad del análisis se utilizan los informes de falla diarios que publica el Centro Nacional de Despacho (CND), y la información de maniobras enviada mensualmente por la Gerencia de Transmisión de la ENEE.

Los informes de fallas que el CND publica en su página web, se descargan para poder analizar el contenido. Previo a obtener resultados se corrige y depura toda la información que se encuentre en formatos incorrectos o que muestre inconsistencias. Toda aquella información que se identifique que muestra inconsistencias no se tomara en cuenta al momento de realizar el cálculo de los indicadores de confiabilidad. Asimismo, se realiza el mismo procedimiento para la información que se recibe por parte de la Gerencia de transmisión, a excepción que todos los hallazgos que se identifiquen se comunican con el personal encargado para que realice las acciones correctivas necesarias.

Para el análisis de la información proveniente de ENEE Transmisión existen los siguientes criterios adicionales sobre los indicadores,

1. Si la apertura y cierre de la línea tiene una duración ≥ 0 , el recuento de la frecuencia se mantendrá igual a excepción de la duración la cual tendrá un valor de 0.
2. Si la información presenta inconsistencia o no se presenta, no se tomará en cuenta para el cálculo de los indicadores hasta que se corrija la información.

Los informes procesados se cargan a una base de datos para una mejor visualización y análisis en la aplicación de Microsoft Power BI. Luego se comparan los resultados obtenidos de la información proveniente de ambas entidades y se sigue el procedimiento para el cálculo de los indicadores, establecido en la NT-CT.

RESULTADOS

Como producto del proceso del cálculo de los indicadores de confiabilidad se obtuvieron los siguientes resultados:

Evaluación comparativa de indicadores de confiabilidad 2024 vs 2025 (enero–noviembre), con base en reportes diarios de fallas del CND e información proporcionada por la Gerencia de Transmisión ENEE.

Se procederá al cálculo de los índices de calidad técnica del servicio asociados a la indisponibilidad forzada de las líneas del sistema de transmisión, clasificándolos según el nivel de tensión (69 kV, 138 kV y 230 kV). El análisis considerará únicamente las interrupciones forzadas registradas hasta noviembre de 2025, y los resultados obtenidos serán comparados con los correspondientes al mismo periodo del año 2024, a fin de evaluar la evolución del desempeño del sistema.

Este análisis se realizó para la totalidad de las líneas del sistema de transmisión; sin embargo, en este informe se destacan únicamente las líneas más representativas del análisis.

Calidad técnica del servicio de las líneas de transmisión conectadas en 230 kV

Se presenta la comparación de las indisponibilidades forzadas en las líneas de transmisión, con el objetivo de evaluar la calidad técnica del servicio. Para ello, se analizan los indicadores de Duración Total de Indisponibilidad Forzada (DIF) y de Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF) en el nivel de tensión de 230 kV como se observa en el **Gráfico 3** para los datos de ENEE y en el **Gráfico 4** para los datos del CND.

- Frecuencia de interrupciones: 2.
- Duración de indisponibilidad: 180 minutos.

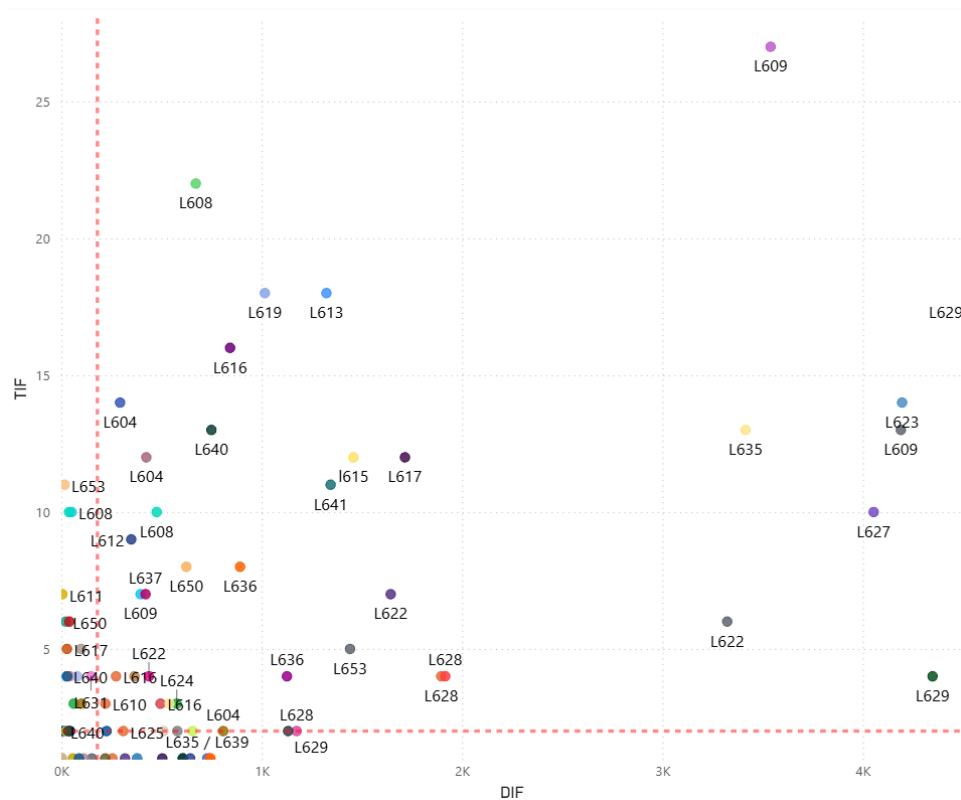


Gráfico 3 Dispersión TIF y DIF de las líneas de transmisión conectadas en 230 kV según datos de ENEE (Fuente: CREE).

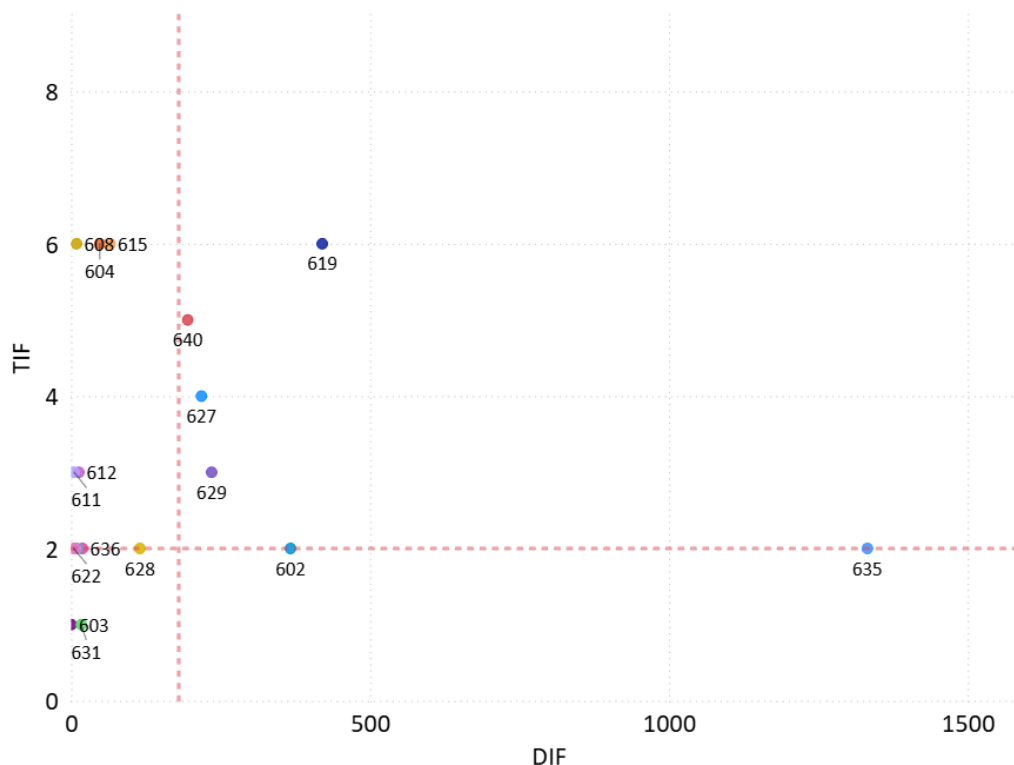


Gráfico 4 Dispersión TIF y DIF de las líneas de transmisión conectadas en 230 kV según datos del CND (Fuente: CREE).

El análisis comparativo de los periodos enero-noviembre de 2024 contra el mismo período de 2025, donde se incluyen los datos consolidados hasta el cierre del último trimestre (septiembre, octubre y noviembre de 2025) revela una tendencia de incremento en la indisponibilidad de ciertas líneas clave.

Se observó un aumento notable en las indisponibilidades de las líneas L608 Cajón-Amarateca, Patuca III-Juticalpa II L650 y Santa Lucia-Pavana L615 como se ilustra en el **Gráfico 5**, según la información proporcionada por CND. Estas líneas ya se encontraban fuera de los límites de tolerancia establecidos con los datos hasta finales de agosto, pero han agravado significativamente su situación con la inclusión de la información más reciente. La línea más afectada es la Santa Lucia-Pavana L615, cuya duración acumulada de indisponibilidad pasó de 531 minutos registrados en agosto a 1,458 minutos en noviembre, lo que representa un aumento de más del doble.

En contraste, un grupo de líneas logró mantener su desempeño dentro de los límites de tolerancia, destacando la estabilidad operacional de la Prados-León (Nicaragua) L617, Nueva Nacaome - El Salvador L640, Santa Lucia-Los Prados L637 y La Vegona-Progreso L602, entre otras. Asimismo, se observa una mejora en la línea Cajón-Amarateca L608 en comparación al 2024.

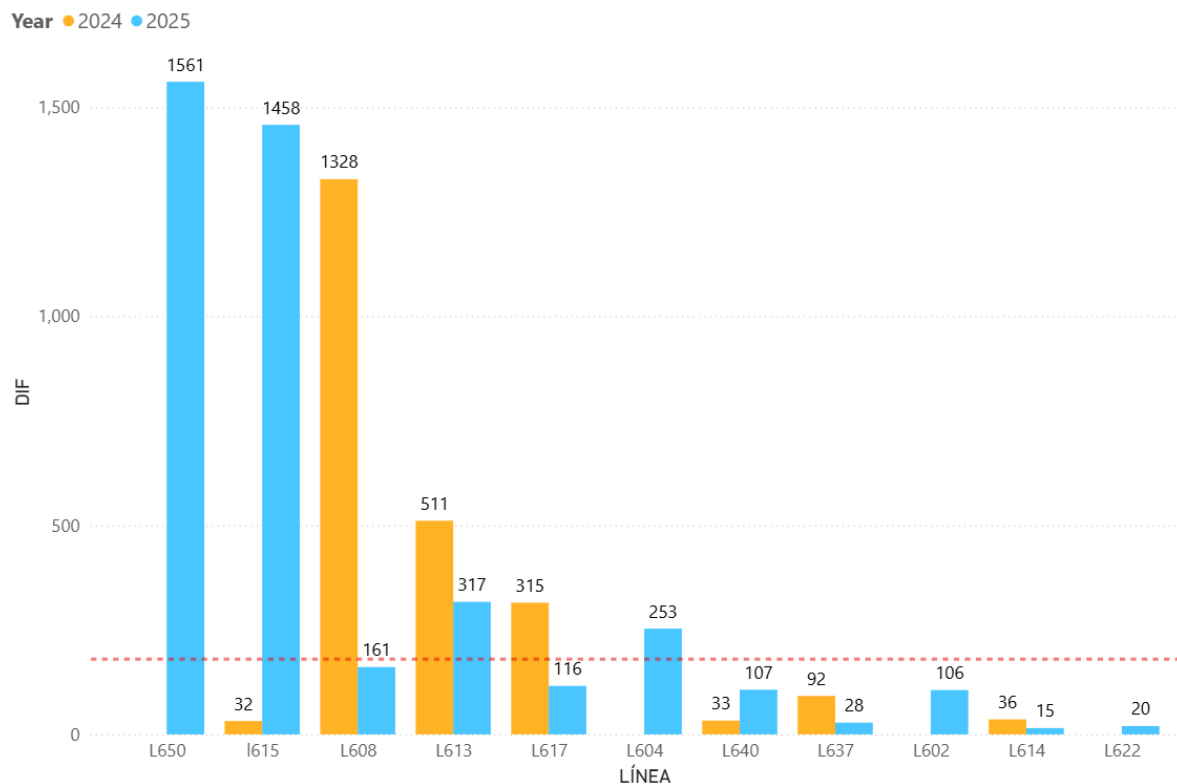


Gráfico 5 DIF de las líneas de transmisión conectadas en 230 kV de enero-noviembre 2024 vs. 2025 según datos del CND (Fuente: CREE).

La **Gráfico 6** evidencia un incremento general en la frecuencia de interrupciones durante el periodo de análisis. Particularmente, destaca la situación de la línea L602 La Vegona-Progreso. A pesar de que esta línea se encontraba dentro de las tolerancias establecidas por la NT-CT al mes de agosto, los datos consolidados del último trimestre la sitúan fuera del límite establecido, indicando un deterioro reciente en su desempeño operativo.

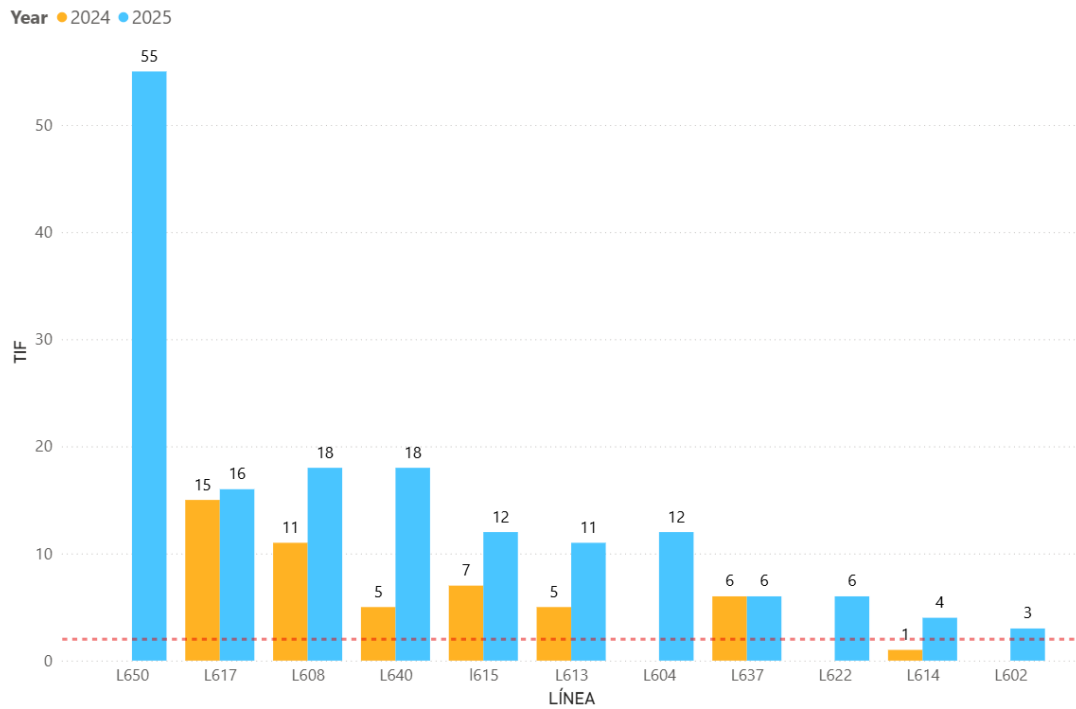


Gráfico 6 TIF de las líneas de transmisión conectadas en 230 kV de enero-noviembre 2024 vs 2025 según datos del CND (Fuente: CREE).

Los datos proporcionados por ENEE Transmisión mostrados en el **Gráfico 7** confirman la tendencia general de incremento en las indisponibilidades. Este análisis corrobora un notable deterioro en la calidad de la línea Prados-León (Nicaragua) L617, cuya frecuencia de interrupciones aumentó drásticamente de 3 a 14 eventos, y su duración acumulada se elevó de 273 minutos a 379 minutos.

Adicionalmente, se identificó un grupo de líneas que superaron las tolerancias de frecuencia para este último trimestre, a pesar de encontrarse dentro de los límites establecidos en el mes de agosto. Este grupo incluye las líneas Toncontín-Aguas Calientes L611, Suyapa-Amarateca L612 y Suyapa-Cerro de Hula L614.

Finalmente, se registró que la línea de Nueva Nacaome-El Salvador L640 ha experimentado un incremento en la duración de indisponibilidad, pasando de 158 minutos a 203 minutos. Sin embargo, a pesar de este aumento, Nueva Nacaome-El Salvador L640 se mantiene aún dentro de los parámetros de tolerancia establecidos para la duración.

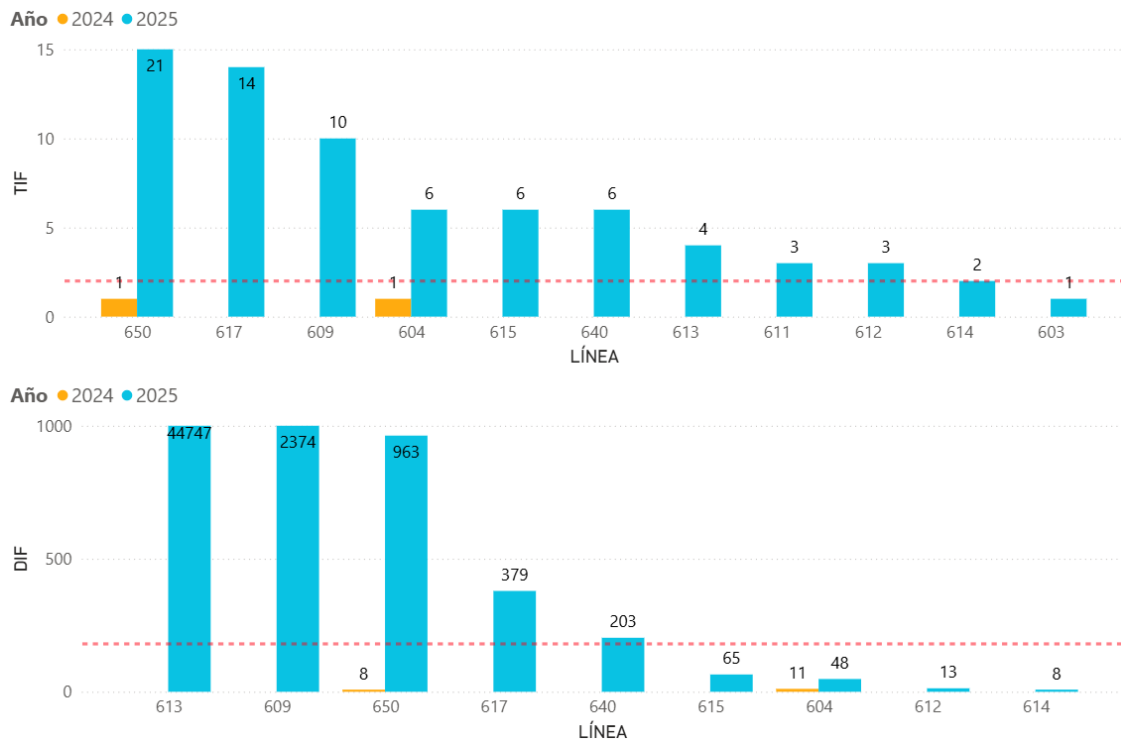


Gráfico 7 TIF y DIF de las líneas de transmisión conectadas en 230 kV de enero-noviembre 2024 vs. 2025 según datos de ENEE
(Fuente: CREE).

Calidad técnica del servicio de las líneas de transmisión conectadas en 138 kV

Se presenta la comparación de las indisponibilidades forzadas en las líneas de transmisión, con el objetivo de evaluar la calidad técnica del servicio. Para ello, se analizan los indicadores de Duración Total de las Indisponibilidad Forzada (DIF) y de Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF) en el nivel de tensión de 138 kV como se observa en el **Gráfico 8** para los datos de ENEE y en el **Gráfico 9** para los datos del CND.



Para las líneas de 138 kV, la NT-CT establece las siguientes tolerancias anuales para indisponibilidades forzadas:

- Frecuencia de interrupciones: 3.
- Duración de indisponibilidad: 300 minutos.

Se observa en el **Gráfico 10** y **Gráfico 11** *¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.* que, al cierre de noviembre de 2025, varias líneas ya han superado las tolerancias anuales de calidad técnica del servicio, incluyendo Río Nance-Merendón L562, La Ensenada-Reguleto L539, Tela-Ceiba Térmica L516 y La Puerta-San Pedro Sula L505.

El deterioro más significativo se registra en la línea Río Nance-Merendón L562 que es la línea con más indisponibilidades teniendo 2053 minutos fuera de servicio en comparación al 2024 que solo presentó 24 minutos de indisponibilidad. La línea La Ensenada-Reguleto L539. A la fecha de agosto, esta línea ya se encontraba fuera de norma con una duración de 350 minutos y una frecuencia de 9. Para noviembre, el incumplimiento se ha agravado sustancialmente, alcanzando una frecuencia de 12 y una duración de 1,723 minutos.

Asimismo, otras líneas que estaban en cumplimiento en agosto han alcanzado o excedido las tolerancias en el último trimestre:

- La línea Tela-Ceiba Térmica L516 se mantuvo dentro del límite de duración en agosto registrando 123 minutos, pero ahora se encuentra fuera de la norma con 650min de indisponibilidad.
- La línea Naco-Brassavola L589 ha rebasado las tolerancias tanto de duración como de frecuencia, presentando valores de 5 eventos y 317 minutos, cuando en agosto aún se mantenía en cumplimiento.

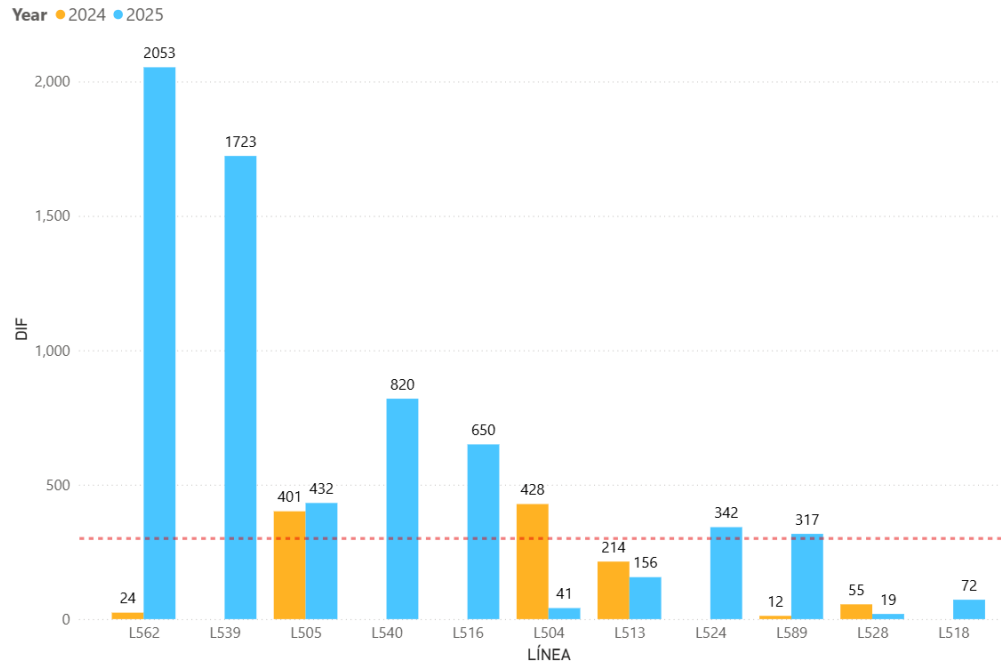


Gráfico 10 DIF de las líneas de transmisión conectadas en 138 kV de enero-noviembre 2024 vs. 2025 según datos del CND (Fuente: CREE).

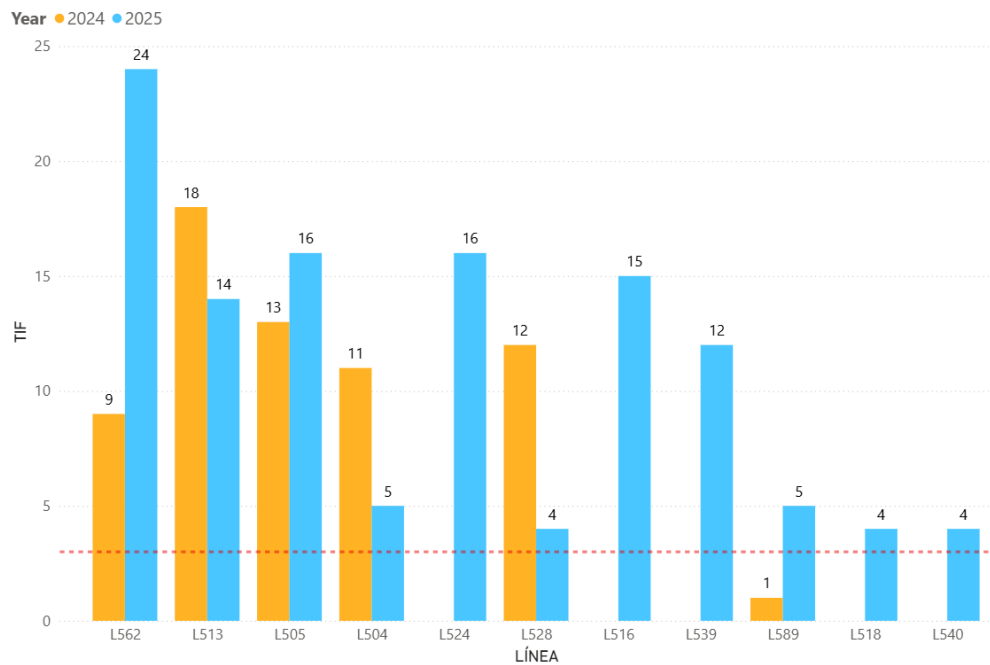


Gráfico 11 TIF de las líneas de transmisión conectadas en 138 kV de enero-noviembre 2024 vs. 2025 según datos del CND (Fuente: CREE).

La información detallada en el **Gráfico 12**, proporcionada por ENEE Transmisión, confirma el deterioro operacional que se ha manifestado en las líneas de transmisión. Específicamente, se corrobora el incremento notable de indisponibilidades en las líneas de Naco-Brassavola L589 y Tela-Ceiba Térmica L516, ambas previamente consideradas dentro de las tolerancias establecidas por la NT-CT.

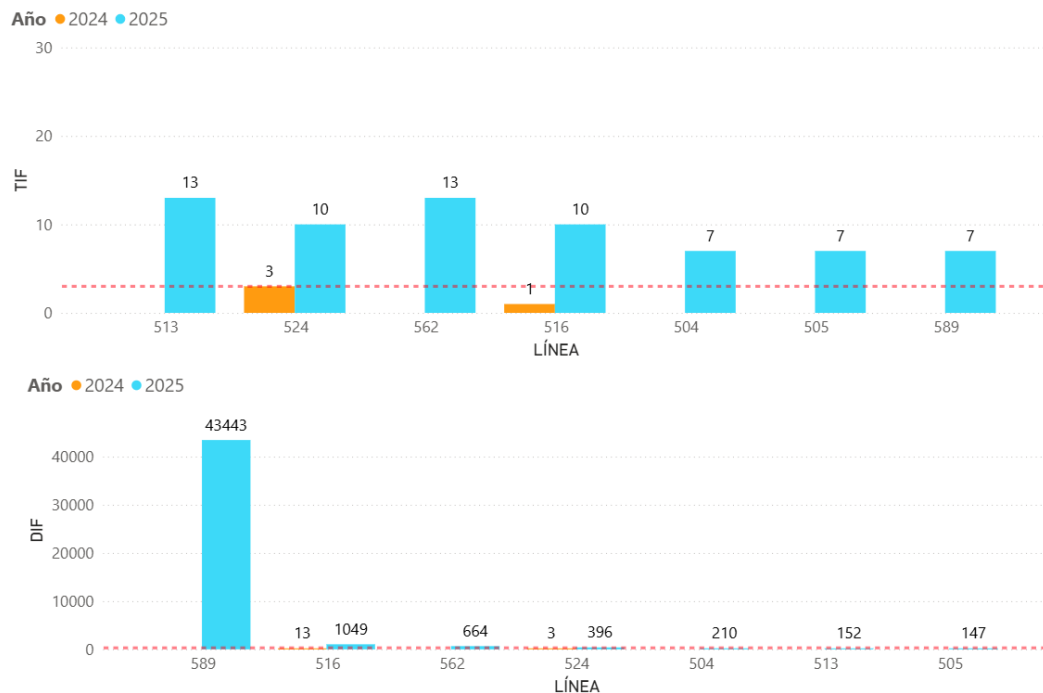


Gráfico 12 TIF y DIF de las líneas de transmisión conectadas en 138 kV de enero-noviembre 2024 vs. 2025 según datos de ENEE
(Fuente: CREE).

Calidad técnica del servicio de las líneas de transmisión conectadas en 69 kV

Se presenta la comparación de las indisponibilidades forzadas en las líneas de transmisión, con el objetivo de evaluar la calidad técnica del servicio. Para ello, se analizan los indicadores de Duración Total de Indisponibilidad Forzada (DIF) y de Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF) en el nivel de tensión de 69 kV como se observa en el **Gráfico 13** para los datos de ENEE y en el **Gráfico 14** para los datos del CND.

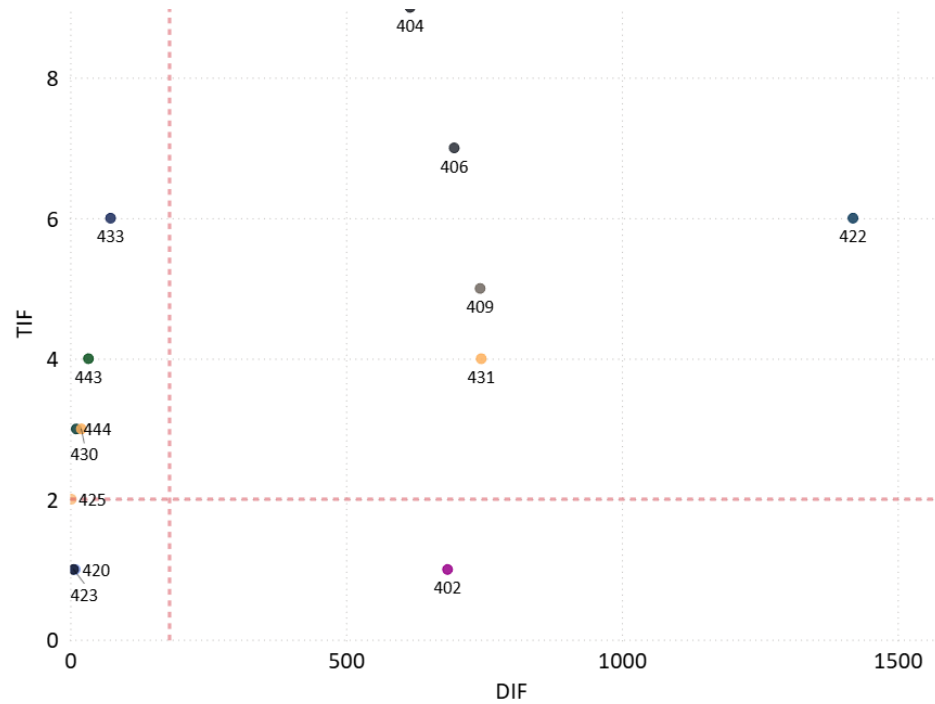


Gráfico 13 Dispersión TIF y DIF de las líneas de transmisión conectadas en 69 kV según datos de ENEE (Fuente: CREE).

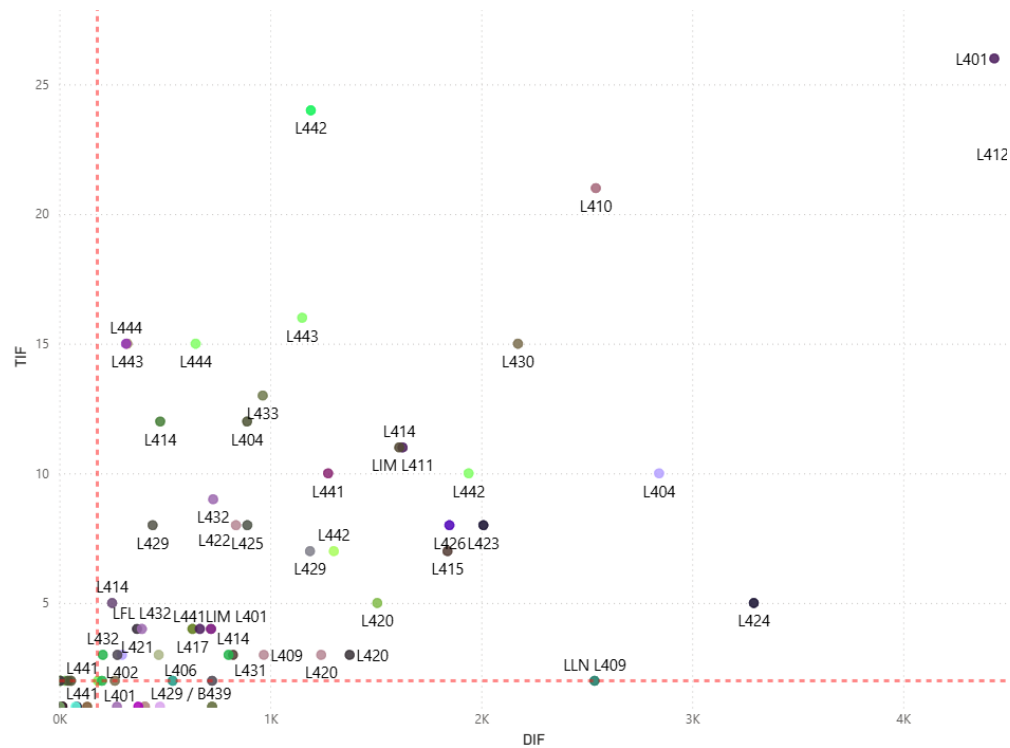


Gráfico 14 Dispersión TIF y DIF de las líneas de transmisión conectadas en 69 kV según datos de CND (Fuente: CREE).

Para las líneas de 69 kV, la NT-CT establece las siguientes tolerancias anuales para indisponibilidades forzadas:

- Frecuencia de interrupciones: 3.
- Duración de indisponibilidad: 300 minutos.

Las líneas de 69 kV son las que presentan mayor duración y frecuencia de indisponibilidades en el sistema de transmisión.

Como se detalla en los **Gráfico 15** y **Gráfico 16***Error! No se encuentra el origen de la referencia.*, el incremento de la duración y la frecuencia de las indisponibilidades es notable. Particularmente, la línea Alsthom-Bermejo L404 exhibe el deterioro más crítico a la fecha de agosto: Presentaba una frecuencia de 14 eventos y una duración de 1,217 minutos. Al incorporar noviembre: Las cifras se disparan a una frecuencia de 34 eventos y una duración total de 7,708 minutos, lo que representa un aumento extremo en un solo trimestre.

Adicionalmente, se observa un incremento significativo en las indisponibilidades de las líneas Tela-La Lima L411, Juticalpa-Guaimaca L442, La Lima-Cahsa L401 y Juticalpa-Catacamas L443, lo que subraya un patrón general de vulnerabilidad en la red de 69 kV.

El **Gráfico 17** con la información proporcionada por ENEE Transmisión corrobora el incremento excesivo de las indisponibilidades de la línea Tela-La Lima L411, además muestra líneas que en su reporte a la fecha de agosto se encontraban dentro de las tolerancias establecidas en la NT-CT, pero al mes de noviembre ya han superado dichas tolerancias como las líneas Suyapa-El Zamorano L422, Las Flores-El Níspero L431, Suyapa-La Leona L409 y Santa Fe-La Leona L406.

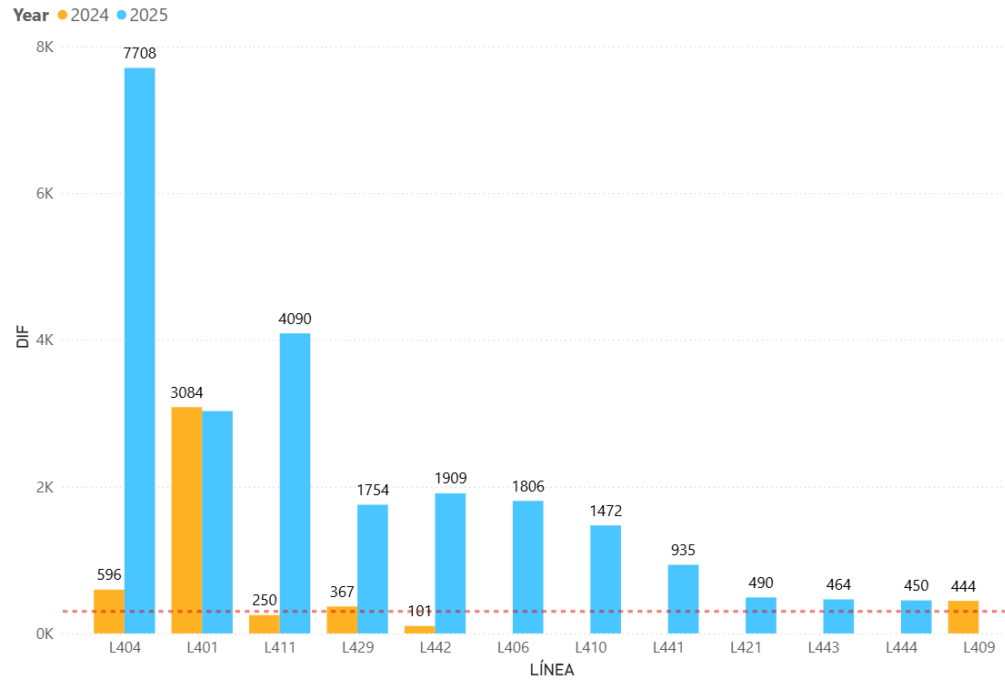


Gráfico 15 DIF de las líneas de transmisión conectadas en 69 kV de enero-noviembre 2024 vs. 2025 según datos del CND (Fuente: CREE).

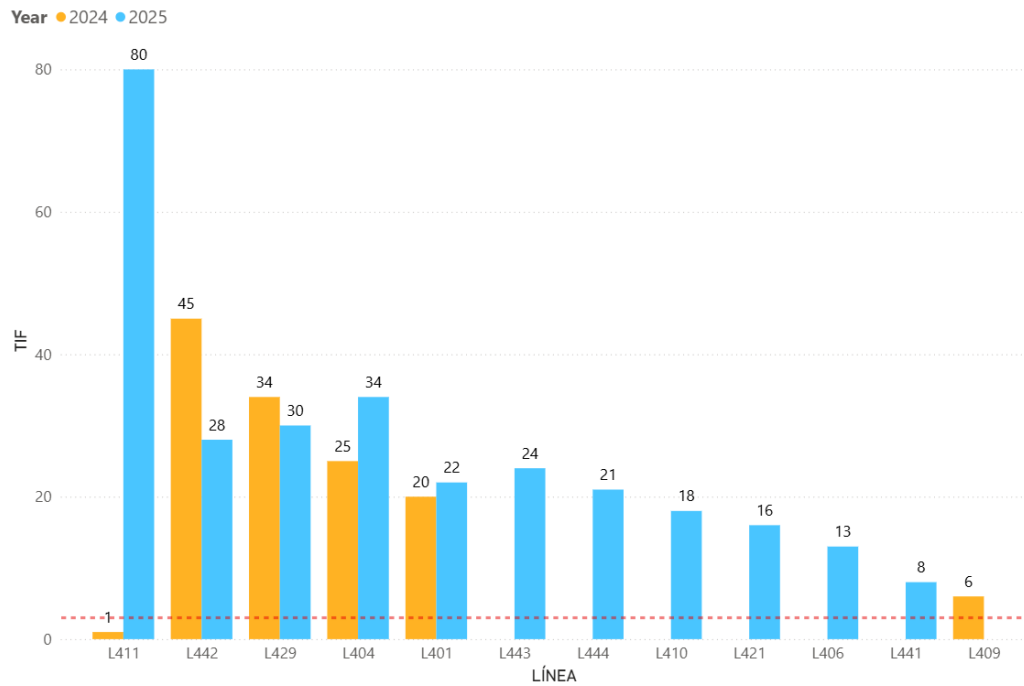


Gráfico 16 TIF de las líneas de transmisión conectadas en 69 kV de enero-noviembre 2024 vs. 2025 según datos del CND (Fuente: CREE).

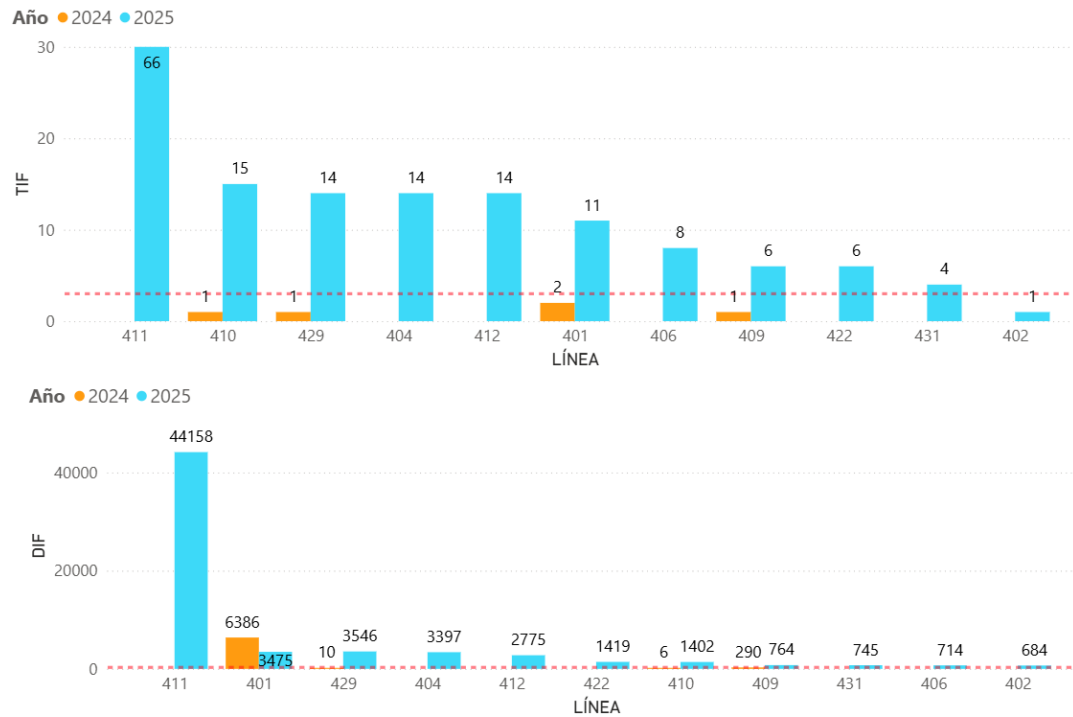


Gráfico 17 TIF y DIF de las líneas de transmisión conectadas en 69 kV de enero-noviembre 2024 vs. 2025 según datos de ENEE
(Fuente: CREE).

Revisión conjunta de clasificación de eventos entre CND, CREE y ENEE (Transmisión y Distribución)

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en su ejercicio de fiscalizador, ha identificado inconsistencias significativas en los reportes de indisponibilidad del Sistema de Transmisión. Actualmente, existen discrepancias entre los datos presentados por ENEE Transmisión y el Centro Nacional de Despacho (CND), quienes reportan volúmenes distintos de eventos y aplican criterios de clasificación divergentes.

Unificación de Criterios y Formatos

Para solventar estas diferencias, se han llevado a cabo tres mesas de trabajo con el objetivo de unificar un formato de reporte conjunto. Bajo este nuevo esquema, ambas entidades trabajarán coordinadamente para presentar un informe único de indisponibilidades, alineado estrictamente con los requerimientos de la Norma Técnica de Calidad de la Transmisión (NT-CT).

A partir del análisis histórico de los registros de 2024 y 2025, se ha acordado la siguiente clasificación de

fallas según su causa:

No.	Clasificación de indisponibilidades según su causa
1	Equipo de protección.
2	Equipo de subestaciones.
3	Condiciones atmosféricas.
4	Línea de distribución.
5	Planta de generación.
6	Ramas sobre la línea.
7	Sobrecarga.
8	Error humano.
9	Terceros.
10	Daños en estructuras.
11	Desconocidas.

Tabla 3 Clasificación de indisponibilidades del sistema de transmisión según su causa.

Impacto al Usuario y Atribución de Responsabilidad

La indisponibilidad de un equipo no siempre se traduce en una interrupción del servicio al consumidor final. Por ello, ENEE Transmisión deberá especificar en cada reporte si el evento afectó a los usuarios y, de ser así, cuantificar el número de afectados.

Asimismo, considerando que las fallas pueden originarse en distintos puntos del sistema eléctrico y que ENEE Distribución iniciará la implementación de los "senderos de calidad técnica del servicio", es fundamental identificar el origen exacto del evento. Por lo tanto, cada indisponibilidad será atribuida claramente a su fuente: ***Distribución, Transmisión o Generación.***

Clasificación de Mantenimientos e Indisponibilidades

El nuevo formato integrará las tipologías establecidas en la Norma Técnica de Mantenimiento y la NT-CT:

- **Tipos de Indisponibilidad:** Forzadas, mantenimientos, por fuerza mayor o caso fortuito
- **Tipos de Mantenimiento:** Mayores, menores, programados, de emergencia y forzados.

Esta información complementará los datos técnicos ya proporcionados: elemento, nivel de tensión, zona afectada, subestación, nomenclatura del interruptor, carga, relevador y descripción detallada del evento.

Diagnóstico de "Causas Desconocidas" y Mapeo de Relevadores

Al analizar los datos históricos, se detectó una alta incidencia de "causas desconocidas". Tras una investigación conjunta con el CND y ENEE Transmisión, se identificó que el problema radica en que diversos relevadores no están mapeados en el sistema.

Aunque el relevador físico funciona correctamente, recibe el pulso y activa la alarma de indisponibilidad, la señal no está registrada en el software de control (SCADA). Como consecuencia, el sistema no puede identificar ni nombrar el evento. Ante este hallazgo, la CREE ha solicitado un listado detallado de todos los dispositivos en esta condición y ha establecido un compromiso formal para su actualización progresiva a medida que sean intervenidos.

CONCLUSIONES

1. El análisis de los indicadores TIF (Tasa de Indisponibilidad Forzada) y DIF (Duración Total de Indisponibilidad Forzada) confirma un incremento sostenido en las indisponibilidades durante el último periodo, resultando en que múltiples líneas previamente en cumplimiento han superado las tolerancias anuales establecidas. Un hallazgo crítico es que las líneas más afectadas, como Patuca III-Juticalpa II L650, Toncontín-Aguas Calientes L611, Santa Lucia-Pavana L615, Naco-Brassavola L589, La Ensenada-Reguleto L539 y Alsthom-Bermejo L404, entre otras, no solo rebasaron los límites, sino que lo hicieron por un margen sustancial. Esta situación evidencia la necesidad imperante de identificar y abordar las causas raíz de estas deficiencias. Es crucial implementar acciones de mantenimiento específicas, que incluyan desde la optimización de la coordinación de protecciones y el reemplazo de equipos obsoletos, hasta la ejecución rigurosa de mantenimientos preventivos dirigidos a disminuir de manera efectiva estos altos índices.

- En el ámbito de la gestión y la calidad de la información, se están llevando a cabo esfuerzos fundamentales para mejorar la confiabilidad de los datos. Actualmente, se está avanzando en la elaboración de un listado detallado de equipos que presentan problemas de comunicación, lo cual facilitará la trazabilidad de las indisponibilidades que actualmente se catalogan con causa desconocida. Complementariamente, se está desarrollando un formato conjunto y unificado de reporte que permitirá al CND y a ENEE Transmisión emitir un único informe mensual de indisponibilidades. Esta estandarización es esencial para mejorar la consistencia de la información y asegurar la confiabilidad futura en el cálculo de los indicadores TIF y DIF

RECOMENDACIONES

- Intervención Prioritaria en Líneas Críticas:** Se recomienda a la ENEE, realizar un plan de mantenimiento correctivo y preventivo de alta prioridad en las líneas con el mayor incumplimiento (L650, L539, L404, etc.) para abordar las causas raíz (coordinación de protecciones, obsolescencia de equipos) y revertir la tendencia de deterioro.
- Consolidación Regulatoria de la Data:** Finalizar la implementación del formato conjunto de reporte (CND y ENEE Transmisión) para garantizar la uniformidad y confiabilidad de los datos de indisponibilidad utilizados en el cálculo de los indicadores TIF y DIF.
- Restablecimiento de Comunicación de Equipos:** Se recomienda a ENEE priorizar el saneamiento del inventario de equipos de protección (relevadores) para restablecer su comunicación. Esto es crucial para eliminar las indisponibilidades de causa desconocida y reducir drásticamente la duración de las fallas.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana, 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Identificación de líneas y equipos que no son propiedad de ENEE para que se les pueda dar mantenimiento y evitar que estas afecten la estabilidad del sistema.	Reuniones, Informe.	Oficio.	17 de diciembre 2025.	Finalizado.
2	Identificación de equipos (relevadores) que no cuentan con comunicación, es decir, que están en funcionamiento, pero sin señal de	Reuniones, Informe.	Oficio.	17 de diciembre 2025.	Finalizado.

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana, 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
	alarma. Con el fin de mejorar la comunicación, disminuir la duración de interrupciones e identificar la causa correctamente.				
4	Crear un formato unificado de reporte para que la información de CND y ENEE se complemente y puedan presentar un reporte de indisponibilidades confiable en conjunto.	Reuniones, Informe.	Oficios, reuniones de verificación.	17 de diciembre de 2025.	Finalizado.
5	Fiscalización de mantenimiento a relevadores sin mapeo en el SCADA.	Informe.	Oficios, reuniones, visitas técnicas.	Marzo 2026	Pendiente.
6	Revisión de la Norma Técnica de Calidad de Transmisión	Informe	Oficio.	Febrero 2026	En Proceso.

SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



DICIEMBRE 2025

INFORME SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

OBJETIVO

El presente documento tiene como objetivo dar a conocer los resultados de la supervisión de los índices de confiabilidad de la red de distribución operada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica en su calidad de Empresa Distribuidora que opera en el Sistema Interconectado Nacional y la evaluación de los indicadores de la calidad.

Objetivos específicos

1. Evaluar los índices de confiabilidad del sistema de distribución durante el cuarto trimestre del año 2025 y compararlo con los resultados de estos mismos indicadores de meses anteriores, utilizando la información de mantenimientos y maniobras por la ENEE.
2. Determinar el comportamiento de las causas de las interrupciones y la periodicidad dentro de la base de datos donde se calcula los indicadores.
3. Identificar las oportunidades de mejora en el sistema de distribución, considerando lo descrito en la NT-CD.

ANTECEDENTES

La información utilizada en el presente informe describe la metodología que se desarrolló para la aplicabilidad de la Norma Técnica de Calidad del Servicio, se describe el proceso para los cálculos de los indicadores y los eventos ocurridos en el trimestre IV del año 2025.

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

Requerimientos trimestrales para la solicitud de información

Se realizaron requerimientos de información de los mantenimientos y maniobras correspondientes a los períodos febrero 2025 – abril 2025, mayo 2025 – junio 2025, julio de 2025 – agosto de 2025 y septiembre de 2025 – noviembre de 2025.

Esta información se solicitó a la Gerencia de Distribución de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica

(ENEE) mediante el oficio No. CREE-202-2025 para el período febrero de 2025 – abril de 2025, oficio No. CREE-276-2025 para el período mayo de 2025 – junio de 2025, oficio No. CREE-342-2025 para el período julio de 2025 - agosto 2025 y oficio No. CREE-628-2025 para los meses de septiembre hasta noviembre.

Trimestre I 2025

En el trimestre uno del 2025, se logró realizar una reunión con ENEE-UTCD con el objetivo principal de definir criterios en cuanto a la clasificación de las causas de las interrupciones ocurridas en el sistema de distribución. Tras analizar estas causas en los reportes recibidos, se logró identificar el porcentaje predominante de las causas de las interrupciones en todo el sistema. Asimismo, los indicadores de calidad correspondientes al primer trimestre de 2025 se calcularon utilizando los registros de mantenimientos y maniobras realizados entre diciembre de 2024 y enero de 2025, solicitados mediante oficio CREE-061-2025.

Trimestre II 2025

En el trimestre dos del 2025, fueron solicitados los registros de los mantenimientos desde febrero del 2025 hasta abril del 2025 mediante oficio CREE-202-2025 para realizar el cálculo de los indicadores correspondientes al segundo trimestre.

Trimestre III 2025

Para los cálculos correspondientes al trimestre tres se solicitaron los registros desde mayo de 2025 hasta junio de 2025 con el número de oficio CREE-276-2025 y desde julio de 2025 hasta agosto 2025 mediante oficio CREE-342-2025.

Trimestre IV 2025

Para los cálculos correspondiente al trimestre cuatro se solicitaron los registros desde septiembre de 2025 hasta noviembre de 2025 con el número de oficio CREE-628-2025. Como dato importante, la solicitud de información del mes de diciembre se realizará a inicios del año 2026, y se adjuntará con la información que corresponda al trimestre uno de ese mismo año.

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.
 - a. Define en su artículo 1 la Distribución como el transporte de la energía desde la red eléctrica de alta tensión hasta las instalaciones de los consumidores finales, y las redes de distribución están formadas por instalaciones de tensión inferior a sesenta mil voltios más los transformadores y equipos asociados para conectarlas a la red de transmisión.
 - b. 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.
 - c. 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 distribución cuya situación o desempeño amenace afectar la continuidad o seguridad del servicio.
 - d. Establece en su artículo 15 literal k lo siguiente:
 - i. Que, salvo caso fortuito o fuerza mayor, cuando se produzcan interrupciones u otras desviaciones de la calidad del servicio con respecto a las normas aplicables, la empresa distribuidora deberá indemnizar a los usuarios afectados.
 - 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.

2. Que la Norma Técnica de Calidad de Distribución, en el acuerdo CREE-50-2021 publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” en fecha 14 de noviembre de 2017, con el único fin de revocar el literal b. del Resolutivo A), mediante el cual se aprobó la Norma Técnica de Calidad de Distribución, por la tanto establece lo siguiente:
 - a. En el título III, capítulo 1, en el artículo 45, establece que para efectos del cálculo de los índices establecidos en esta Norma Técnica se consideran todas las interrupciones, sean estas de origen externo o interno a la red de distribución, a excepción de las que tengan una duración menor o igual a tres (3) minutos.
 - b. También establece que los índices de calidad técnica del servicio deberán ser evaluados según la densidad de carga determinada para cada usuario.
 - c. De igual forma para la evaluación de los índices de calidad técnica del servicio las empresas distribuidoras deben contar con los sistemas informáticos establecidos en el presente Norma Técnica, de forma que se posibilite el registro de cada una de las interrupciones, su duración y los Usuarios afectados.

PROCEDIMIENTO

A continuación, se brinda el procedimiento para la evaluación de indicadores de confiabilidad.

Evaluación de la calidad técnica del producto y servicio según la NT-CD

El cálculo de los indicadores de calidad en el sistema se realizó según la información que se gestionó por medio de requerimientos desde enero hasta noviembre de 2025 realizados mediante oficios. De esta forma, se reunió la información correspondiente de forma semestral. Con respecto al semestre dos, se reunió la información correspondiente a cinco de seis meses.

Proceso de evaluación según la normativa de la calidad del servicio

La calidad técnica del servicio se evaluó en función de la continuidad del servicio de energía eléctrica que se les brinda a los usuarios, los cuales están asociados a cada equipo. Para efecto del cálculo de los índices establecidos, la normativa considera todas las interrupciones registradas mayores a (3) minutos. De igual forma, se evaluaron y se calcularon las interrupciones cuyo origen sea clasificado como caso fortuito o fuerza mayor, las cuales tienen que ser comprobadas. Asimismo, se tiene registro de todas las interrupciones que fueron ocurridas en días de evento mayores según lo establece la Norma Técnica de Calidad de Distribución, para efectos de la evaluación de las incidencias en un periodo determinado, las cuales están asociadas a su hora de inicio y de final. La norma técnica de calidad de distribución define dos tipos de indicadores para la calidad técnica del servicio: indicadores globales e indicadores individuales. En este informe se exponen los indicadores globales. Los indicadores que se definen en la norma como los índices globales de confiabilidad son:

- Frecuencia media de interrupción por usuario (SAIFI)
- Tiempo medio de interrupción por usuario (SAIDI)

El análisis de los indicadores de calidad técnica del servicio para el sistema de distribución conectado al SIN se determinó y analizó en periodos de control semestrales continuos. Para efectos de análisis, se comparan los indicadores del año 2024 con los del año 2025. Para esto se tomó en cuenta la información de los dos semestres del año 2024, del primer semestre del año 2025 y cinco de seis meses del segundo semestre del año 2025.

Se requirió información de todos los mantenimientos y maniobras como se mencionó en los antecedentes. Esta información fue procesada en hojas de cálculo y posteriormente fue evaluada y comparada. La información recibida se detalla a continuación:

- Código del equipo
- Tipo de equipo
- Fecha y hora de apertura y cierre de los mantenimientos y maniobras
- Causa de los mantenimientos y maniobras
- El origen (especificando si fue en distribución o transmisión)

- El número de usuarios afectados

La información requerida tuvo como objetivo determinar los índices y verificar el cumplimiento que establece la Norma Técnica de Calidad de Distribución, especialmente en la calidad técnica del servicio. En virtud de esto, se explicará el procedimiento y análisis de la información realizada.

Análisis de la información

El proceso del análisis de la información se centra en la revisión de la información recibida la cual contiene los campos enlistados. La información es depurada y trasladada a la base de cálculos elaboradas, para que con los datos recibidos se pueda obtener el resultado de los indicadores SAIFI y SAIDI para los períodos correspondientes.

- Equipo (Se especifica el Interruptor y reconectadores)
- Descripción (El lugar donde está ubicado el equipo)
- Circuito (Se especifica la línea a la que pertenece el interruptor y reconectadores)
- Región (Describe la región a la que pertenece el circuito)
- Equipos aguas arriba (Se especifica el equipo aguas arriba del interruptor y reconectadores)
- Usuarios afectados en el 2023 (Datos dados por la ENEE)
- Usuarios afectados en el 2024 (Datos dados por la ENEE)
- Usuarios afectados en el 2025 (Datos dados por la ENEE)

Evaluación de los indicadores con base en la Normativa Técnica de Calidad de Distribución

La evaluación se realizó en base a niveles de tolerancias establecidas para los índices de calidad técnica del servicio en densidad de carga baja tanto para SAIFI como para SAIDI de acuerdo con lo establecido en la NT-CD. El cálculo de los índices SAIFI Y SAIDI se realizó utilizando las fórmulas presentadas en la NT-CD, con base en la información presentada por la ENEE y la base de datos elaborada por la Dirección de Fiscalización. De acuerdo con los datos que se corroboraron, se obtuvieron valores para poder comparar el total entre cada base de datos.

Las fórmulas utilizadas para el análisis son las siguientes:

$$SAIFI_a = \frac{\sum_i^n U_{a,i}}{UT_a}$$

Donde:

$U_{a,i}$ = Número de Usuario conectados en el alimentador a afectados por la interrupción i .

UT_a = Número de Usuario conectados en el alimentador a al final del periodo de control.

n = Número de interrupciones al final del periodo de control para cada zona de distribución típica.

$$SAIDI_a = \frac{\sum_i^n U_{a,i} \times T_i}{UT_a}$$

Donde:

$U_{a,i}$ = Número de Usuario conectados en el alimentador a afectados por la interrupción i .

T_i = Duración de la interrupción i (h).

UT_a = Número de Usuario conectados en el alimentador a al final del periodo de control.

n = Número de interrupciones al final del periodo de control para cada zona de distribución típica.

Se consideró no incluir los días en los que no se reportaron interrupciones o aquellos con tiempo de interrupción igual a cero. El SAIDI diario del sistema (SAIDI_{sist}) se calcula mediante la expresión siguiente:

$$SAIDI_{sist} = \frac{\sum_i^n U_i \times T_i}{UT_{sist}}$$

U_i = Numero de usuario afectados por la interrupción i .

T_i = Duración de la interrupción i (h).

UT_{sist} = Numero de Usuario conectados en el sistema.

n = Numero de interrupciones al final del periodo de control para cada zona de distribución típica.

En la **Imagen 1** se presenta la estructura del procedimiento para la evaluación de los indicadores de calidad técnica del servicio, según lo establece la NT-CD

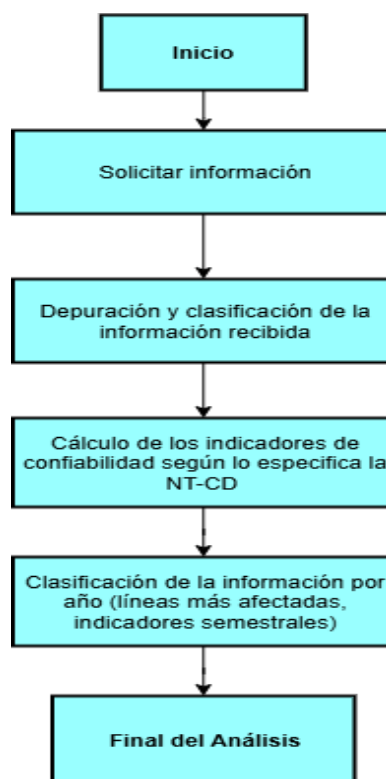


Imagen 1 Diagrama de flujo de proceso de análisis de indicadores de confiabilidad en distribución (fuente: propia)

En la **Tabla 4** se presentan las tolerancias establecidas para los indicadores de calidad técnica del servicio tomando a consideración la cantidad y duración de interrupciones por usuarios en media tensión.

Indicador	Unidad	Densidad de carga alta	Densidad de carga media	Densidad de carga baja
<i>FIU_{MT}</i>	Cantidad de interrupción por usuario conectado en media tensión por semestre	4	5	6

Indicador	Unidad	Densidad de carga alta	Densidad de carga media	Densidad de carga baja
FIU_{BT}	Cantidad de interrupción por usuario conectado en baja tensión por semestre	6	6	8
TIU_{MT}	Duración en horas de interrupción por usuario conectados en media tensión por semestre	8	10	10
TIU_{BT}	Duración en horas de interrupción por usuario conectados en baja tensión por semestre	10	12	12

Tabla 4 Tolerancias establecida para índices de calidad técnica del servicio (Fuente: NT-CD)

RESULTADOS

Como producto del proceso de análisis, se obtuvieron los resultados presentados en este informe. Se realizó la evaluación de la confiabilidad del sistema partiendo de los registros de mantenimientos y maniobras realizadas por ENEE Distribución, donde se detalla el circuito, la causa del mantenimiento o la maniobra que se realizó y el número de usuarios afectados.

Análisis de los indicadores de confiabilidad de la calidad técnica del servicio en el año 2025

En el año 2025, en el semestre uno, el SAIFI fue de **36.48**, y el SAIDI fue de **64.2**. En el semestre dos, registra un SAIFI de **45.81** y un SAIDI de **87.47**

En el **Gráfico 18** y **Gráfico 19** se observa la evolución mensual desde enero de 2025 hasta noviembre de 2025 para ambos indicadores, se observa que, en los meses de julio, agosto, septiembre los indicadores sobrepasan de manera muy notable ambos resultados.

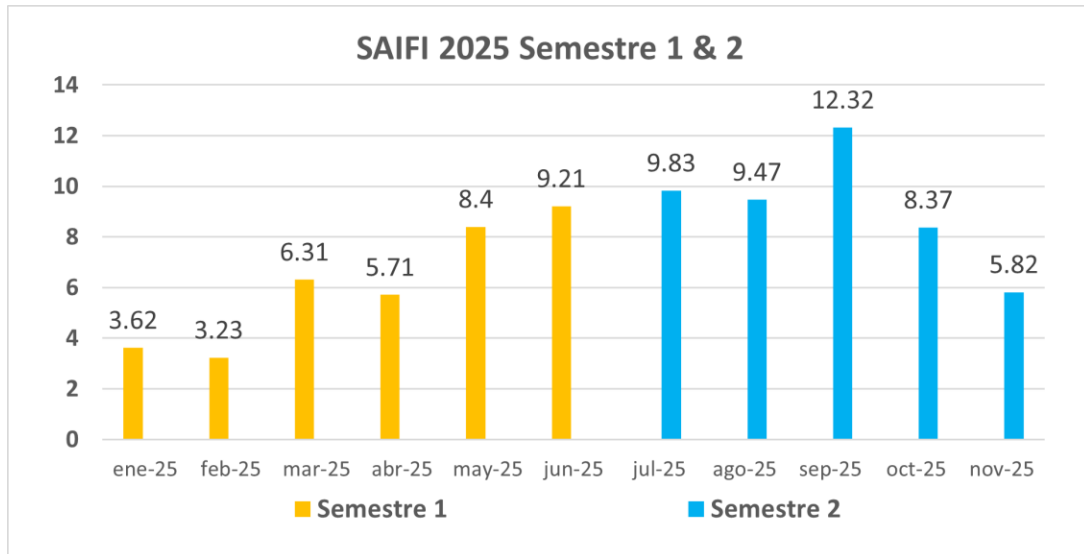


Gráfico 18 SAIFI enero 2025 – noviembre 2025

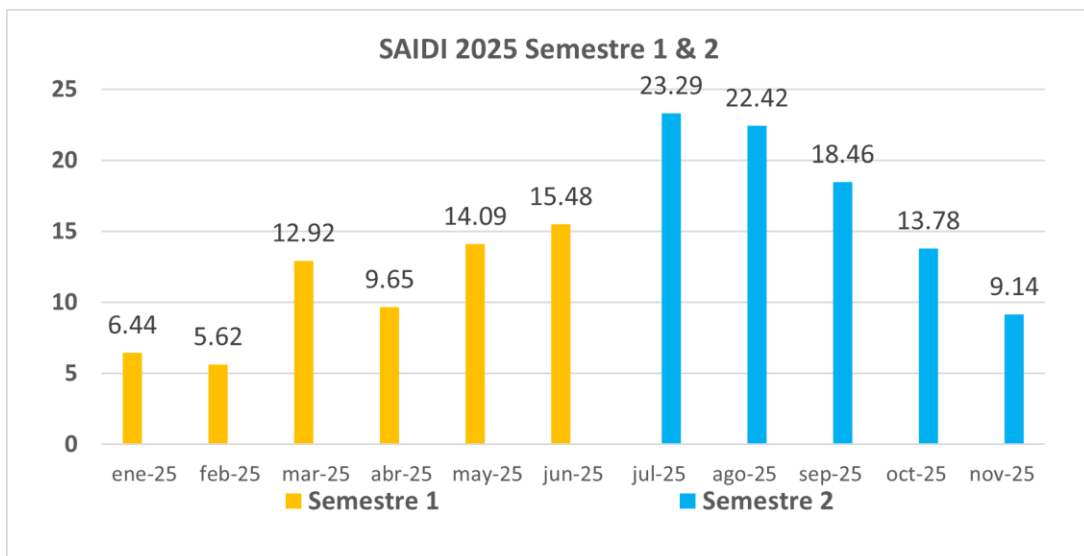


Gráfico 19 SAIDI enero 2025 – noviembre 2025

Evaluación del SAIFI y SAIDI en los circuitos más afectados

Dentro de la sección de anexos se podrá encontrar una gráfica de dispersión del comportamiento de todos los circuitos que sobrepasan los niveles máximos establecidos para zonas con densidad de carga baja establecidos en la NT-CD para el SAIDI y SAIFI, detallados por regiones del territorio nacional y para períodos de control semestrales.

En 2025, desde enero hasta noviembre, se encontró que dentro de los circuitos analizados solamente 8 circuitos cumplían con el nivel de tolerancia en el caso del indicador SAIFI y 13 circuitos en el caso del SAIDI.

En el **Gráfico 20** y **Gráfico 21** se reflejan ocho de los circuitos que incumplen con los niveles de tolerancias establecidos en el periodo correspondiente desde enero hasta noviembre, los circuitos sobrepasan ambos indicadores en ambos semestres. Estos circuitos tuvieron un mayor número de interrupciones tanto en frecuencia media como en duración media, las gráficas de los circuitos modelados a continuación reflejan un mayor indicador del SAIDI y SAIFI en el año 2025 por sistema.

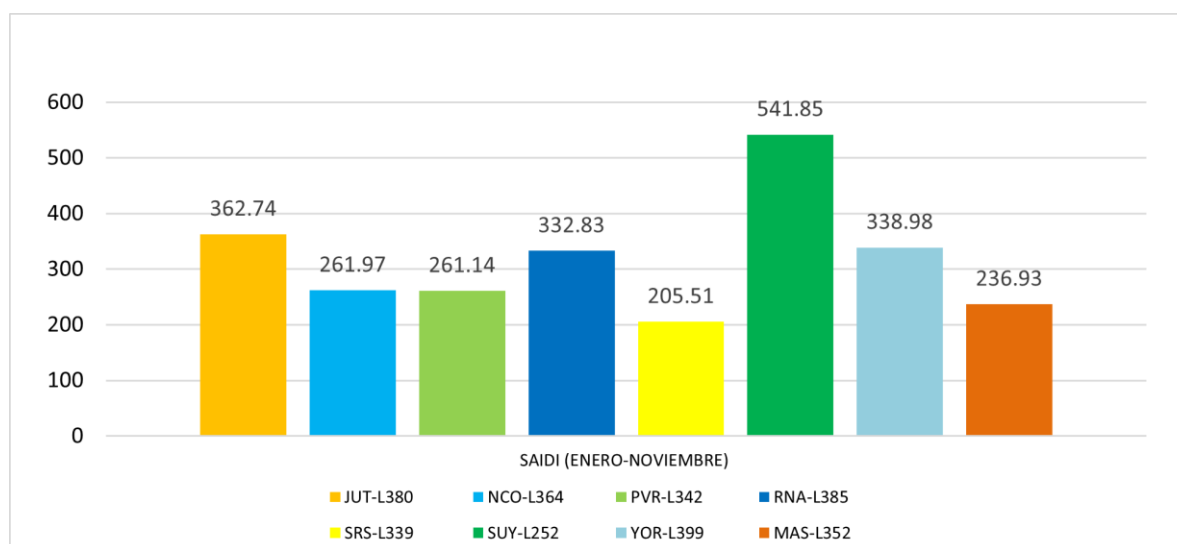


Gráfico 20 Circuitos con mayor indicador en 2025 (SAIDI)

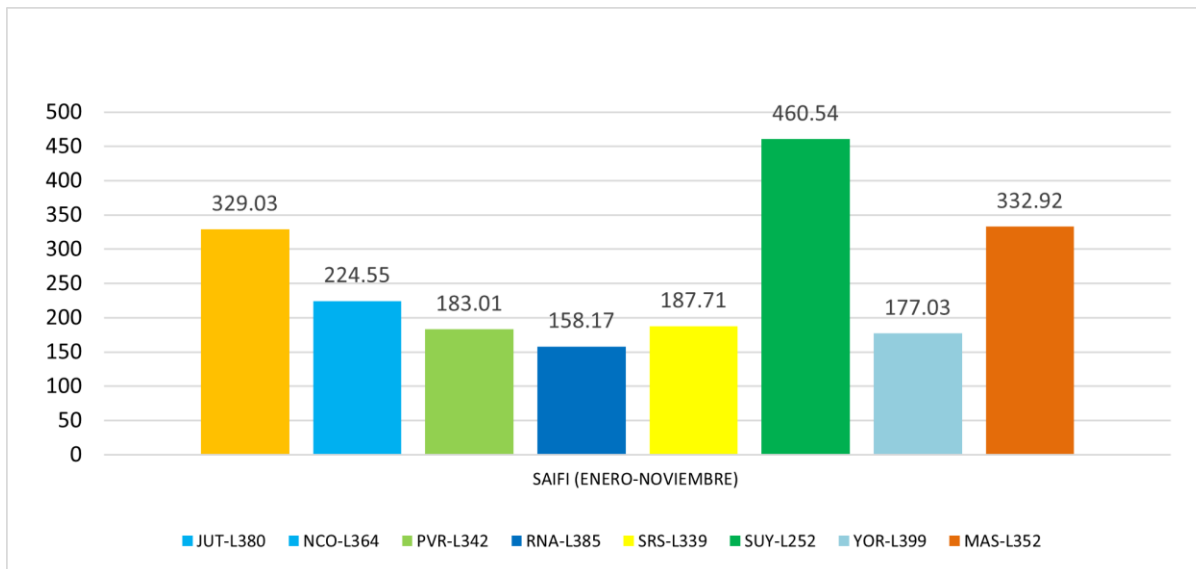


Gráfico 21 Circuitos con mayor indicador en 2025 (SAIFI)

Revisión de las causas de interrupciones en sistema interconectado nacional

En las revisiones realizadas en los registros de mantenimientos y maniobras elaborados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, en el año 2025 se registró un total de 22,640 interrupciones registradas. Dentro de las interrupciones más destacables se encuentran las siguientes: instantáneas, desconocidas, fallas por operación, fuerza mayor por ODS y fallas en SIN con incidencia en distribución, siendo estas las causas con mayor registro dentro de las interrupciones.

Análisis histórico comparativo de los indicadores de confiabilidad

Los resultados de los indicadores, calculados conforme a lo establecido en la normativa, se obtuvieron a partir de los registros de mantenimiento y maniobras realizados en distribución. Dichos registros abarcan desde el año 2023, incluyendo ambos semestres de 2023 y 2024, junto con el primer semestre del año 2025 y cinco meses correspondientes al segundo semestre de 2025. Durante estos tres años, reflejados en la **Gráfico 22** *Error! No se encuentra el origen de la referencia.* se puede apreciar un comportamiento similar en los segundos semestres de cada año.

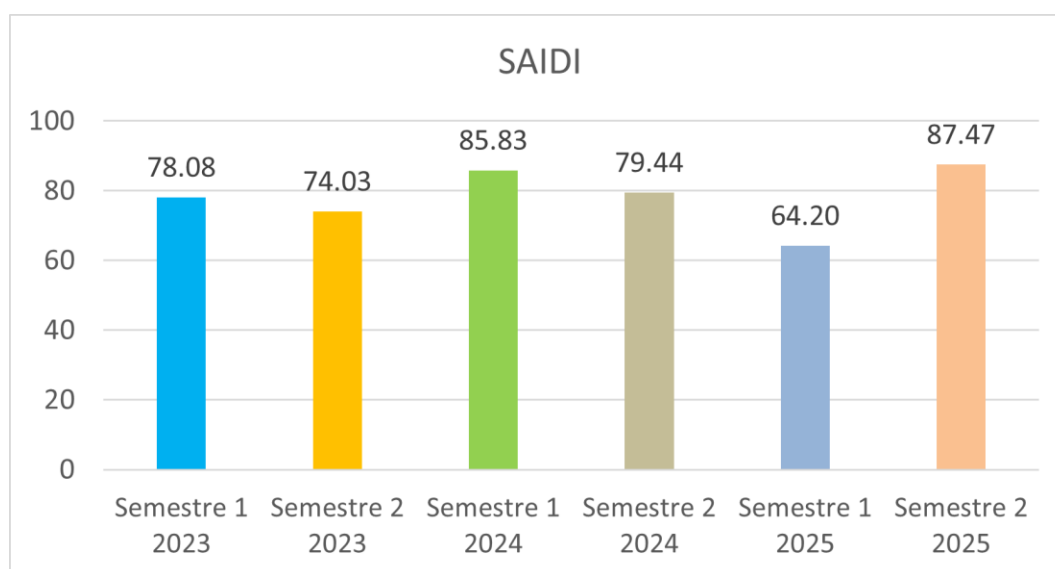


Gráfico 22 SAIDI calculado por la CREE por semestre en el año 2023,2024 y 2025 (fuente propia)

La duración media de interrupción por cliente determina el tiempo en horas que un circuito sufre interrupciones por determinado período de tiempo. El **Gráfico 22** ilustra que, en el año 2025, de enero a noviembre en comparación con el mismo período de los años anteriores.

En el año 2025 durante el mes de noviembre se registraron un total de 1,872 interrupciones en el sistema, incluyendo dentro de ellas diferentes causas. El índice de tolerancia que se establece para duración en horas de interrupciones por usuario conectado en media tensión por semestre, si se toma en cuenta el nivel para este indicador, establece que todos los semestres sobrepasan los niveles de tolerancias.

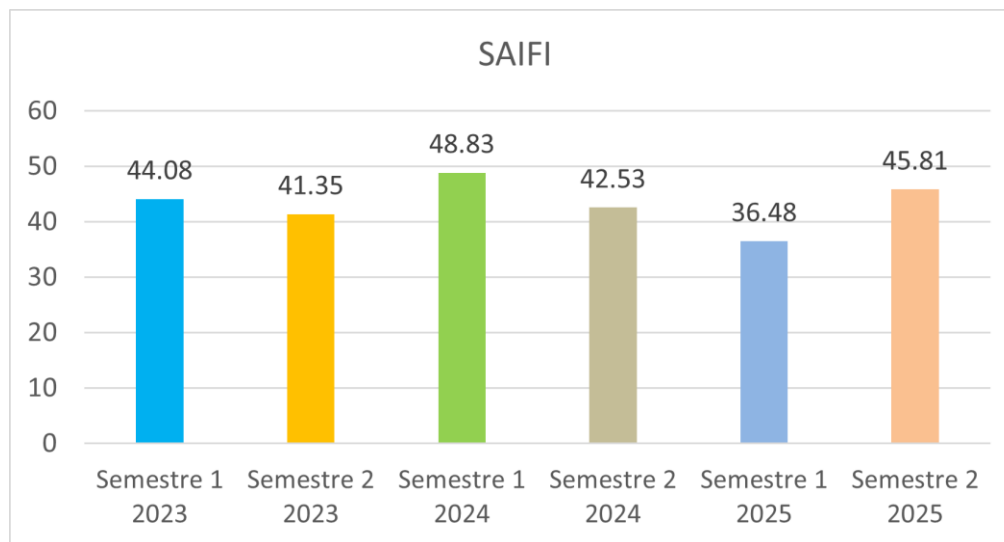


Gráfico 23 SAIFI calculado por la CREE por semestre en el año 2023,2024 y 2025 (fuente propia)

La frecuencia media de interrupción por usuario determina las veces en el cual un circuito sufre interrupciones. El comportamiento en el sistema interconectado nacional (SIN) contiene ciertas anomalías las cuales resultan en mayor número de interrupciones en determinados circuitos y un comportamiento con un aumento muy notable en el semestre dos. Se debe observar que el valor del SAIFI esta enlazado a distintos factores como el tipo de causa, el número de interrupciones y la cantidad de clientes que se ven afectados cada vez que opera un equipo sea interruptor o restaurador, considerando la tolerancia establecida para la frecuencia de interrupciones por usuario conectado en media tensión por semestre en los tres años reflejados en la **Gráfico 23**.

Índices de confiabilidad de enero hasta noviembre de 2025 comprando ENEE y CREE

En el semestre uno calculado por la CREE en el 2025, el indicador SAIFI sostuvo una diferencia del **1.38 %** con respecto al semestre uno calculado por la ENEE en 2025. El valor del semestre uno de 2025 calculado por la CREE es de 36.48 y el calculado por la ENEE es de 36.99. En el segundo semestre de 2025 (julio – noviembre), el cálculo elaborado por la CREE para el indicador SAIFI sostuvo una diferencia del **74.44 %** con respecto al semestre dos calculado por la ENEE, siendo el valor calculado por la CREE de 45.81 y el calculado por la ENEE de 35.76.

En el semestre uno calculado por la CREE en el 2025, el indicador SAIDI sostuvo una diferencia del **13.95 %** con respecto al semestre uno calculado por la ENEE en 2025. El valor del semestre uno de 2025 calculado por la CREE es de 64.2 y el calculado por la ENEE es de 56.14. En el segundo semestre de 2025 (meses de julio y noviembre), el cálculo elaborado por la CREE para el indicador SAIDI sostuvo una diferencia del **58.28 %** con respecto al semestre dos calculado por la ENEE de 2025, siendo el semestre dos calculado por la CREE, siendo el valor calculado por la CREE de 87.47 y el calculado por la ENEE de 54.9.

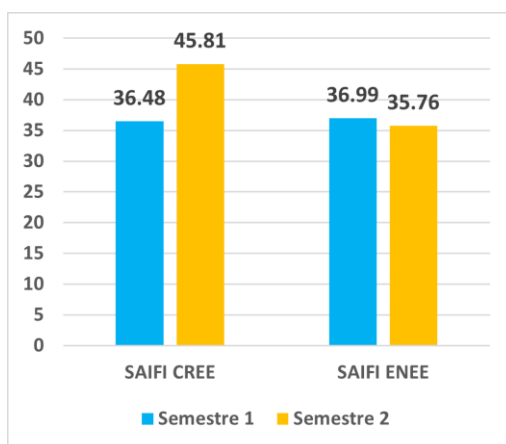


Gráfico 24 SAIFI calculado por la CREE por semestre en el año 2025 (fuente propia)

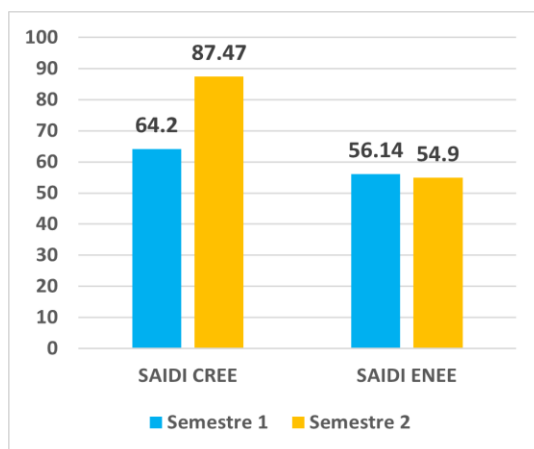


Gráfico 25 SAIDI calculado por la CREE por semestre en el año 2025 (fuente propia)

A partir de los resultados anteriormente presentados, se observa que, a nivel de distribución, se ha tenido acceso a información esencial para evaluar la calidad técnica del producto que el usuario final recibe. Esto permite tener un panorama amplio del funcionamiento de todos los circuitos de distribución, los cuales deben estar en óptimas condiciones para que la frecuencia y duración de las indisponibilidades sean menores y estén dentro de los niveles de tolerancia establecidos en la normativa. Para el año 2026, se espera continuar con el análisis de la información proporcionada por la ENEE, y evaluar la evolución de los índices de calidad de distribución, los cuales se espera converjan a niveles óptimos de acuerdo con los senderos de mejora propuestos por la ENEE.

Dentro de las atribuciones establecidas por la normativa, se encuentra la obligación de ofrecer a los usuarios un servicio eléctrico de calidad. Asimismo, se dispone que las empresas deben entregar la información requerida por esta comisión dentro de los plazos establecidos, así como de las facilidades y los medios necesarios para su verificación. Cabe resaltar que, esta información ha estado siendo entregada conforme a lo solicitado.

CONCLUSIONES

A partir de los análisis presentados en el presente informe se concluye que:

Incumplimiento de tolerancias normativas en SAIFI y SAIDI

1. Los resultados obtenidos para el año 2025 muestran que, tanto la frecuencia media de interrupción (SAIFI), como el tiempo medio de interrupción (SAIDI), superan ampliamente los niveles de tolerancia semestral por circuito establecidos en la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD). Esto evidencia deficiencias en la confiabilidad del servicio eléctrico, especialmente en circuitos críticos que presentan valores muy superiores a los límites permitidos.

2. Concentración de interrupciones en circuitos específicos

El análisis revela que un número reducido de circuitos concentra gran cantidad de interrupciones y duración de estas, lo que genera un impacto significativo en la calidad del servicio a nivel de toda la red de distribución. Circuitos como JUT-L380, NCO-L364 y PAV-L368 destacan por exceder los indicadores en ambos semestres, lo que indica la necesidad de priorizar acciones correctivas en estas áreas para mejorar la confiabilidad global del sistema.

3. Diferencias metodológicas entre ENEE y CREE en el cálculo de indicadores

Se identificaron discrepancias relevantes entre los valores calculados por la ENEE y los obtenidos por la CREE, especialmente en el segundo semestre de 2025, donde las diferencias porcentuales alcanzan hasta un 74 % en SAIFI y más del 58 % en SAIDI. Esto sugiere la necesidad de armonizar los procesos de recopilación, depuración y análisis de datos para garantizar consistencia y transparencia en la evaluación de la calidad técnica del servicio.

RECOMENDACIONES

Con base en los análisis y conclusiones descritos en el presente informe, esta Dirección recomienda:

1. Solicitar a ENEE - UTCD acceso al Sistema de Gestión Centralizado para Unifilares

Solicitar a UTCD acceso a la información actual de los unifilares a la plataforma centralizada GIS. Para mejorar la trazabilidad y facilita la verificación por parte de la Dirección de Fiscalización.

2. Estandarizar en conjunto con la ENEE – UTCD la Información Técnica y Georreferenciar los Equipos

Solicitar la creación de un protocolo para que cada equipo (interruptores, reconectadores, transformadores) esté asociado a:

- a. Código único.
- b. Ubicación georreferenciada.
- c. Circuito y región.

Para permitir análisis más precisos y facilitar la identificación de circuitos críticos que sobrepasan tolerancias.

3. Integrar la Base de Datos con Indicadores de Confiabilidad a formato SQL

Actualmente la base de datos que se maneja es tratada en formato .XLS por cual se recomienda configurar la base de datos para que se vincule automáticamente con los cálculos de SAIFI y SAIDI en formato SQL, usando los datos de:

- a. Número de usuarios conectados por alimentador.
- b. Duración y frecuencia de interrupciones.

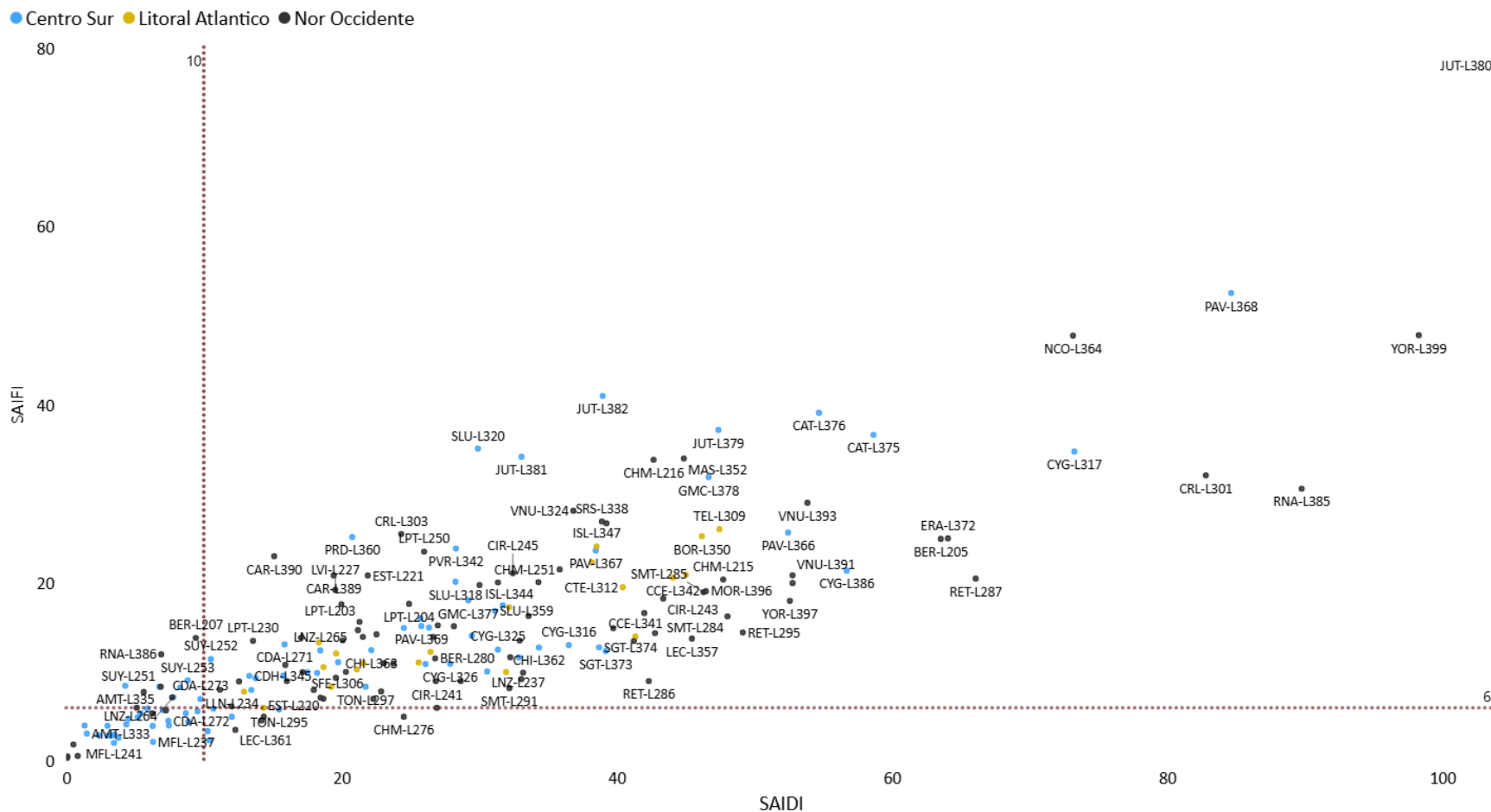
Para Mejora la toma de decisiones y el cumplimiento de la NT-CD.

MATRIZ DE SEGUIMIENTOS

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2026)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Solicitar a ENEE - UTCD acceso al Sistema de Gestión Centralizado para Unifilares	Documento	Oficio	Semana 03	Pendiente
2	Estandarizar en conjunto con la ENEE – UTCD la Información Técnica y Georreferenciar los Equipos	Documento	Oficio	Semana 04	Pendiente
3	Requerimiento de los registros de mantenimientos y maniobras mediante un formato estándar para el año 2026.	Documento	Oficio	Semana 02	Pendiente
4	Requerimiento de diagramas unifilares actualizados de los circuitos del SIN.	Documento	Oficio	Semana 02	Pendiente
5	Solicitar una mesa de trabajo para discutir la homologación de las causas de interrupciones y la metodología del cálculo de indicadores.	Visita, documento	Mesa de Trabajo	Semana 03	Pendiente

ANEXOS

INDICADORES SAIFI & SAIDI 2025 Enero_Noviembre



SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN SISTEMA AISLADO

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



DICIEMBRE 2025

INFORME SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN EN SISTEMAS AISLADOS

OBJETIVOS

Evaluar y fiscalizar la calidad técnica del servicio de los sistemas aislados de distribución eléctrica (UPCO y RECO) mediante el análisis de los indicadores ASIFI y ASIDI, con el fin de identificar oportunidades de mejora y asegurar el cumplimiento de las tolerancias establecidas en la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD).

Objetivos específicos

1. Analizar la confiabilidad del suministro mediante los indicadores de confiabilidad para los sistemas aislados: Determinar la frecuencia (ASIFI) y duración (ASIDI) de las interrupciones en los circuitos de los sistemas aislados, comparando los valores de los años 2024 y 2025 para evaluar la evolución del desempeño del sistema.
2. Vincular capacidades instaladas con indicadores de confiabilidad: Utilizar la estructura jerárquica del circuito (PATH) para determinar la capacidad instalada total de cada circuito, asociando los equipos de maniobra a sus capacidades correspondientes. Esto permite calcular los indicadores ASIFI y ASIDI, evaluando la energía interrumpida de un equipo en relación con la capacidad instalada total del circuito, considerando que los sistemas aislados reportan las interrupciones en función de los equipos y no de los usuarios conectados debido a que aún no presentan la vinculación usuario a red.
3. Evaluar el cumplimiento de los estándares regulatorios: Comparar los valores de ASIFI y ASIDI obtenidos con las tolerancias definidas en la NT-CD, identificando desviaciones significativas y generando información para la planificación de acciones correctivas y mejoras en la calidad del servicio.

ANTECEDENTES

Como parte del proyecto de conformación de la Base de Datos Regulatorios (BDR) para los sistemas aislados del departamento de Islas de la Bahía, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), a través de la Dirección de Fiscalización, inició un proceso de supervisión orientado a verificar la calidad y

consistencia de la información reportada por las empresas distribuidoras Útila Power Company (UPCO) y Roatán Electric Company (RECO).

En el marco de este proceso, la CREE realizó una inspección técnica a UPCO con el objetivo de validar la veracidad de los datos suministrados para la BDR. Durante esta inspección se identificaron inconsistencias y vacíos de información, por lo que la empresa asumió el compromiso de remitir la versión corregida y definitiva de la base de datos a más tardar el 15 de diciembre de 2024, conforme a lo solicitado mediante los oficios correspondientes.

Adicionalmente, se llevaron a cabo reuniones de retroalimentación y revisión de la información de la BDR tanto con UPCO como con RECO, celebradas el 11 de abril de 2025 y el 15 de mayo de 2025, respectivamente. Estas reuniones permitieron aclarar criterios técnicos y reforzar los lineamientos para la entrega de datos regulatorios en formato estandarizado.

El Informe Trimestral I 2025 presentó por primera vez la comparación de los indicadores de calidad ASIFI y ASIDI, calculados con base en la capacidad total instalada (kVA), ante la ausencia de vinculación usuario–red en los sistemas aislados. Para efectos del presente informe, se actualizan y comparan los indicadores del semestre comprendido entre junio-noviembre de 2024 vs 2025 dando continuidad al análisis del desempeño de la calidad técnica del servicio para UPCO y RECO para el IV Trimestre de 2025.

MARCO LEGAL

El presente informe se fundamenta en las disposiciones legales y reglamentarias que regulan el subsector eléctrico en Honduras y que asignan a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) la responsabilidad de supervisar la calidad del servicio eléctrico de las empresas distribuidoras.

1. Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE)
 - La LGIE, aprobada mediante el Decreto 404-2013 y publicada en el Diario Oficial La Gaceta el 20 de mayo de 2014, regula las actividades del subsector eléctrico en Honduras y crea a la CREE como ente regulador del sector.
 - El artículo 8, literal A, establece 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.

- El artículo 18 establece que no se podrán trasladar al consumidor final las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas del subsector eléctrico.
- El artículo 15, literal k, dispone que, salvo caso fortuito o fuerza mayor, toda desviación de la calidad del servicio respecto a lo establecido en las normas aplicables deberá ser compensada mediante indemnizaciones a los usuarios afectados.

PROCEDIMIENTO

El cálculo de los indicadores de confiabilidad globales se realizó en base a los indicadores de capacidad establecidas en la norma IEEE 1366. Estos indicadores son el indicador de frecuencia media de capacidad interrumpida (ASIFI) e indicador de duración media de la capacidad interrumpida (ASIDI), los cuales se calculan según las fórmulas siguientes en base a la capacidad de la red de distribución:

$$ASIFI_a = \frac{\sum L_i}{L_T}$$

$$ASIDI_a = \frac{\sum r_i L_i}{L_T}$$

Donde:

- L_i = Es la capacidad total interrumpida de la red en kVA;
- L_T = Es la capacidad total del sistema en kVA;
- r_i = Duración total de la interrupción.

Los cálculos se realizaron con la información de las interrupciones proporcionada por las empresas distribuidoras como respuesta al requerimiento de datos del proyecto Base de Datos Regulatoria BDR.

Requerimiento de información.

La información que se utilizó para la realización del cálculo de los indicadores se obtuvo del requerimiento de datos para el proyecto de Base de Datos Regulatorios mediante la orden de inspección CREE-031-2024 que la Dirección de Fiscalización lleva a cabo con el objetivo de la transferencia de datos

sobre la calidad del producto, confiabilidad, y la calidad comercial del sistema de distribución, particularmente en los sistemas aislados. No se dispone de la información necesaria para calcular los indicadores globales SAIDI y SAIFI establecidos en la NTCD, debido a que las empresas distribuidoras de los sistemas aislados aún no han proporcionado la vinculación usuario–red requerida. No obstante, se calcularon los indicadores ASIDI y ASIFI, los cuales permiten medir la continuidad del servicio con un enfoque equivalente, basado en la capacidad instalada y la capacidad interrumpida de los dispositivos.

Tolerancias para los índices de calidad técnica del servicio

Las tolerancias para los índices de calidad técnica individual son:

INDICADOR	UNIDAD	DENSIDAD DE CARGA ALTA	DENSIDAD DE CARGA MEDIA	DENSIDAD DE CARGA BAJA
FIU_{MT}	Cantidad de interrupciones por Usuario conectado en media tensión por semestre	4	5	6
FIU_{BT}	Cantidad de interrupciones por Usuario conectado en baja tensión por semestre	6	6	8
TIU_{MT}	Duración en horas de interrupciones por Usuario conectado en media tensión por semestre	8	10	10
TIU_{BT}	Duración en horas de interrupciones por Usuario conectado en baja tensión por semestre	10	12	12

Tabla 5 Tolerancias establecidas para índices de calidad técnica del servicio

RESULTADOS

Roatan Electric Company (RECO)

El sistema de distribución de Roatán Electric Company (RECO) está conformado por tres circuitos asociados a la Subestación de Distribución Roatán (DSWGR). Debido a que este sistema no cuenta con la vinculación usuario-red, fue necesario asociar la información de las capacidades instaladas, reportadas por RECO, a los equipos de maniobra del sistema. Para ello, se desarrolló una estructura

jerárquica del circuito, que vincula cada equipo con su respectivo interruptor de línea o interruptor principal, con el propósito de determinar la capacidad instalada total de cada circuito y, a partir de ello, calcular los indicadores ASIDI y ASIFI, los cuales miden la confiabilidad del suministro en términos de duración y frecuencia de las interrupciones. Estos indicadores se calculan con el fin de verificar el cumplimiento de las tolerancias establecidas en la NT-CD para los índices de calidad del servicio.

Para el análisis, se utilizaron las tolerancias semestrales establecidas para los índices de calidad técnica del servicio en la NT-CD. Se toman como referencia las tolerancias más permisivas, siendo estas en densidad de carga baja en media tensión, considerando 6 para el indicador de frecuencia y 10 para el indicador de duración.

Con el fin de comparar períodos de control equivalentes, se analizaron los semestres comprendidos entre junio y noviembre de los años 2024 y 2025. El **Gráfico 26** muestra el comportamiento del ASIFI, mientras que el **Gráfico 27** presenta el ASIDI durante el mismo período de control. Se observa una reducción tanto en la frecuencia como en la duración de las interrupciones del sistema de distribución en 2025. No obstante, a pesar de esta mejora relativa con respecto a 2024, los indicadores continúan por encima de los límites establecidos en la NT-CD.

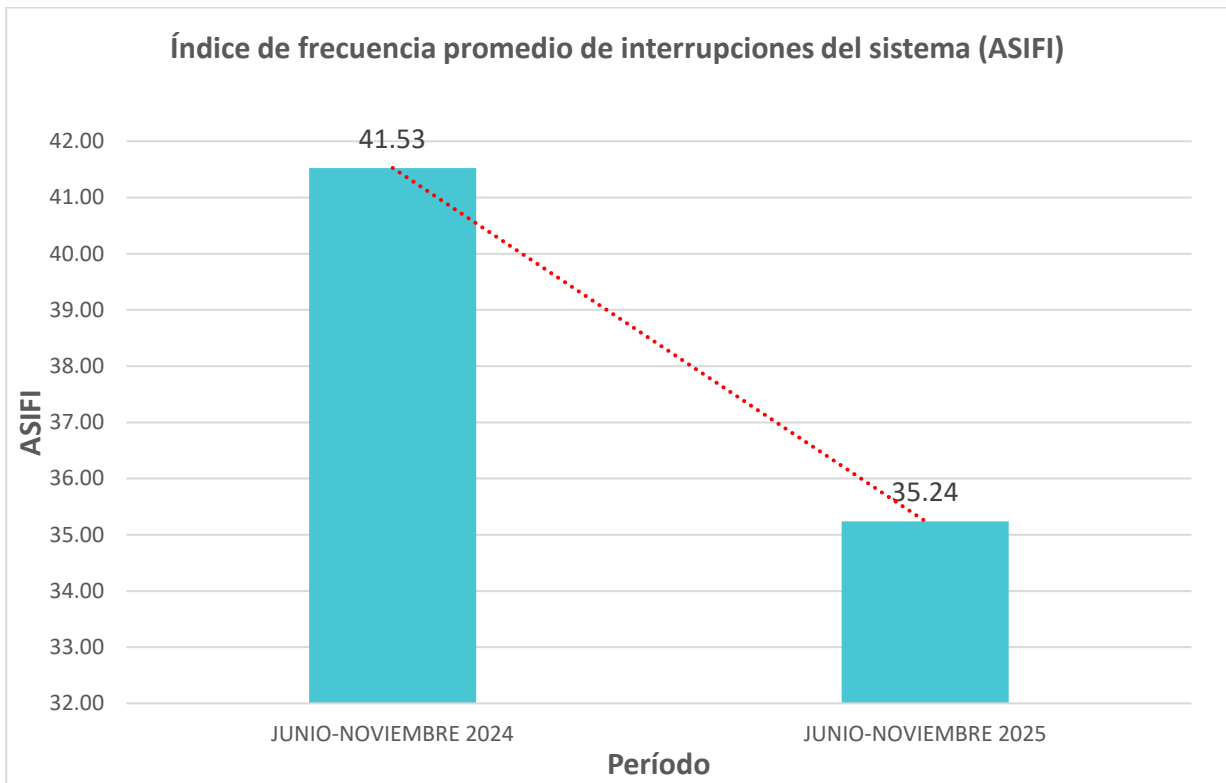


Gráfico 26 Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción del Sistema (RECO). Fuente: CREE.

El **Gráfico 26** muestra una reducción en la frecuencia promedio de interrupción (de 41.53 a 35.24). Esto indica que, en promedio, los usuarios experimentaron menos cortes de energía en 2025 en comparación con 2024.

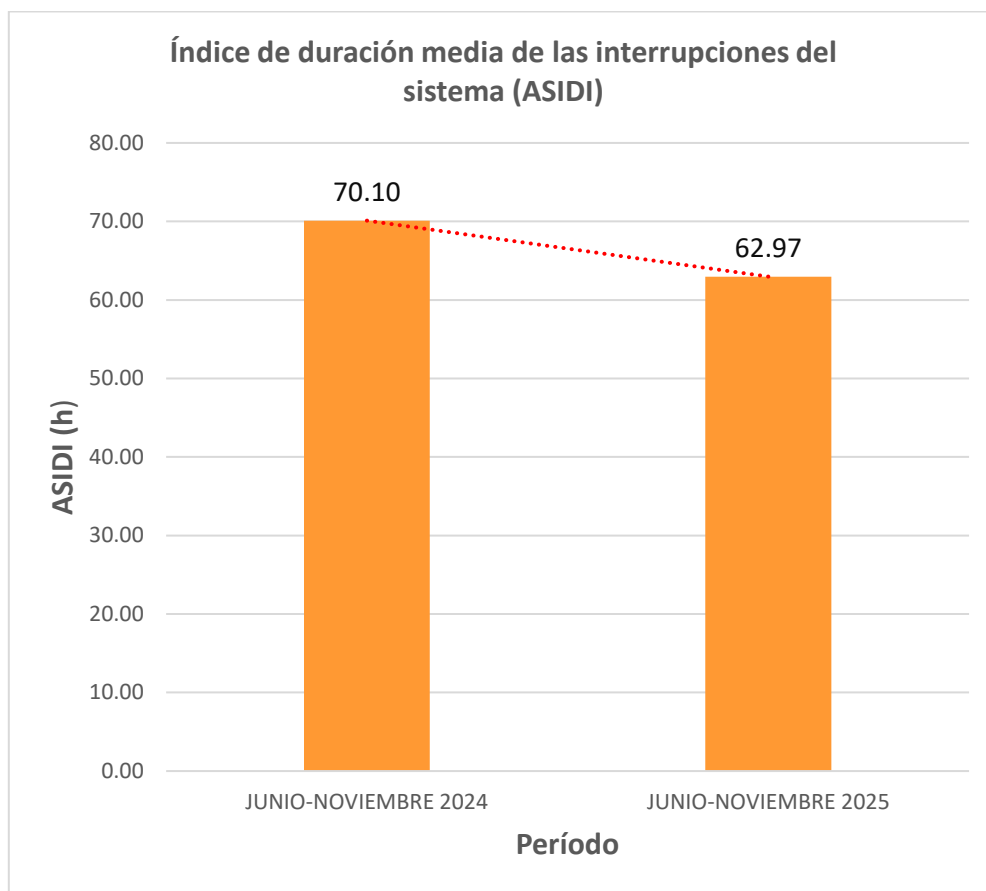


Gráfico 27 Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema (RECO). Fuente: CREE.

El **Gráfico 27** muestra una reducción en la duración promedio de interrupción (de 70.10 a 62.97). Esto significa que, en promedio, los cortes de energía que ocurrieron en 2025 duraron menos que los de 2024.

El **Gráfico 28***Error! No se encuentra el origen de la referencia.* y **Gráfico 29** ilustran la evolución mensual de la duración y la frecuencia de indisponibilidades, respectivamente, durante el semestre comprendido entre junio y noviembre de 2025. Es notable que ambos indicadores mostraron un incremento en junio, luego disminuyeron significativamente en julio y continuaron con una tendencia de incremento entre agosto y octubre. Sin embargo, en el mes de noviembre, se registra un cambio positivo significativo: tanto la duración (ASIDI) como la frecuencia de interrupciones (ASIFI) experimentaron una disminución respecto al mes anterior. Este descenso en el último mes analizado sugiere una potencial mejora en la

gestión de las fallas del sistema.

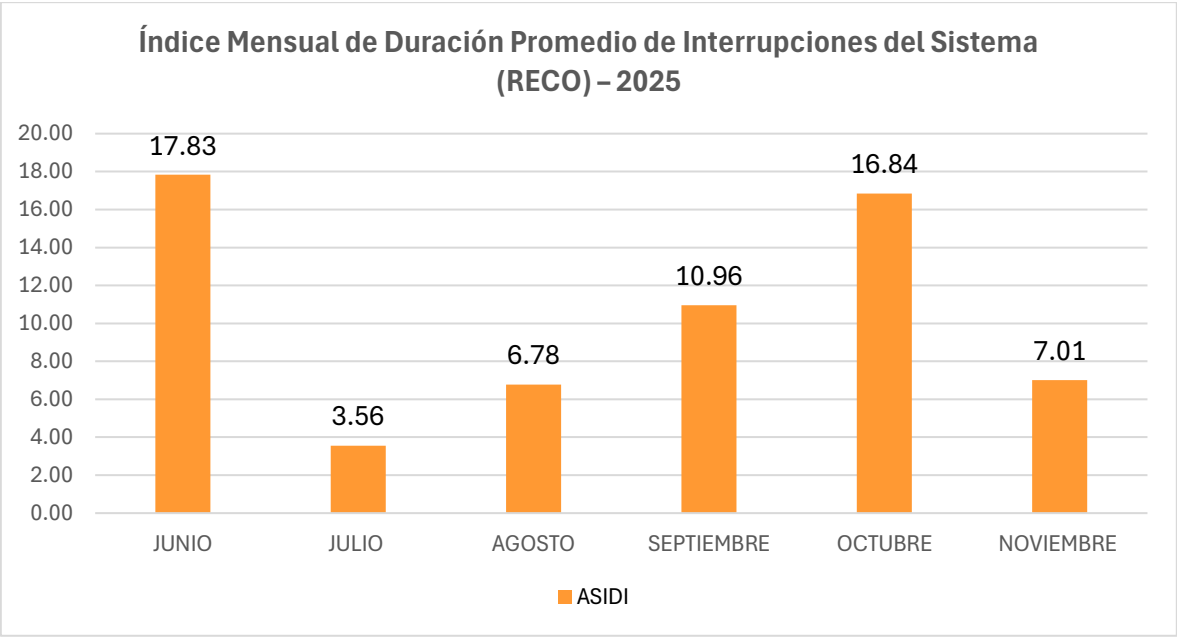


Gráfico 28 Índice Mensual de Duración Promedio de Interrupciones del Sistema (RECO) – 2025. Fuente: CREE.

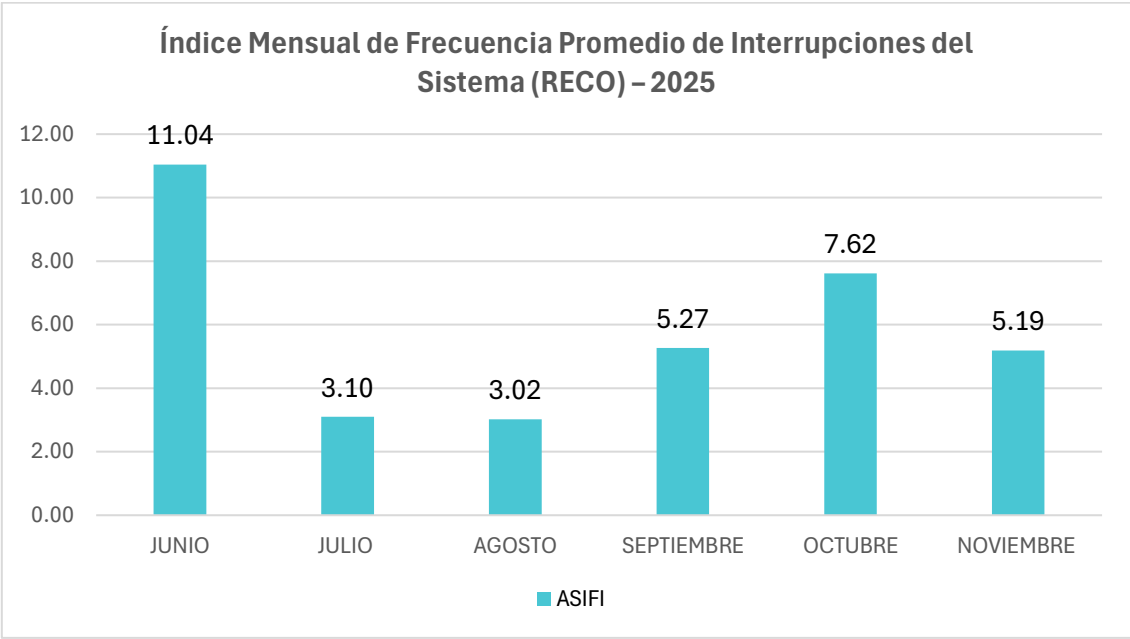


Gráfico 29 Índice Mensual de Frecuencia Promedio de Interrupciones del Sistema (UPCO) – 2025. Fuente: CREE.

Útila Power Company (UPCO)

Se elaboró el diagrama unifilar a partir de los mapas georreferenciados de la Isla de Útila asociando las coordenadas geográficas de los equipos de maniobra con sus respectivos equipos aguas abajo, con el propósito de comprender la estructura y las capacidades instaladas del sistema de distribución de UPCO. Una vez analizada dicha configuración, se vinculó cada equipo con su respectiva capacidad de potencia instalada (kVA) reportadas por UPCO, con el fin de determinar la energía interrumpida durante la indisponibilidad de cada dispositivo.

Dado que no se cuenta con la vinculación usuario a red, es decir, con la información sobre la cantidad de usuarios asociados al circuito, se emplearon las capacidades instaladas para el cálculo de los indicadores ASIFI y ASIDI.

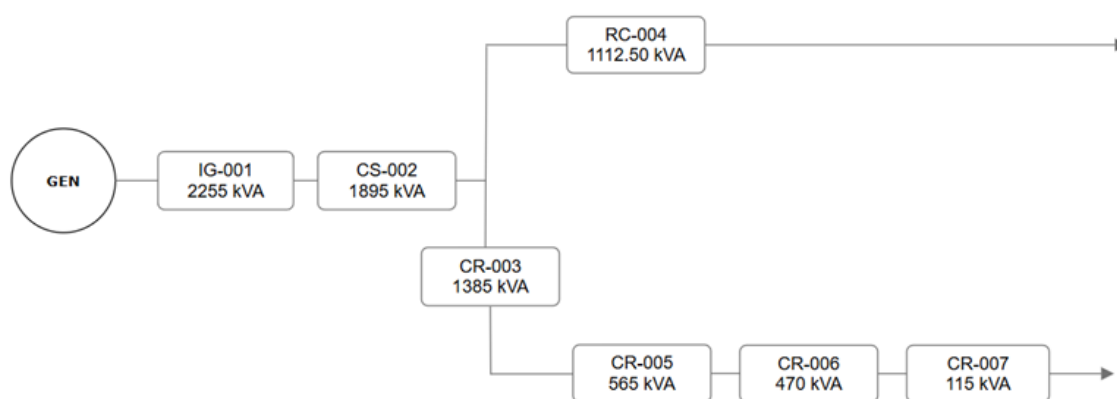


Imagen 2 Diagrama Unifilar de la red de UPCO (Fuente: CREE).

Para el análisis se utilizaron las tolerancias semestrales establecidas para los índices de calidad técnica del servicio de la NT-CD **Tabla 5** teniendo como referencia las tolerancias semestrales más permisivas, siendo estas en densidad de carga baja en media tensión, consideradas 6 para el indicador de frecuencia y 10 para el indicador de duración.

Para efectos de comparación, se analizaron los indicadores ASIFI y ASIDI correspondientes a los semestres comprendidos entre junio y noviembre de los años 2024 y 2025, como se muestra en el **Gráfico 30** y **Gráfico 31**, respectivamente. En estos gráficos, se observa una disminución tanto en la frecuencia como en la duración de las interrupciones durante 2025, lo que evidencia una mejora en la

calidad técnica del servicio. Sin embargo, los indicadores de confiabilidad de UPCO aún se encuentran fuera de los rangos de tolerancia establecidos en la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD).

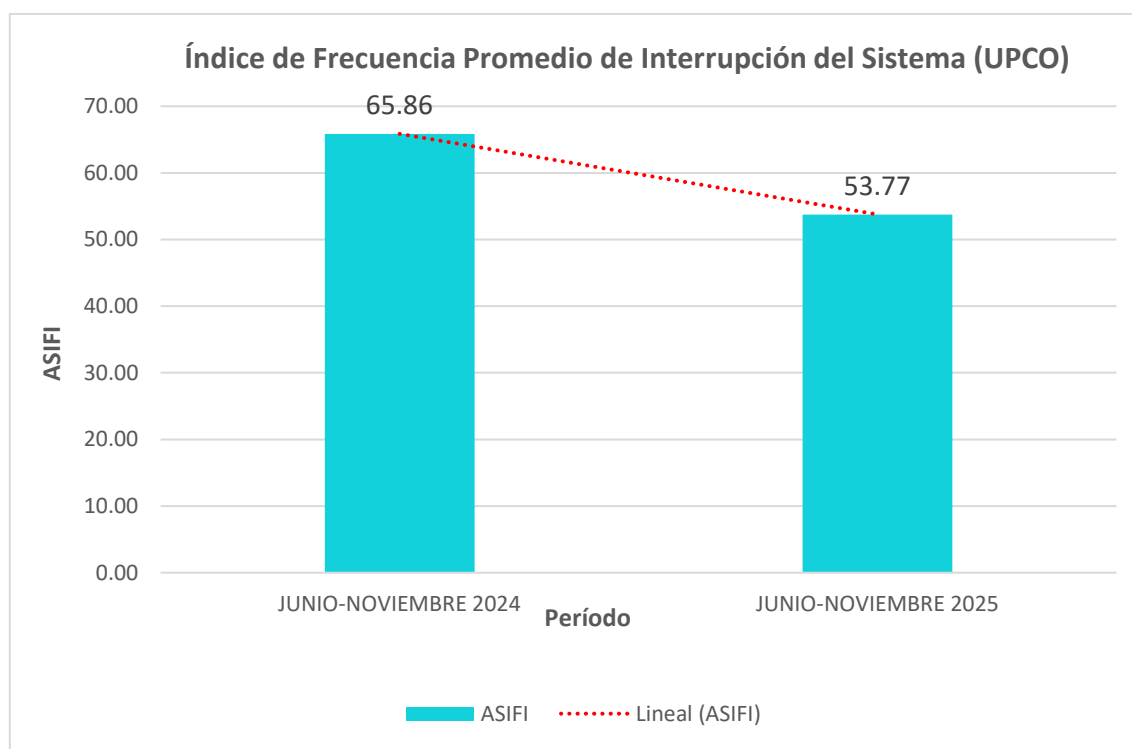


Gráfico 30 Comparativa Indicador ASIFI de la distribuidora UPCO (septiembre-octubre 2024 vs 2025).

El **Gráfico 30** muestra una reducción en la frecuencia promedio de interrupción (de 65.86 a 53.77). Esto indica una ligera mejora en el número de cortes de energía.

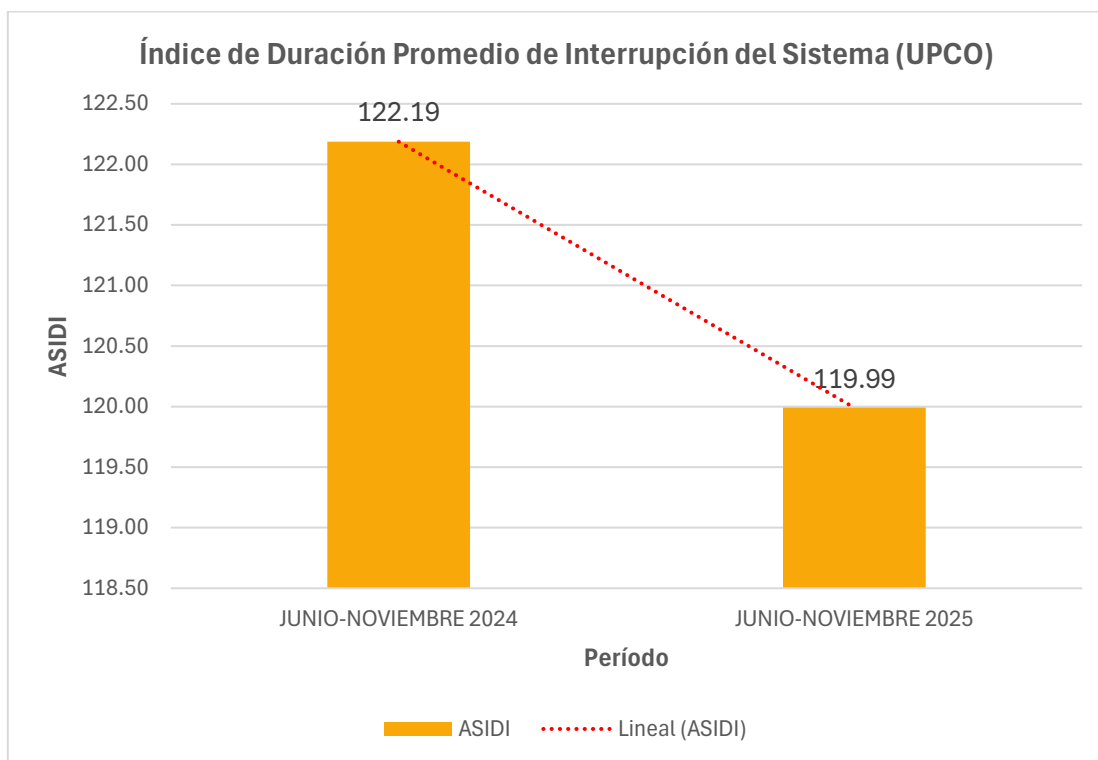


Gráfico 31 Comparativa Indicador ASIDI de la distribuidora UPCO (septiembre-octubre 2024 vs 2025).

El **Gráfico 31** muestra una ligera reducción en la duración promedio de interrupción (de 122.19 a 119.99).

Los gráficos del Índice Mensual de Frecuencia Promedio de Interrupciones del Sistema (ASIFI) y el Índice Mensual de Duración Promedio de Interrupciones del Sistema (ASIDI) ilustran la evolución de la confiabilidad durante el semestre comprendido entre junio y noviembre de 2025. Ambos indicadores revelan una alta volatilidad en el sistema. En términos de frecuencia (ASIFI), se observa en el **Gráfico 32** que, tras picos en junio (13.20) y julio (12.45), el indicador mantuvo una tendencia generalmente baja o moderada en los meses subsiguientes. En cuanto a la duración (ASIDI), se observa en el **Gráfico 33** que los valores fueron significativamente altos en junio (34.71 horas) y julio (37.37 horas), y aunque descendieron bruscamente en agosto y octubre (6.75 y 6.71 horas, respectivamente), el valor se incrementó nuevamente en septiembre (23.58 horas).

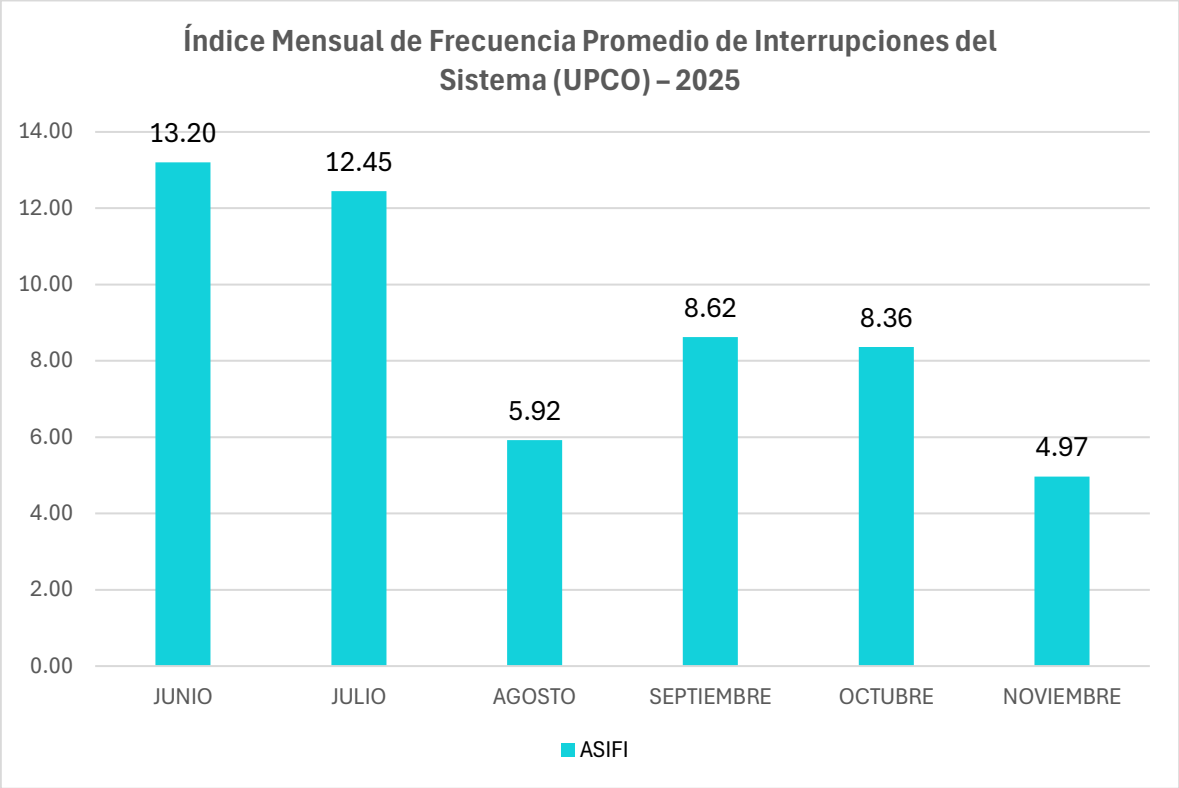


Gráfico 32 Índice Mensual de Frecuencia Promedio de Interrupciones del Sistema (UPCO) – 2025

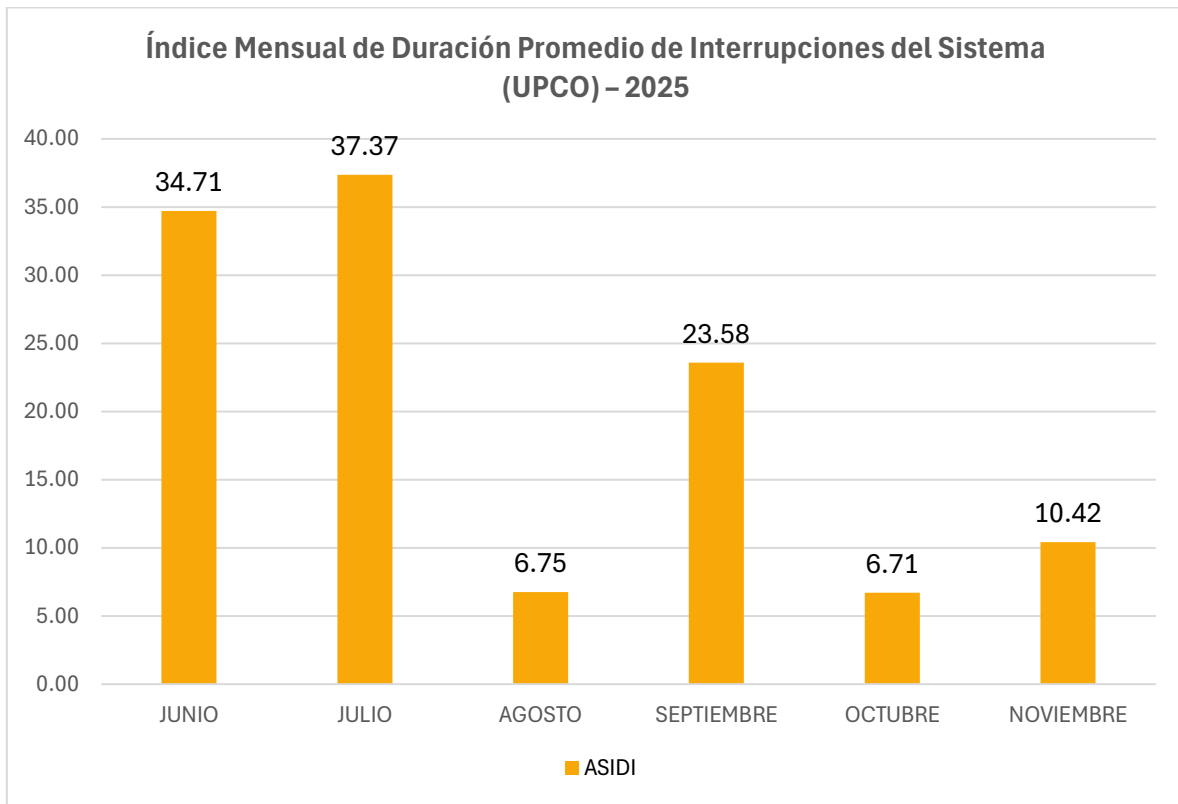


Gráfico 33 Índice Mensual de Duración Promedio de Interrupciones del Sistema (UPCO) – 2025

A diferencia de la alta volatilidad mostrada entre junio y octubre, el mes de noviembre sugiere una tendencia de mejora en la gestión inmediata de las fallas. Si bien la duración promedio (ASIDI) aumentó ligeramente a 10.42 horas respecto a octubre (6.71 horas), la frecuencia promedio (ASIFI) experimentó el valor más bajo de todo el semestre, registrando 4.97 interrupciones.

CONCLUSIONES

1. A pesar de las mejoras relativas observadas en 2025, los indicadores de confiabilidad ASIFI (frecuencia) y ASIDI (duración) para los sistemas de RECO y UPCO continúan por encima de los límites establecidos en la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD). Para el análisis semestral, ambos sistemas superan las tolerancias más permisivas (6 para frecuencia y 10 para duración). Esto indica que la calidad del servicio ofrecido en Roatán y Útila no cumple actualmente con los estándares regulatorios mínimos.

2. Ambas empresas distribuidoras mostraron una reducción en los indicadores de indisponibilidad en 2025 en comparación con 2024, lo que evidencia una mejora en la calidad técnica del servicio.

RECOMENDACIONES

Requerir a RECO Y UPCO la vinculación usuario-red, esto es indispensable para dejar de depender exclusivamente de los indicadores basados en Capacidad (ASIFI/ASIDI) y poder calcular los índices de calidad del servicio de acuerdo con la NT-CD, los cuales son enfocados en el usuario (SAIFI/SAIDI). Además, la vinculación usuario-red resolverá las "inconsistencias y vacíos de información" identificados en las inspecciones.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Solicitar la vinculación usuario-red con el fin de monitorear de mejor manera las interrupciones del servicio de RECO.	Reunión y Oficio.	Reuniones de seguimiento, informes y supervisión de avances.	Semana 3 2026.	Pendiente.
2	Solicitar la vinculación usuario-red con el fin de monitorear de mejor manera las interrupciones del servicio de UPCO.	Reunión y Oficio.	Reuniones de seguimiento, informes y supervisión de avances.	Semana 3 2026.	Pendiente.
2	Solicitar Diagrama unifilar de RECO.	Oficio	Informe.	Semana 2 2026.	Pendiente
3	Comenzar acciones de fiscalización de la calidad del servicio en los sistemas aislados de Brus Laguna, Guanaja y Puerto Lempira.	Visitas, Oficios y reuniones.	Reuniones de seguimiento, informes y supervisión de avances.	Semana 8 2026.	Pendiente

CERTIFICACIÓN DE INFORME “INFORME TRIMESTRAL 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 “INFORME TRIMESTRAL DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO” se compone de **71 páginas**, las cuales forman parte íntegra del mismo, otorgándole la validez legal correspondiente con firma electrónica avanzada, certificando y garantizando la autenticidad, integridad y no repudio del documento, en cumplimiento con lo establecido en el artículo 3, numeral 2 y 4, así como el artículo 6 de la Ley sobre Firmas Electrónicas (Decreto No. 149-2013), asegurando que el contenido del presente informe no ha sido alterado desde su firma y que la identidad del firmante ha sido debidamente verificada a través del Proveedor de Servicios de Certificación de Firma Electrónica de la CREE “**HONDUCERT S.A. SUB CA**” autorizado por la Dirección General de Propiedad Intelectual del Instituto de la Propiedad.

En fe de lo anterior, firmo y sello digitalmente este documento en la Ciudad de Tegucigalpa M. D. C., a los 23 días del mes de diciembre del año 2025.

