



Informe de Fiscalización del Sector Eléctrico

Tercer Trimestre

Elaborado por: Dirección de Fiscalización
Comisión Reguladora de Energía Eléctrica

Tegucigalpa, Honduras
Septiembre 2023

ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO.....	3
SEGUIMIENTO A LAS RECOMENDACIONES REALIZADAS EN EL INFORME DE FISCALIZACIÓN DEL TRIMESTRE II DE 2023	6
SUPERVISIÓN DE LA APLICACIÓN DE SUBSIDIOS PARA EL TRIMESTRE III DE 2023.....	12
RESULTADOS DE LA ATENCIÓN A LOS USUARIOS.....	22
ATENCIÓN AL AGENTE	35
INSPECCIÓN PARA LA VERIFICACIÓN DE INFORMACIÓN DE INDISPONIBILIDADES A LAS CENTRALES DE GENERACIÓN LAIESZ LA ENSENADA, LAIESZ CEIBA TÉRMICA Y ENERSA	41
INSPECCIÓN A LA CENTRAL DE GENERACIÓN POLYGROUP PARA LA VERIFICACIÓN DE INFORMACIÓN DEL EXPEDIENTE DE REGISTRO PÚBLICO DE EMPRESAS DEL SECTOR.....	63
INSPECCIÓN A LAS INSTALACIONES DEL USUARIO DYNAPLAST PARA LA VERIFICACIÓN DE INFORMACIÓN DEL EXPEDIENTE DE CONSUMIDOR CALIFICADO.....	80
PRESENTACIÓN DE INFORME DE INSPECCIÓN DE ROATÁN	94
SEGUIMIENTO DE CONSULTA PÚBLICA CREE-CP-05-2023 PARA LA MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN	105
REVISIÓN DE LA FALLA DEL TRANSFORMADOR T555 EN LA SUBESTACIÓN DE COMAYAGUA.....	110

RÉSUMEN EJECUTIVO

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) es el ente encargado de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de la normativa vigente, con el fin de garantizar la confiabilidad, continuidad y calidad del servicio eléctrico suministrado a los usuarios.

La Dirección de Fiscalización de la CREE, con el objetivo de cumplir con lo anterior, en cumplimiento de lo establecido en el Plan Operativo Anual de la institución, en particular, con respecto al Producto Final 12 del Programa 11; ha elaborado el presente documento con el fin de informar los resultados de las actividades de supervisión y fiscalización realizadas durante el tercer trimestre de 2023.

En resumen, entre las actividades realizadas resaltan:

1. Supervisión de subsidios en cumplimiento de lo establecido en los Decretos Ejecutivo PCM-02-2022, PCM-25-2023 y PCM-30-2022, asociados a la aplicación del subsidio a los usuarios con un consumo mensual de energía igual o inferior a 150 kWh, así como la disposición de un segundo subsidio destinado a cubrir los impactos de las modificaciones trimestrales en la tarifa durante los ejercicios fiscales 2022 y 2023.
2. Seguimiento de la revisión de reclamos recibidos a través de la plataforma de reclamos lanzada en el trimestre II de 2023.
3. Atención al agente del mercado eléctrico nacional.
4. Inspección para la verificación de información de indisponibilidades a las centrales de generación LAIESZ LA ENSENADA, LAIESZ CEIBA TÉRMICA y ENERSA.
5. Inspección a la central de generación POLYGROUP para la verificación de información del expediente de Registro Público de Empresas del Sector que lleva la CREE.
6. Inspección a las instalaciones del usuario DYNAPLAST para la verificación de información del expediente de Consumidor Calificado que lleva la CREE.

7. Presentación de informe de inspección de Roatán.
8. Seguimiento de consulta pública CREE-CP-05-2023 para la modificación del Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución.
9. Informe de resultados de la inspección por falla del transformador CYG-T555.

SEGUIMIENTO A LAS RECOMENDACIONES REALIZADAS EN EL INFORME DE FISCALIZACIÓN DEL TRIMESTRE II



SEGUIMIENTO A LAS RECOMENDACIONES REALIZADAS EN EL INFORME DE FISCALIZACIÓN DEL TRIMESTRE II DE 2023

Sección	Recomendación	Seguimiento
Supervisión de subsidios	Solicitar a la ENEE dar seguimiento a la aplicación del subsidio con base en la categoría tarifaria establecida por la CREE y no por sector de consumo o categoría tarifaria utilizada por la ENEE antes del pliego tarifario aprobado por la CREE.	Se envió un requerimiento de información a la ENEE y la SEN mediante Oficio CREE-181-2023 el 6 de julio de 2023. No obstante, la ENEE respondió de manera parcial a lo solicitado. Por consiguiente, el 8 de septiembre de 2023 se emitió un acto administrativo debidamente motivado debido a la entrega incompleta de la información por parte de la ENEE, sin embargo, no se recibió ninguna respuesta.
	Solicitar a la ENEE que remita la información asociada a la aplicación de subsidios correspondiente a enero, febrero, septiembre, y octubre del año 2022, considerando un detalle mensual, por código de transacción, con el fin de permitir una adecuada supervisión del cumplimiento de los subsidios reconocidos en el Decreto Ejecutivo PCM-02-2022.	
	Solicitar a la ENEE que remita las bases de datos asociadas a la aplicación del segundo subsidio aplicado para evitar el impacto a los ajustes tarifarios correspondiente a octubre y noviembre de 2022, con el fin de permitir una adecuada supervisión del cumplimiento de los subsidios reconocidos en los Decretos	

Sección	Recomendación	Seguimiento
	Ejecutivos PCM 25-2022 y PCM 30-2022.	
	Solicitar a la SEN la actualización del proceso de focalización para la aplicación del subsidio y de ser el caso, actualización de las acciones futuras que estén encaminadas a focalizar el beneficio de forma eficiente.	Se solicitó a la SEN mediante Oficio CREE-181-2023 el 6 de julio de 2023; sin embargo, hasta la fecha actual, no se ha recibido una actualización sobre dicho proceso.
Inspección a centrales generadoras para la verificación de indisponibilidades	Es necesario que el CND, en su calidad de operador del sistema, implemente medidas de seguimiento y verificación de las causas de las indisponibilidades reportadas por los agentes productores con el fin de promover las mejores prácticas operativas, garantizando el cumplimiento de la normativa y asegurar un suministro de energía confiable y eficiente en el país.	Se realizó comunicado a los actores del mercado eléctrico nacional (MEN), sobre el cumplimiento de la entrega de información del Programa Anual de Mantenimientos mediante comunicado CREE-07-2023 emitido el 14 de septiembre de 2023.
	Requerir a la ENEE la planificación para la puesta en marcha de las unidades de generación indisponibles que fueron objeto de inspección.	En proceso de elaboración de requerimiento de información, se continuará con el seguimiento en el cuarto trimestre del 2023.

Sección	Recomendación	Seguimiento
	Que la CREE, por medio de la Dirección de Fiscalización, dé seguimiento a los hallazgos de la gira de inspección en cuestión y continúe realizando procesos de investigación e inspección con el fin de verificar la veracidad de las causas asociadas a las indisponibilidades que afectan la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico.	Se envió un requerimiento de información al CND mediante Oficio CREE-177-2023 el 05 de julio de 2023, en solicitud de información sobre el tema de indisponibilidad de las unidades de generación de un grupo de empresas generadoras. Y se obtuvo respuesta mediante oficio GD-331-07-2023 con fecha 13 de julio de 2023.
	Emitir comunicación a la Secretaría de Energía, a fin de que manifieste a las entidades que correspondan la importancia de la revisión de los procesos y tiempos de respuesta a las solicitudes de las exoneraciones atribuibles a la compra de combustible y repuestos utilizados para el correcto funcionamiento de las unidades de generación de energía eléctrica, lo anterior en aras de salvaguardar la continuidad del suministro de energía.	Se elaboró informe de indisponibilidades ocurridas durante el mes de junio, se envió solicitud de remisión a la SEN el 14 de agosto del 2023, oficio en proceso de remisión.
Inspección a la central	Dar seguimiento sobre los hallazgos en la unidad 2 una vez las revisiones y reparaciones hayan concluido.	En proceso de elaboración de requerimiento de información, se continuará con el seguimiento en el cuarto

Sección	Recomendación	Seguimiento
hidroeléctrica Patuca III		trimestre del 2023.
	<p>La empresa que opera la planta debe de ser responsable de que se cumplan las medidas de seguridad adecuadas y la creación de estas, así como políticas y procedimientos de operación más rigurosos, instalar cámaras de seguridad en zonas estratégicas para poder dar seguimiento a cualquier tipo de incidentes e implementar controles de acceso a diferentes áreas y especificar los cargos o perfiles de los colaboradores que son responsables del cuidado y supervisión de dichas áreas.</p>	<p>En proceso de elaboración de requerimiento de información, se continuará con el seguimiento en el cuarto trimestre del 2023.</p>
	<p>Se debe de configurar el sistema SCADA para que indique como alarma un bajo nivel de aceite, ya que actualmente no cuenta con ello. El operador de turno debe de ser más riguroso con la inspección, no se tiene una bitácora horaria de todos los parámetros relevantes tal como se dijo en la inspección, se deben de implementar y registrar las variables de interés según prioridad e impacto.</p>	<p>En proceso de elaboración de requerimiento de información, se continuará con el seguimiento en el cuarto trimestre del 2023.</p>

Sección	Recomendación	Seguimiento
	Se recomienda se investigue de manera exhaustiva por el organismo competente, el suceso del derramamiento o drenado del aceite ya que el evento como tal escapa las competencias de esta comisión.	En proceso de elaboración de requerimiento de información, se continuará con el seguimiento en el cuarto trimestre del 2023.
Visitas por atención de reclamos	Remisión pendiente del oficio asociado a la colonia Modesto Rodas Alvarado, Tegucigalpa.	Se envió oficio de seguimiento GD-379-08-2023 y se estará dando seguimiento a los procedimientos de atención y mantenimiento a la red de alumbrado público.

SUPERVISIÓN DE LA APLICACIÓN DE LOS SUBSIDIOS

- *Subsidio a los usuarios con consumos de hasta 150 kWh*
- *Subsidio para cubrir los impactos de las modificaciones tarifarias*



SUPERVISIÓN DE LA APLICACIÓN DE SUBSIDIOS PARA EL TRIMESTRE III DE 2023

Poner de manifiesto los resultados obtenidos en relación con la supervisión de lo establecido en los artículos 1 y 2 del Decreto Ejecutivo PCM-02-2022, así como los artículos 1, 2 y 3 del Decreto Ejecutivo PCM-30-2022. Dichos artículos se refieren a la aplicación del subsidio a la factura de energía para los usuarios con consumo igual o inferior a 150 kWh durante los ejercicios fiscales 2022 y 2023. Asimismo, se analizó la implementación de un segundo subsidio destinado a cubrir los impactos de las modificaciones tarifarias que se realizan de manera trimestral.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Verificar el cumplimiento asociado a las operaciones presupuestarias, financieras y contables, que permitan a la ENEE disponer del monto equivalente al pago del 60 % del subsidio, así como de un segundo subsidio para cubrir los impactos de las modificaciones tarifarias que se realizan de manera trimestral.
2. Verificar el cumplimiento de la aplicación del subsidio a los usuarios con consumo igual o inferior a 150 kWh.
3. Verificar el cumplimiento del traslado equivalente al 40% del monto del subsidio, a los clientes no residenciales, exceptuando los clientes comerciales integrados a la red de baja tensión con consumos iguales o inferiores a 3000 kWh (micro, pequeña y medianas empresas).
4. Verificar el cumplimiento del inicio del proceso de profundización de la focalización de dicho subsidio realizado por la SEN, con el fin que el mismo sea recibido por las familias que de ingresos precarios categorizadas como en pobreza extrema.
5. Verificar el cumplimiento de la aplicación del subsidio para cubrir los impactos de las modificaciones tarifarias que se realizan de manera trimestral.

PROCEDIMIENTO DE SUPERVISIÓN

Con el fin de evaluar el cumplimiento adecuado de la aplicación de los subsidios, se llevaron a cabo las siguientes actividades:

1. Reuniones periódicas con la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN) y la ENEE.
2. Requerimientos de información a la SEN y la ENEE.
3. Revisión y análisis de la información entregada por parte de la ENEE y la SEN.
4. Presentación de conclusiones y recomendaciones obtenidas de los hallazgos más importantes en relación con la aplicación de dicho subsidio.

RESULTADOS DE LA SUPERVISIÓN

La CREE, resultado de las actividades descritas en la sección anterior, en cumplimiento de lo establecido en el Decreto Ejecutivo PCM-02-2022, Decreto Ejecutivo PCM 25-2022, y el Decreto Ejecutivo PCM-30-2022 obtuvo los resultados siguientes:

Aplicación del subsidio a usuarios con consumo igual o inferior a 150 kWh

Se identificó que para junio de 2023 la ENEE contó con 1,964,628 usuarios de los cuales el 44.4% recibieron el beneficio del subsidio de 150 kWh, equivalente a L 277,948,332.

En el gráfico, se observan los datos obtenidos de la información proporcionada por la ENEE en el tercer trimestre 2023 donde es visible la cantidad de usuarios beneficiados por mes y la cantidad de lempiras en la que se ve reflejada: el monto correspondiente subsidiado aplicado.

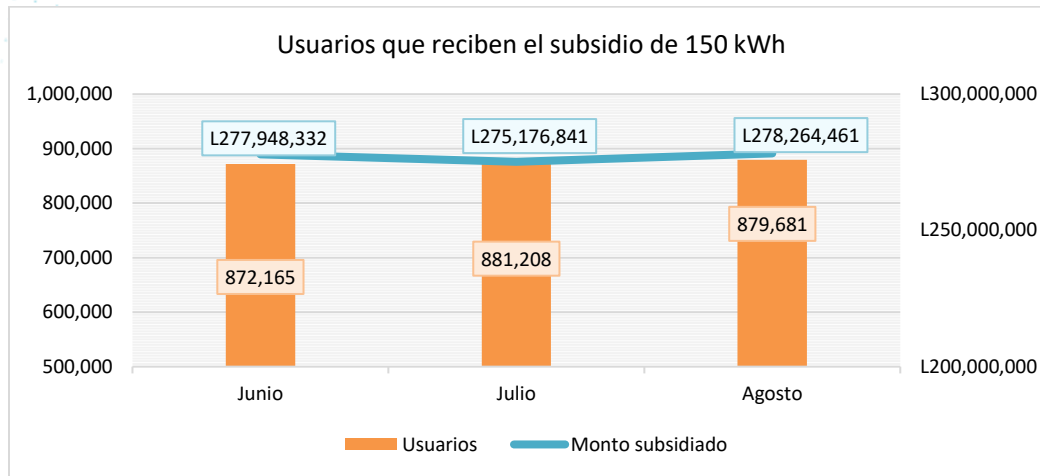


Figura 1 Usuarios que reciben el subsidio de 150 kWh tercer trimestre 2023, Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

En base al análisis realizado por esta Comisión, se encontraron discrepancias en los datos tales como: usuarios residenciales con consumo mayor a 150 kWh que recibieron el subsidio; usuarios con sector de consumo industrial, municipal, gobierno y comercial que recibieron el subsidio; y claves duplicadas en los códigos de transacción por causa de refacturaciones y ajustes a los usuarios.

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

En junio de 2023, la ENEE contó con 1,964,628 usuarios de los cuales el 1.25% aportaron con el 40% del monto del subsidio correspondiente a los usuarios no residenciales, equivalente a L 133,127,571. Asimismo, se encontraron discrepancias en los datos tales como usuarios que pagan el subsidio de 150 kWh, cuyos consumos facturados son menores o iguales a 3000 kWh, en los códigos de transacción CC482 y VA373 y claves duplicadas en los códigos de transacción por causa de refacturaciones y ajustes a los usuarios.

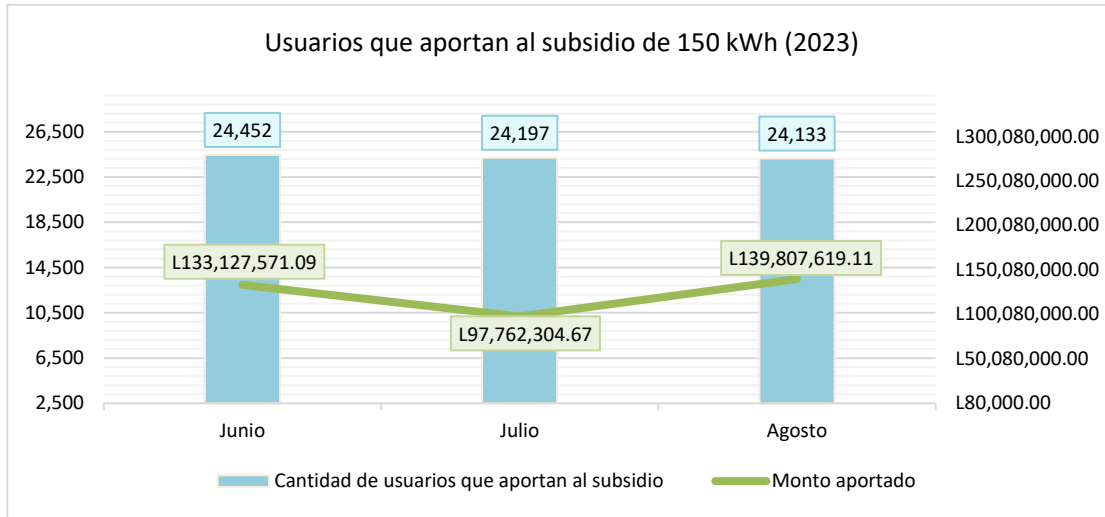


Figura 2 Usuarios que aportan al subsidio de 150 kWh tercer trimestre 2023, Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

En la siguiente tabla, se resume los datos en cuanto al monto subsidiado a los usuarios con un consumo menor o igual a 150 kWh, monto que aportan los usuarios con un consumo mayor a los 3000 kWh, asimismo que se refleja el porcentaje que brinda el Estado mediante la SEN y el porcentaje que aportan los usuarios con un consumo mayor a los 3000 kWh.

Tabla 1 Resumen de montos y porcentajes que cubre los usuarios no residenciales con consumo mensual mayor a 3,000 kWh, así como el porcentaje a subsidiar por fuentes nacionales tercer trimestre 2023

Mes	Monto subsidiado (HNL)	Monto aportado por Usuarios (HNL)	Monto a subsidiar por el Estado (HNL)	Porcentaje aportado por Usuarios (40%)	Porcentaje subsidiado por el Estado (60%)
Junio	-277,948,332	133,127,571.09	L144,820,760.66	47.90%	52.10%
Julio	-275,176,841	97,762,304.67	L177,414,536.44	35.53%	64.47%
Agosto	-278,264,461	139,807,619.11	L138,456,842.37	50.24%	50%

*La razón de que el monto tenga signo negativo (-) es porque significa un crédito otorgado a los

usuarios en las bases de datos.

De la tabla anterior es posible observar que no siempre se cumple la proporción del 60/40 para el pago total del subsidio, conforme a lo establecido en el Decreto Ejecutivo PCM-02-2022 y el Decreto Ejecutivo PCM-30-2022.

Focalización para la aplicación del subsidio a usuarios con consumo menor o igual a 150 kWh

En reuniones de trabajo conjuntas entre la SEN y la ENEE, se ha buscado la colaboración del BCIE para contratar una firma consultora con experiencia en procesos de focalización. Asimismo, en enero de 2023, la SEN firmó un convenio con el Instituto Nacional de Estadística para que este último brinde apoyo en la creación de las bases de datos necesarias para una focalización más efectiva del subsidio.

Hasta la fecha, no se ha implementado ninguna estrategia adicional para la focalización del subsidio. No obstante, mensualmente se realizan modificaciones en la inclusión o exclusión de usuarios del subsidio, en respuesta a las solicitudes de los propios usuarios o a las recomendaciones de los supervisores de campo.

Aplicación del subsidio por ajuste a la tarifa

Los Decretos Ejecutivos PCM-25-2022 y PCM 30-2022 instruyen a SEFIN a realizar las operaciones presupuestarias, financieras y contables necesarias durante el ejercicio fiscal del año 2022, para el periodo de octubre a diciembre, y el ejercicio fiscal 2023. El propósito de estas operaciones es utilizar los fondos no ejecutados del Decreto Ejecutivo PCM 02-2022, los cuales corresponden al subsidio del pago del 60% a la ENEE, con el fin de evitar el impacto de la aplicación del ajuste tarifario que se realiza de manera trimestral. A continuación, se muestra un resumen detallado con respecto a los datos obtenidos de la información proporcionada por la ENEE en el 2023:

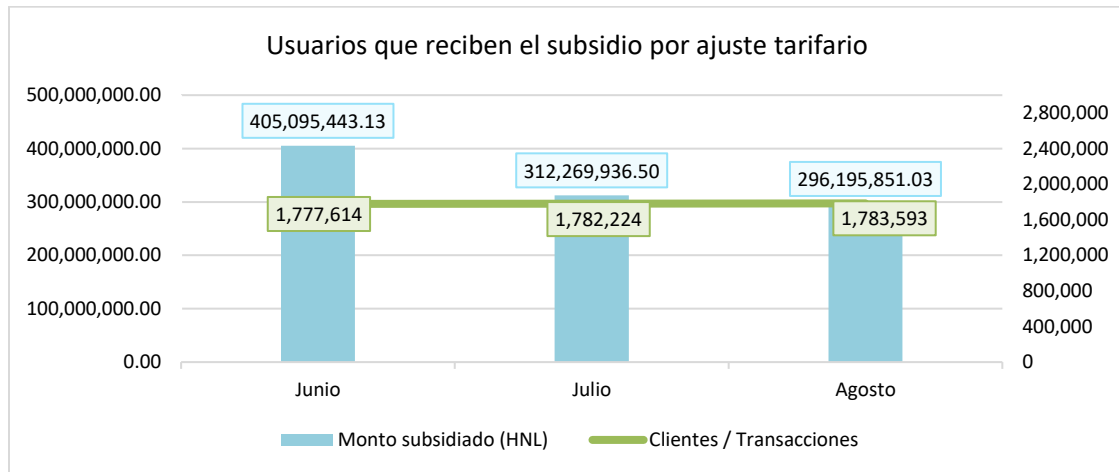


Figura 3 Aplicación de subsidio por ajuste tarifario aplicado a todos los usuarios (2023), Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

Cabe mencionar que en algunos meses se han identificado casos en los que se registran múltiples transacciones con el mismo código de transacción, sin embargo, esto se debe a que durante un mismo mes pueden llevarse a cabo procesos de refacturación.

Resumen histórico (2023)

Tabla 2 Resumen de beneficiarios que reciben subsidio y los montos que el Estado subsidia.

Mes	Clientes/ Transacciones	Monto subsidiado (HNL)
Enero	1,758,270	-318,895,788.96
Febrero	1,754,725	-356,562,638.21
Marzo	1,762,957	-362,158,083.56
Abril	1,775,802	-371,533,306.38
Mayo	1,782,501	-360,700,358.17
Junio	1,777,614	-405,095,443.13

Mes	Clientes/ Transacciones	Monto subsidiado (HNL)
Julio	1,782,224	-312,269,936.50
Agosto	1,783,593	-296,195,851.03
Total		-2,783,411,405.94

*La razón de que el monto tenga signo negativo (-) es porque significa un crédito otorgado a los usuarios en las bases de datos.

CONCLUSIONES

1. Existe un cumplimiento general del Decreto Ejecutivo PCM-02-2022 y el Decreto Ejecutivo PCM-30-2022 por parte de los actores involucrados en la aplicación del subsidio de 150 kWh.

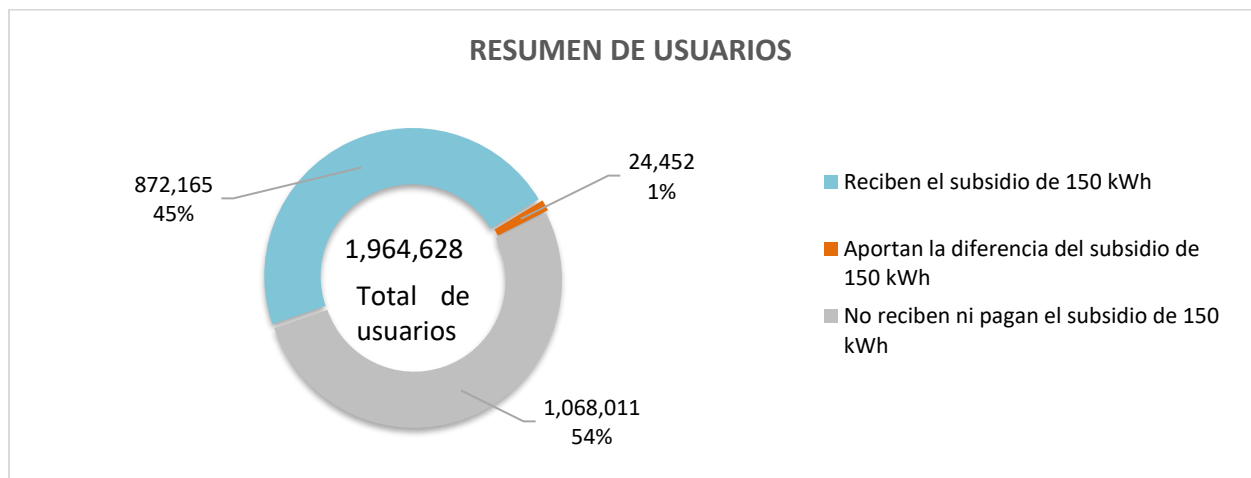


Figura 4 Resumen de usuarios junio 2023, Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

2. Se identificaron oportunidades de mejora en cuanto a la aplicación del subsidio de 150 kWh, en particular, inconsistencias en la información contenida en las bases de datos las cuales requieren de una revisión posterior y posibles acciones correctivas por parte de la ENEE. Asimismo, se identificó que el subsidio se continúa aplicando por medio del sector de consumo o categorías

tarifarias utilizadas por la ENEE previo al pliego tarifario aprobado por la CREE en 2016, lo cual contraviene con lo dispuesto en el Decreto Legislativo 02-2022, que relaciona el concepto de categorías de usuario o tarifarias aprobadas por la CREE.

- Se constató que el mecanismo de transferencia del costo del subsidio, asumido por los usuarios no residenciales con un consumo mayor a 3,000 kWh en el mes de agosto, no se adecuó al margen del 40% establecido en el Decreto Ejecutivo PCM-02-2022 y el Decreto Ejecutivo PCM-30-2022. Por lo tanto, se esperará que para el mes de septiembre se realice un ajuste conforme al margen del 40% correspondiente.

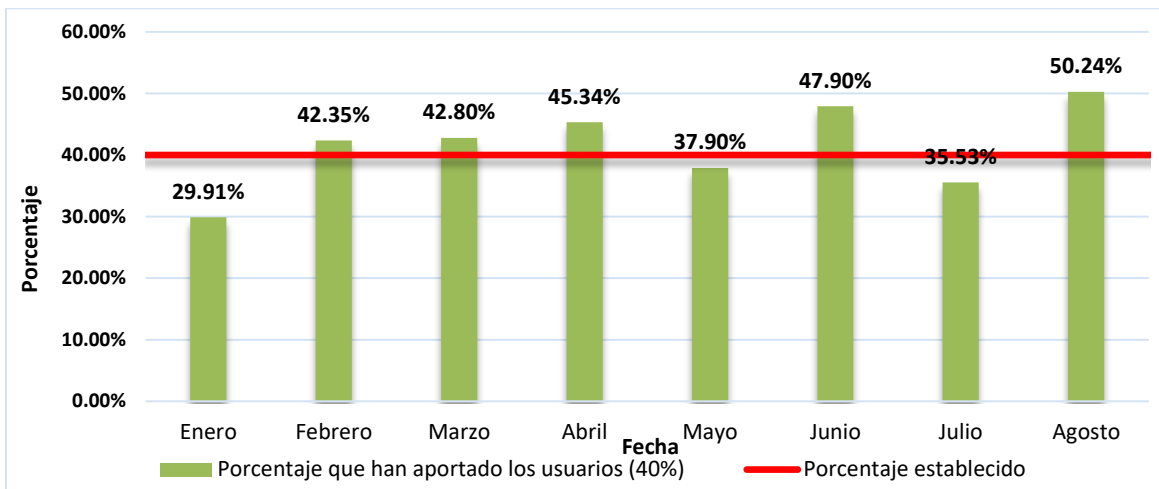


Figura 5 Porcentaje histórico que han aportado los usuarios con consumo mayor a 3,000 kWh (2022-2023)

- Las modificaciones mensuales en la inclusión o exclusión de usuarios del subsidio se llevan a cabo en función de las solicitudes de los propios usuarios o las sugerencias de los supervisores de campo, sin implementar una estrategia o proceso adicional de focalización para alcanzar a las familias económicamente más vulnerables en el país.
- Se cumple con las disposiciones establecidas en el Decreto Ejecutivo PCM-25-2022 y el Decreto Ejecutivo PCM-30-2022 por parte de los actores involucrados en la aplicación del segundo subsidio, logrando evitar el impacto de los ajustes tarifarios que se realizan de manera trimestral.

RECOMENDACIONES

1. Con base en las oportunidades de mejora identificadas, se recomienda solicitar a la ENEE:
 - a. Que aplique el subsidio con base en la categoría tarifaria establecida por la CREE y no por sector de consumo o categoría tarifaria utilizada por la ENEE antes del pliego tarifario aprobado por la CREE, puesto que es importante determinar los criterios con base en las categorías de usuario, tal y como lo establece el Decreto Legislativo 02-2022.
 - b. Que realice un mapeo e identificación en campo de los casos específicos de usuarios cuyo sector de consumo no sea residencial y que se les aplique una tarifa residencial (según el pliego tarifario aprobado por la CREE), esto con el fin de disminuir errores de inclusión de usuarios que no aplican al subsidio de consumo de energía eléctrica igual o menor a 150 kWh.
 - c. Que remita la información asociada a la aplicación de subsidios correspondiente a enero, febrero, y octubre del año 2022, considerando un detalle mensual, por código de transacción, con el fin de permitir una adecuada supervisión del cumplimiento de los subsidios reconocidos en el Decreto Ejecutivo PCM-02-2022.
 - d. Que remita las bases de datos asociadas a la aplicación del segundo subsidio aplicado para evitar el impacto a los ajustes tarifarios correspondiente a octubre de 2022, con el fin de permitir una adecuada supervisión del cumplimiento de los subsidios reconocidos en los Decretos Ejecutivos PCM 25-2022 y PCM 30-2022.
 - e. Que remita la metodología y los procedimientos empleados para la aplicación del subsidio por ajuste a la tarifa en el año 2023.
2. Solicitar a la SEN que actualice sobre el proceso de focalización para la aplicación del subsidio y de ser el caso, actualización de las acciones futuras que estén encaminadas a focalizar el beneficio de forma eficiente.

ATENCIÓN AL USUARIO Y AGENTE



Elaborado por:
Dirección de Fiscalización

Comisión Reguladora de
Energía Eléctrica (CREE)

Tegucigalpa, Honduras
Septiembre del 2023

RESULTADOS DE LA ATENCIÓN A LOS USUARIOS

INTRODUCCIÓN

La **Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)**, haciendo uso de las facultades que le confiere la **Ley General de Industria Eléctrica (LGIE)**, en sus artículos 3 en relaciones a las funciones de la CREE y el artículo 8 relacionados a la supervisión e intervención de las empresas. Mediante la Dirección de Fiscalización y Atención al Usuario realiza la verificación de atención a los usuarios regulados y los sistemas aislados.

En este caso se fiscaliza la atención, procedimientos y cumplimiento del **Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED)** por parte de la Empresa Distribuidora (ED), en este sentido a la **Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)** y los sistemas aislados y mediante la plataforma se ha logrado tener un buen panorama acerca de la atención brindada a los usuarios.

OBJETIVO

Fiscalizar el cumplimiento del marco regulatorio y supervisar el accionar de las empresas distribuidoras.

Objetivos específicos:

1. Supervisar los procedimientos de atención que las empresas distribuidoras realizan a los usuarios.
2. Corroborar los cargos y créditos facturados a las cuentas de los usuarios.
3. Inspeccionar los tiempos de atención a los expedientes generados a los usuarios.
4. Vigilar que los usuarios reciban una atención de calidad a los reclamos de los usuarios.
5. Regular los procedimientos de atención que utiliza la Empresa Distribuidora.

ANTECEDENTES

Para fiscalizar el proceso de atención y resolución de las Empresas Distribuidoras (ED) se lanzó una plataforma por parte de la Dirección de Fiscalización donde los usuarios ingresan su reclamo e inconformidad en el proceso de atención a un reclamo, y el Departamento de Atención al Usuario se encarga de realizar un

estudio exhaustivo para verificar y estudiar las rectificaciones, el proceso comercial y la ejecución del cumplimiento reglamentario en las acciones efectuadas.

PROCEDIMIENTO DE ATENCIÓN

El método para que un reclamo sea aceptado en la Comisión, el usuario en primera instancia debe agotar las instancias establecidas y respetar los tiempos de atención establecidos en el RSED. Si el usuario se presenta a la oficina la Comisión utiliza equipo tecnológico para ingresar el reclamo siempre y cuando este ya cuente con un expediente en la Empresa Distribuidora, si el usuario no cumple con este filtro se le orienta el procedimiento a seguir. Si el reclamo ingresa por otro canal distinto a la plataforma, se le instruye como ingresar le reclamo para así llevar un mejor control y tener un solo canal de atención.

Desde que el reclamo ingrese se le informa al usuario el seguimiento, mediante llamada telefónica y correo electrónico de igual manera si se necesita información adicional por parte del usuario, se recibe por correo electrónico y de manera presencial en las oficinas de la CREE.

Cuando el reclamo ya ha sido revisado y se tiene la resolución, al usuario se le informa la respuesta del caso y son enviadas a los usuarios mediante correo electrónico con el soporte y la justificación legal relacionada, adicional se le realiza una llamada al usuario para explicarle y si el caso lo amerita se le realiza recomendaciones con relación al reclamo.

El proceso de atención y tratamiento un reclamo interpuesto por un Usuario ha finalizado cuando se encuentra en cualquiera de los siguientes estados (en consonancia con los estados estipulados en el artículo 96 literal H de la Norma Técnica de Calidad de Distribución):

Aceptada

- Cuando al hacer la revisión y el análisis se concluye que hay un incumplimiento del marco regulatorio por parte del Distribuidor.

Parcialmente aceptada

- Cuando el Distribuidor aplicó de manera correcta algunos aspectos de la regulación pero incumplió otros, esto implica una disminución en el tiempo que se le hace un cobro o ajuste a la cuenta del usuario.

Rechazada

- El Distribuidor aplicó correctamente la regulación.

Para los casos que se encuentran en estado pendiente se tiene una fragmentación diseñada de la siguiente manera:

En espera de Respuesta de la Empresa Distribuidora

- Para los casos en los que ya fueron incluidos y enviados a la Empresa Distribuidora

En Departamento de Atención al Usuario

- Cuando se tiene en análisis o en preparación de oficio para enviar a la Empresa Distribuidora.

En Dirección de Asesoría Legal

- Cuando se necesite un pronunciamiento legal.

En Secretaría General

- Cuando se esta en el proceso administrativo para enviar el oficio.

En Espera de Información de Usuario

- Cuando se solicita información al usuario relacionada al caso.

En Dirección de Regulación

- Cuando se necesita una verificación normativa, tarifaria, estudios eléctricos y mercados eléctricos.

La CREE brinda atención y asesoría a los usuarios que visitan las instalaciones, esta atención puede ser por

asesoramiento, solicitudes de información, ingreso de reclamo, seguimiento y respuesta a un reclamo. La CREE a través del Departamento de Atención al Usuario y Agente realiza un seguimiento personalizado con los usuarios que interponen reclamos no solo presencialmente también por medio de correo electrónico y llamadas telefónicas para poder tener un mejor acercamiento con los usuarios y así poder dar celeridad a los reclamos. La **Imagen 1** e **Imagen 2** se muestra a personal de la CREE brindando atención a un grupo de Usuarios que se presentaron a solicitar asesoría y a su vez interponer reclamos.



Imagen 1: atención personalizada a los usuarios que visitan las instalaciones de la CREE



Imagen 2: Atención en las instalaciones con los medios tecnológicos para orientar a los usuarios.

RESULTADOS

Se realizó un cierre al 27 de septiembre de 2023 y a la fecha ingresaron **193 casos** de los cuales **133 casos se encuentran cerrados**, y se le ha brindado una respuesta al usuario, la distribución de los estados actuales de los casos se muestra en el **Gráfico 1** :

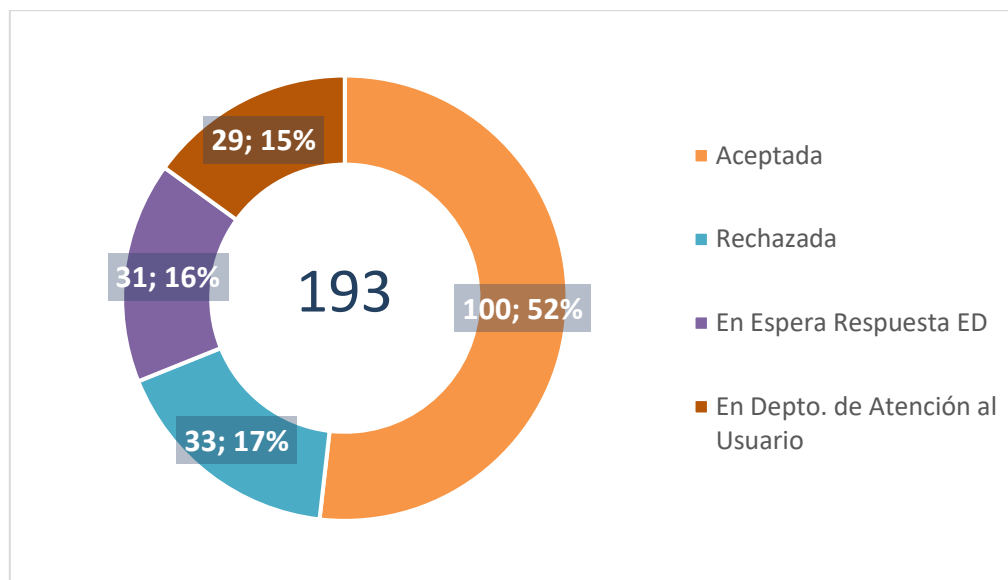


Gráfico 1: estado actual del proceso de atención a los usuarios.

De los 193 casos ingresados, **100 han sido aceptados (representan un 52% del total)** es decir que al momento del análisis de estos casos, se encontró una incorrecta aplicación de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), su reglamento, el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución u otra ley y normativa aplicable. No obstante cabe mencionar que **33 de estos casos (representan un 17% del total)** se han encontrado que no se ha incumplido con la normativa actual y por tanto el reclamo ha sido rechazado. En cada uno de ellos se le brinda **atención personalizada al usuario** y se le da toda la **asesoría** necesaria para que este pueda hacer un buen uso de la energía.

El **Gráfico 2** muestra el avance de la gestión de la atención a los usuario en el cual el **porcentaje de resolución de casos es del 69%** y se tiene un 31% de casos pendientes.

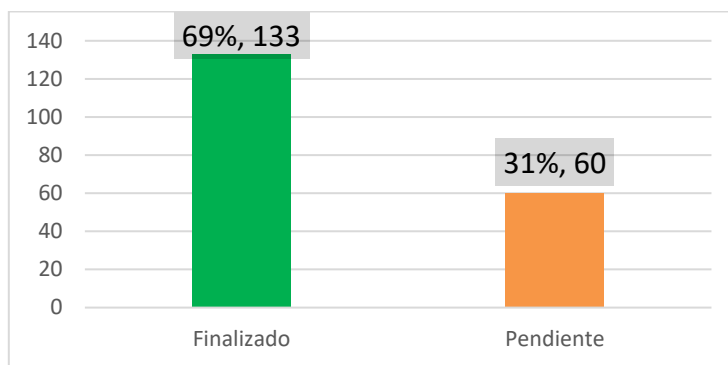


Gráfico 2: porcentaje de casos resueltos y porcentaje de casos pendientes

Respecto al 31% de casos que están pendientes y tal como se puede apreciar en el **Gráfico 1** el 15% de los reclamos ingresados **se encuentran en revisión y análisis** por parte del Departamento de Atención al Usuario y Agente mientras que el **16% se encuentra en espera de una respuesta por las Empresas Distribuidoras**, especialmente la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

Este departamento con la finalidad de dar respuesta a los usuarios, luego de analizar y estudiar los reclamos de los usuarios emite seguimientos de atención mediante oficios dando un tiempo de espera para obtener la respuesta de atención. En algunas ocasiones se pide una prórroga por parte de la empresa distribuidora la cual se puede ser otorgada si se cuenta con una justificación válida por parte del distribuidor. La ENEE ha pasado por un proceso de transición por lo cual los tiempos de respuesta, así como la calidad de estas no han sido óptimas. Se realiza actualmente capacitaciones de temas regulatorios al personal de ENEE para poder mejorar el intercambio de información, así como optimizar la calidad de las respuestas

La **Tabla 2** muestra la calidad de respuesta obtenida en los oficios emitidos, donde se logra apreciar que en su mayoría son incompletas, por parte de la Empresa Distribuidora.

Oficio CREE	Fecha Realizado	Fecha Envío	Fecha Recibido	Fecha Respuesta	Oficio Respuesta	Respuesta
CREE-123-2023	1/6/2023	1/6/2023	2/6/2023	27/6/2023	GD-301-06-2023	Incompleta
CREE-133-2023	12/6/2023	12/6/2023	12/6/2023	28/6/2023	GD-306-06-2023	Incompleta
CREE-136-2023	13/6/2023	15/6/2023	15/6/2023	8/8/2023	GD-357-08-2023	Completa
CREE-209-2023	2/8/2023	3/8/2023	7/8/2023	25/8/2023	GD-382-08-2023	Incompleta
				11/9/2023	GD-424-09-2023	Completa
CREE-243-2023	21/8/2023	22/8/2023	22/8/2023	13/9/2023	GD-430-09-2023	Incompleta
CREE-255-2023	23/8/2023	25/8/2023	25/8/2023	-	-	Sin respuesta
CREE-275-2023	12/9/2023	13/9/2023	13/9/2023	-	-	Sin respuesta
CREE-285-2023	25/8/2023	27/9/2023	27/9/2023	-	-	Sin respuesta
CREE-287-2023	25/9/2023	27/9/2023	27/9/2023	-	-	Sin respuesta
CREE-288-2023	18/9/2023	27/9/2023	27/9/2023	-	-	Sin respuesta

Tabla 2: seguimiento a oficios enviados a ENEE según la calidad de la respuesta.

En el **Gráfico 3** se muestra las solicitudes que más ingresan a la plataforma desde su lanzamiento, donde se aprecia que la mayoría son por fallas en el servicio eléctrico y cobros excesivos y la menor cantidad son para daños a aparatos eléctricos, calidad en el servicio electrónico, cobros por manipulaciones y conexiones irregulares y, por último, mala aplicación de tarifas.

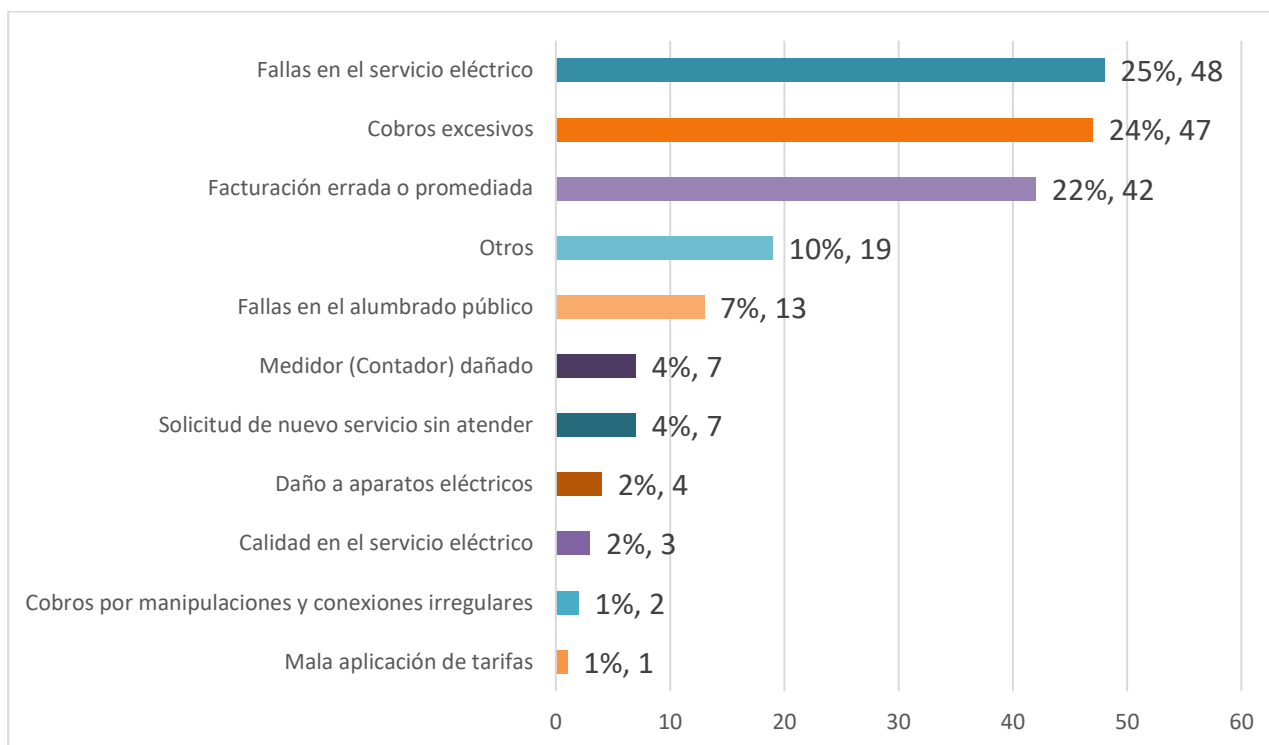


Gráfico 3: cantidad de reclamos por tipo seleccionado por los usuarios

ALCANCES

Las acciones realizadas a cada usuario son estudiadas no solo por el equipo de Atención al usuario, sino de diferentes áreas de la Comisión según se amerite el tipo de reclamo.

Dos alcances que se han logrado a partir de la apertura de la plataforma de reclamos han sido la emisión de dos recomendaciones de atención para los casos citados a continuación:

Ajustes de Energía Consumida y No Pagada ECNP

A la plataforma de reclamos ingresaron una serie de reclamos con características similares, usuarios que se encontraban con servicio directo con una gestión pendiente de atención mayor al tiempo que estipula el artículo 54 del (RSED) durante este tiempo la cuenta quedó promediada en base a un patrón de consumo según lo establece el artículo 60 del (RSED) luego que estos usuarios fueron normalizados se les aplicó un Ajuste por ECNP según el tiempo que se mantuvo la irregularidad de servicio directo, los usuarios

inconformes por el cobro realizado aprovecharon a exponer su reclamo mediante la plataforma de reclamos. La Dirección de Fiscalización por su parte realizó los análisis técnicos y preparó una recomendación para la empresa distribuidora apoyados en dictamen emitido por parte de la dirección de asesoría legal.

La recomendación enviada a la Empresa Distribuidora abarcó los puntos de la siguiente manera:

1. Todo usuario con reporte de revisión de medidor por distintas razones y que este no fuese atendido en el tiempo estipulado en el reglamento, debería ser tratado conforme al artículo 68 del RSED siempre que existan los suficientes soportes relacionado a que el retiro del medidor se debió a una situación de emergencia que pusiera en peligro la seguridad de los usuarios.
2. Todos los casos en los que la irregularidad sea relacionada a un retiro del equipo sin causa, este debe ser tratado con los artículos 73, 74, 75 y 76 del RSED.

Al departamento de Atención al Usuario ingresaron 8 casos relacionados a este tema por lo que se envió una recomendación mediante el oficio **CREE-243-2023** con los casos y también se requirió la base de datos de los usuarios a los que se le efectuó un ajuste de energía teniendo una gestión ingresada ya sea por parte del usuario o por la atención a una incidencia que provocó que el usuario quedará con servicio directo.

Desconexiones del servicio de energía

Se emitió una recomendación de atención a solicitudes de desconexión del servicio con las características:

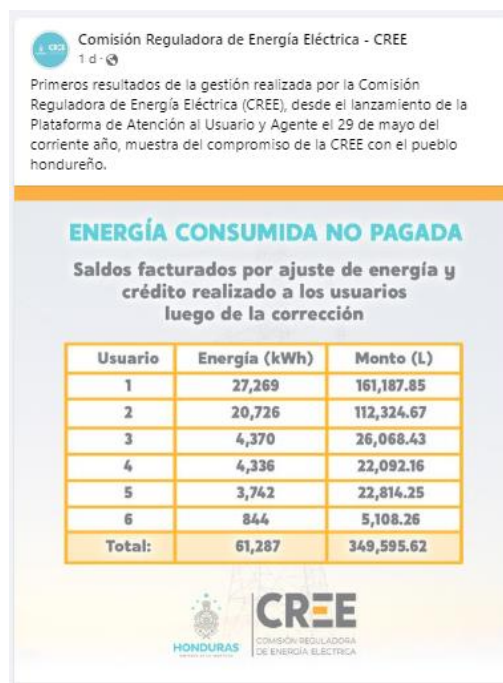
1. El usuario se presenta a la oficina en cumplimiento de los artículos 31 y 36 del RSED.
2. No se realiza la desconexión debido a un inconveniente al momento de realizar el desmontaje del equipo.
3. El usuario no es notificado de la situación presentada al momento del retiro de medida en campo.
4. La propiedad pasa a ser de otro dueño y este no realiza la actualización de datos que menciona el artículo 10 de RSED.

5. El dueño anterior se presenta a la oficina al percatarse que el medidor tiene saldos pendientes y que son vinculados a la propiedad que vendió.
6. Al presentarse nuevamente a las oficinas de atención, la empresa distribuidora le da seguimiento mediante notificaciones a los nuevos propietarios, pero estos hacen caso omiso.

Para estos casos la Comisión recomendó tratar estos casos de la siguiente manera:

Realizar la desconexión del servicio en campo y normalizar con la irregularidad, usuario ilegal y que este sea tratado según lo que estipule los artículos relacionados a energía consumida y no pagada del RSED.

Producto de esto la CREE en las redes sociales informa a la población los resultados en relación con los reclamos para esto en la **Imagen 3** se muestra los saldos a favor del usuario a partir de la recomendación emitida a la ED por parte de la CREE, donde se aprecia que de los 6 usuarios que ingresaron su reclamo a la CREE por ajustes de energía, se les corrigió un total de L349,595.62. Esto como un inicio a la fiscalización de la base de datos que posteriormente será analizada para que las correcciones sean efectivas.



Comisión Reguladora de Energía Eléctrica - CREE
1 d · 🌐

Primeros resultados de la gestión realizada por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), desde el lanzamiento de la Plataforma de Atención al Usuario y Agente el 29 de mayo del corriente año, muestra del compromiso de la CREE con el pueblo hondureño.

ENERGÍA CONSUMIDA NO PAGADA

Saldos facturados por ajuste de energía y crédito realizado a los usuarios luego de la corrección

Usuario	Energía (kWh)	Monto (L)
1	27,269	161,187.85
2	20,726	112,324.67
3	4,370	26,068.43
4	4,336	22,092.16
5	3,742	22,814.25
6	844	5,108.26
Total:	61,287	349,595.62

HONDURAS
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Imagen 3: Publicaciones en redes sociales de los resultados.

HALLAZGOS

Dentro de los reclamos más relevantes se resalta la aplicación del descuento por la tercera edad, donde los usuarios solicitan que la Comisión realice las gestiones necesarias para que sea aplicado al total de la factura de energía.

Se muestra una considerable cantidad de reclamos la atención que reciben los usuarios por convenios de pago, facilidades de pago, abonos a los contratos de pago.

Negación de atención y apertura de expedientes, para esto se realizó una recopilación mediante correo y llamada.

INDICADORES DE CALIDAD

Según se muestra en la **Tabla 3** se observa que a la fecha se han finalizado el proceso en la CREE de 133 casos equivalentes a **69%** del total ingresado y se tiene en estado pendiente o en tratamiento 60 reclamos equivalente al **31%** de del total ingresado, estos casos ya tienen un proceso analizado y se está a la espera de respuesta a los oficios por parte de la ED.

Estado	Cantidad	Porcentaje
Finalizado	133	69%
Pendiente	60	31%

Tabla 3: Mediciones de atención.

En la **Gráfico 4** se muestra tiempo de resolución en días respecto a la cantidad de reclamos cerrados, para los casos aceptados y rechazados el tiempo de resolución es similar.

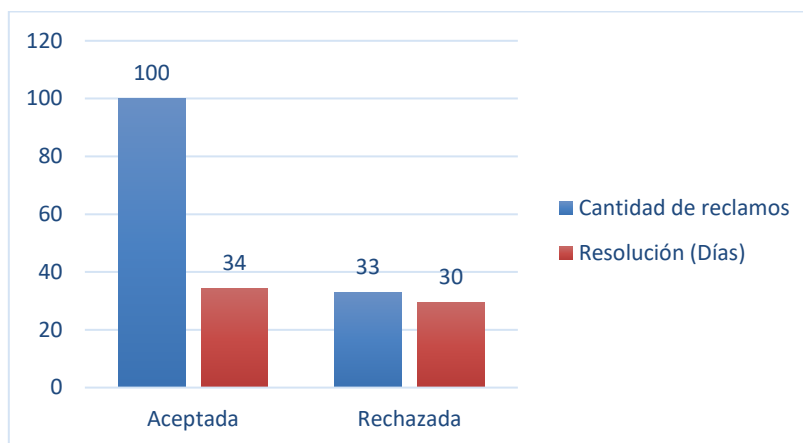


Gráfico 4: Relación de casos resueltos y tiempo de resolución.

En el **Gráfico 5** se aprecia la cantidad de reclamos pendientes y el tratamiento de cada uno, para los casos con espera de respuesta de la Empresa Distribuidora existen 31 casos con 81 días de atención, y los reclamos con tratamiento en el Departamento de Atención al Usuario se relaciona a que se están en estudios del caso para posterior envío mediante oficio según sea la conclusión.

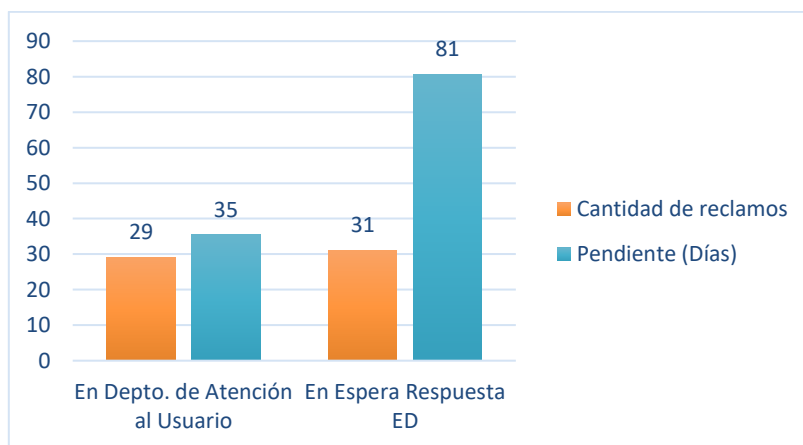


Gráfico 5: Casos en tratamiento con la localización correspondiente.

Cabe resaltar que desde el lanzamiento de la plataforma no se tenía acceso a los sistemas comerciales de la Empresa Distribuidora y se enviaban oficios para solicitar los expedientes de los usuarios, pero las respuestas enviadas por la Empresa Distribuidora eran incompletas, así que para analizar los casos se solicitó acceso a los sistemas comerciales y con esto se ha logrado verificar la información del reclamo, que es utilizada

únicamente para realizar análisis, actualmente también se está solicitando el acceso a las memorias de cálculo por energía consumida y no pagada para verificar los cálculos realizados y la aplicación del reglamento.

es aquí donde la Comisión está haciendo consideraciones para gestionar la pronta atención de los oficios y que las respuestas contemplen lo solicitado.

PROPUESTA DE ACCIONES DE SEGUIMIENTO POR PARTE DEL ENTE REGULADOR

Se dará seguimiento a las políticas, procedimientos y procesos utilizados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para conocer y corroborar la calidad de atención a los usuarios y en base a la información obtenida se tomarán acciones para que los usuarios sean atendidos con la mejor calidad.

La CREE como ente regulador emitirá recomendaciones para la correcta aplicación de la reglamentación a los usuarios regulados.

RECOMENDACIONES A LA SECRETARÍA DE ENERGÍA

Realizar un análisis de los descuentos por la tercera edad, ya que según han expuesto los usuarios, se debe realizar el descuento sobre el monto total de la factura de energía eléctrica. Esta Comisión realizará un estudio que enviará de los usuarios beneficiados con este descuento.

Impulsar el fortalecimiento institucional de las Empresas Distribuidoras ya que, para el caso de la ENEE, se tiene una estructura interna para cada proceso y esto debe ser trabajado para llevar un mejor control en la gestión operativa y desarrollo administrativo y comercial.

ATENCIÓN AL AGENTE

INTRODUCCIÓN

La **Comisión reguladora de Energía Eléctrica (CREE)** en cumplimiento de lo estipulado en la Ley General de Industria Eléctrica (LGIE) en los artículos 4 que mencionan que las actividades reguladas son establecidas por la CREE. La **Ley General de Industria Eléctrica (LGIE)** en el artículo 5 y artículo 6 establecen que las empresas generadoras, distribuidoras y transmisoras deben inscribirse en el Registro Público de Empresas del Sector Eléctrico que llevará la CREE. Así mismo la (LGIE) menciona en el artículo 3 establece que es función de la CRE aprobar las solicitudes para clasificación como consumidores calificados.

PROCEDIMIENTO DE ATENCIÓN

Los agentes ingresan la solicitud por la Dirección de Secretaría General de la Comisión, en primera instancia son revisados por esta Dirección donde se valida la información y que cumplan con los requisitos para la solicitud de inscripción que fueron aprobados mediante acuerdos **CREE-092-2020** y **CREE-093-2020**. Es importante que se adjunte la documentación y los datos y que sean correctos según lo establecen los artículos 4, 5 Y 6 de la (LGIE). Una vez verificada la información pasa a ser revisada por la Dirección de Fiscalización donde se analiza la información técnica presentada y en caso se necesite una opinión ya sea legal o regulatoria se envía a las direcciones involucradas según sea el caso, y una vez revisada se procede a emitir un dictamen en el caso que sea favorable o desfavorable, si la información requiere una aclaración es enviada una remisión para que una respuesta al requerimiento por medio de la Dirección de Secretaría General. Este requisito es necesario para obtener la autorización del Centro Nacional de Despacho (CND) para realizar transacciones en el mercado eléctrico nacional según lo estipula el **artículo 7 del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM)**.

RESULTADOS EN EL TRIMESTRE

En el trimestre ingresaron ocho (8) expedientes para registro público, de los cuales seis (6) se remitieron, uno (1) se encuentra en análisis y uno (1) fue dictaminado como favorable:

Tabla 4: Registros públicos Generadoras

REGISTRO PÚBLICO GENERADORAS			
Expediente	Sociedad	Remisiones	Dictamen
G-S54	Geotérmica Platanares S.A. de C.V. (GPS)	1	0
EG-107-2023	ENEE	1	0
G-S40	Group Energy Oil Palm	1	0

Tabla 5: Registro Público Consumidor Calificado

REGISTRO CONSUMIDOR CALIFICADO			
Expediente	Sociedad	Remisiones	Dictamen
SC-022-2022	Nueva Sociedad Hotelera (NSH)	1	0
SC-21-2022	Capitales e Inversiones Inmobiliarias (CISA)	1	0
SC-34-2023	DINAPLAST	0	1
SC-35-2023	GRUPO J	1	0

Tabla 6: Registros públicos pendientes

Expediente	Sociedad
SC-33-2023	Cervecería Hondureña S. A. de C. V.

DESCRIPCIÓN GENERAL REMISIONES

EMPRESAS GENERADORAS

EG-107-2023 Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

Tegucigalpa M.D.C. 07 de agosto 2023

Se requirió:

- Licencia ambiental de las centrales de generación denominadas Central Hidroeléctrica Santa María

de Real; Central Hidroeléctrica Francisco Morazán; Central Hidroeléctrica El Níspero; Central Hidroeléctrica El Cajón; Central Hidroeléctrica Cañaverall; Central Térmica Ceiba; Central Térmica la Puerta; Central Térmica Santa Fe; Central Térmica Bermejo; Central Térmica Ashton; Central Térmica Sulzer; Central Térmica Miraflores o en su caso el respectivo permiso ambiental o documento emitido por la autoridad en el cual se faculta al titular operar de conformidad con la legislación vigente, conforme con lo establecido en el artículo 3 del Reglamento de auditorías Ambientales.

- Contrata de aguas de las centrales hidroeléctricas.
- Cronograma de actividades del proceso de separación de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), específicamente de la unidad de centro de costo correspondiente a la actividad de generación.
- Documento en el que conste la conexión a la red de distribución o transmisión según sea el caso, para cada central de generación propiedad de la sociedad mercantil.
- Si aplica, incluir el contrato de operación correspondiente a cada central de generación propiedad de la sociedad mercantil.
- Correcciones en el formulario, anexo I titulado “Instalaciones de generación de energía eléctrica”.

G-S40 Group Energy Oil Palm (GEOPALSA)

Tegucigalpa M.D.C. 27 de septiembre 2023

Se solicitó:

- Verificar información general ingresada al formulario en línea.
- Presentar documentación que valide información de la central generadora registrada.
- Validar ubicación geográfica de la central.
- Corregir información de interconexión.
- Presentar constancia de solvencia del SAR a la fecha.

G-S54 Geotérmica Platanares S.A. de C.V. (GPS)

Tegucigalpa M.D.C. 29 de septiembre 2023

Se requirió:

- Información del representante de la empresa.
- Aclarar vigencia de licencia ambiental.
- Verificación de documentación adjunta

CONSUMIDORES CALIFICADOS

SC-022-2022 Nueva Sociedad Hotelera (NSH)

Tegucigalpa M.D.C. 20 de julio 2023

Se requirió:

1. En el formulario de inscripción de clasificación como consumidores calificados, en el Anexo II:

- Aclarar y de ser necesario corregir la demanda seleccionada que se muestra en las facturas presentadas desde abril 2021 hasta noviembre 2021, ya que la demanda seleccionada no corresponde a la mayor entre la demanda real y la demanda máxima de los 11 meses anteriores multiplicada por 0.85.
- Aclarar y de ser necesario corregir la demanda máxima facturada (kW) para el mes de junio de 2021 ya que no coincide con el valor indicado en la factura correspondiente.
- Corregir la información de ubicación del punto de suministro, ya que las coordenadas ingresadas no corresponden a Honduras; colocar signo negativo al dato ingresado dentro del campo "longitud".

2. En el formulario de inscripción de clasificación como consumidores calificados, en el Anexo II:

- Indicar en el campo la cantidad de contratos de potencia firme o potencia rime y energía. De no poseer contratos colocar "0" en el campo correspondiente de lo contrario indicar la cantidad de contratos que poseen y completar los datos que corresponde.
- Enviar el formulario de clasificación e inscripción de consumidores calificados en formato PDF y Word, asegurándose de que ambos documentos contengan los mismos datos.

SC-21-2022 Capitales e Inversiones Inmobiliarias (CISA)

Tegucigalpa M.D.C. 03 de agosto 2023

1. En el formulario de inscripción de clasificación de consumidores calificados de la CREE, en el Anexo I:

- Aclarar y de ser necesario corregir la demanda seleccionada que se muestra en las facturas presentadas desde agosto 2021 hasta marzo 2022, ya que la demanda seleccionada no corresponde a la mayor entre la demanda real y la demanda máxima de los 11 meses anteriores multiplicada por 0.85.
- Aclarar la información de ubicación del punto de suministro, ya que las coordenadas ingresadas no están ubicadas en el estado de Honduras.

2. En el formulario de clasificación e inscripción de consumidores calificados de la CREE, en el Anexo II:

- Indicar en el campo que corresponda, la cantidad de contratos de compra de potencia firme o potencia firme y energía. De no poseer contratos colocar "0", de lo contrario indicar la cantidad de contratos que poseen y completar los datos correspondientes que se solicitan en el formulario.
- Enviar el formulario de clasificación e inscripción de consumidores calificados de la CREE en formato PDF y Word, asegurándose de que ambos documentos contengan los mismos datos.

SC-34-2023 DINAPLAST

Tegucigalpa M.D.C. 16 de agosto 2023

Se emitió dictamen favorable que se detalla en este informe en la página 82.

SC-35-2023 GRUPO J

Tegucigalpa M.D.C. 13 de septiembre 2023

Se requirió:

En el formulario de clasificación e inscripción en el registro de consumidores calificados de la CREE, en el Anexo I: Debido a que se encontraron errores en la demanda seleccionada declarada en el formulario respecto al valor presentado en las facturas se solicita actualizar el cuadro de la demanda de los meses de agosto 2022 hasta julio 2023 (12 meses) según la demanda máxima especificada en las facturas, agregando la factura emitida del mes de agosto 2022 a la documentación presentada.

INFORME DE RESULTADOS

INSPECCIÓN A
CENTRALES
GENERADORAS PARA
LA VERIFICACIÓN DE
INDISPONIBILIDADES
EN JUNIO DE 2023



Elaborado por:
Dirección de Fiscalización

Comisión Reguladora de
Energía Eléctrica (CREE)



INSPECCIÓN PARA LA VERIFICACIÓN DE INFORMACIÓN DE INDISPONIBILIDADES A LAS CENTRALES DE GENERACIÓN LAIESZ LA ENSENADA, LAIESZ CEIBA TÉRMICA Y ENERSA

OBJETIVO

El presente documento tiene como objetivo mostrar los resultados de la inspecciones realizadas por la Dirección de Fiscalización con el apoyo de la Dirección de Asesoría Jurídica de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) a un grupo de centrales generadoras entre el 24 y 26 de julio de 2023 en atención a la solicitud realizada por Secretaría de Energía (SEN) mediante oficio 460-2023-SEN-DM de fecha 19 de junio de 2023 con respecto a la verificación de información de indisponibilidades de unidades y centrales de generación correspondientes al mes de junio del presente año.

Objetivos específicos

1. Evaluar los eventos de indisponibilidad ocurridos durante el mes de junio de 2023 cotejando la información registrada en el Centro Nacional de Despacho (CND) con respecto a los datos obtenidos durante las inspecciones realizadas a las centrales generadoras.
2. Determinar las causas de las indisponibilidades.
3. Validar la duración de las indisponibilidades.

PROCEDIMIENTO DE LA INSPECCIÓN

El plan de trabajo consistió en la conformación de un equipo de trabajo para realizar una gira de inspecciones en las cual se llevaron a cabo las actividades siguientes:

1. Recopilación de evidencias de mantenimientos programados y no programados de las centrales generadoras.
2. Recopilación de bitácoras de operación e información soporte.
3. Entrevista al personal de las plantas generadoras.
4. Levantamiento de actas de inspección para cada planta generadora.

Con base en la ubicación geográfica de las centrales se determinó la planificación de inspecciones siguiente:

Día	Fecha	Equipo
1	24 de julio de 2023	Inspección LAEISZ TERMICA
2	25 de julio de 2023	Inspección LA ENSENADA
3	26 de julio de 2023	Inspección ENERSA

El procedimiento para el análisis de los datos obtenidos durante las inspecciones comprendió:

1. Determinar los hallazgos más relevantes sobre las indisponibilidades reportadas por las centrales de generación ante el CND.
2. Analizar las indisponibilidades con el fin de identificar el origen de estas, asimismo, comparar los criterios utilizados por el CND para su clasificación e identificar variaciones o inconsistencias de los registros de las indisponibilidades con respecto a los datos verificados.
3. Determinar las conclusiones y recomendaciones correspondientes.

RESULTADOS DE LA INSPECCIÓN

Durante el periodo comprendido entre el 24 y 26 de julio del presente año se llevaron a cabo inspecciones a centrales generadoras en seguimiento de la solicitud presentada por la Secretaría de Energía con el objetivo de verificar los eventos de indisponibilidades ocurridos durante el mes de junio del 2023. A continuación, se presentan los resultados del desarrollo de los procesos de inspección en cada central generadora.

Central generadora Laeisz Ceiba Térmica

El 24 de julio de 2023 se realizó la inspección con previo aviso a la central generadora Laeisz Ceiba Térmica,

localizada en la ciudad de La Ceiba, departamento de Atlántida. La central generadora cuenta con una capacidad instalada de 23.26 MW, con 22 unidades de generación conectadas a la subestación Ceiba Térmica en un nivel de tensión de 34.5 kV.

Durante el mes de junio el CND registro 6 indisponibilidades de la central de las cuales el 40% representaron indisponibilidad forzada por el sistema de transmisión, 20% representa indisponibilidad forzada por el sistema de distribución, 20% represento una indisponibilidad forzada por los equipos de generación y 20% representa indisponibilidad programada. Es importante destacar que un registro no concuerda con la información presentada por el personal y a la información publicada en el sitio web del CND, por lo que se calificó como un registro inconsistente. Durante la inspección el personal manifestó que actualmente la central tiene 2 unidades indisponibles y que las misma se encuentran en mantenimiento correctivo, las cuales se describen a continuación.

Con respecto a la unidad PBL5 posición 19, que posee una capacidad de generación de 920 kW, el personal de la central manifestó que la unidad presenta una falla mecánica que afecto el cigüeñal. A la fecha de la inspección la unidad en mención se encontraba fuera de línea desde hace un mes y medio ya que se encuentran a la espera de la aprobación por parte de la gerencia para la implementación de la reparación o compra de una nueva unidad. El personal manifestó que el cambio por una unidad nueva conlleva un tiempo de instalación aproximado de 24 horas, mientras que la reparación de la unidad existente tomaría un tiempo aproximado de 2 a 3 meses.

Con respecto a la unidad la U19 posición 3, con una capacidad de generación de 930 kW, tal y como se muestra en la **Figura 6** se identificó que la unidad se encuentra indisponible por daño en el rodamiento del generador el cual requiere de cambio. A la fecha dicha unidad ha estado fuera de servicio desde hace aproximadamente un mes y que se encuentra en proceso de prueba, una vez finalizado este periodo, se espera una semana para que la unidad U19 posición 3 entre en línea.



Figura 6 Daño en el rodamiento del generador U19 POS3

A continuación, se presenta un resumen de las indisponibilidades más relevantes asociadas a la central en cuestión ocurridas durante el mes de junio, con base en los registros brindados por el CND y validados durante la inspección.

1. El 10 de junio de 2023 se registró una reducción en la capacidad de generación según lo indicado en la bitácora de operación de la central. Dicha reducción de la capacidad de generación se debió a supuestas variaciones del nivel de tensión en la línea CTE-L308. La **Figura 7** muestra la reducción en la capacidad de generación con una duración de 1.5 horas a partir de las 12:00.

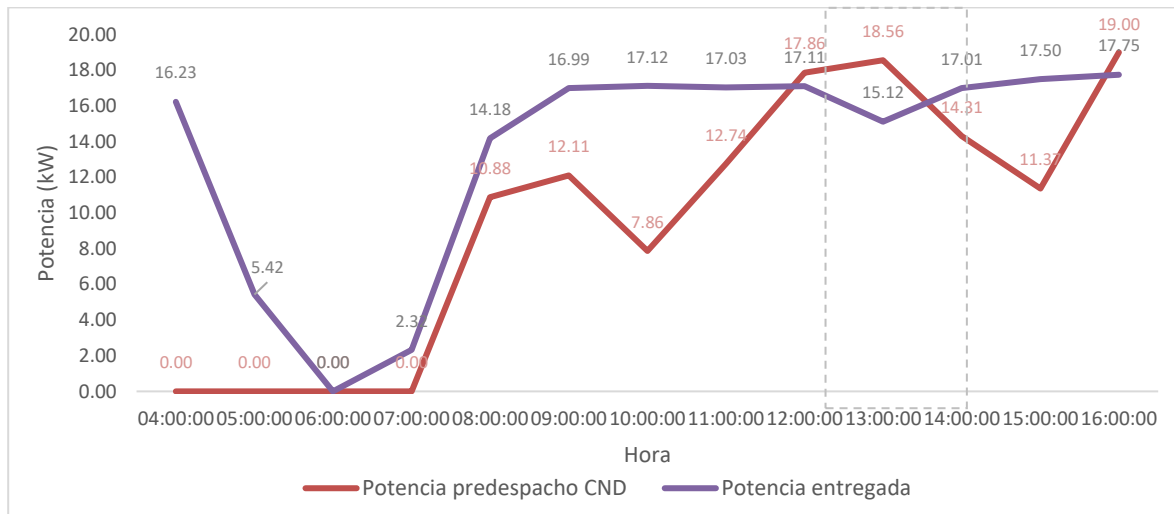


Figura 7 Grafico comparativo de potencia indicada en el predespacho (Fuente: CND) y potencia entregada (Fuente: Central Laeisz)

Ceiba Térmica)

- Con respecto a la indisponibilidad ocurrida el 15 de junio de 2023, se constató que esta fue provocada por una falla asociada a la línea de transmisión L515. La **Figura 8** muestra la pérdida de la señal de voltaje registrada en el equipo de medición ION 8650A entre las 12:45 y 15:45 del día en mención.

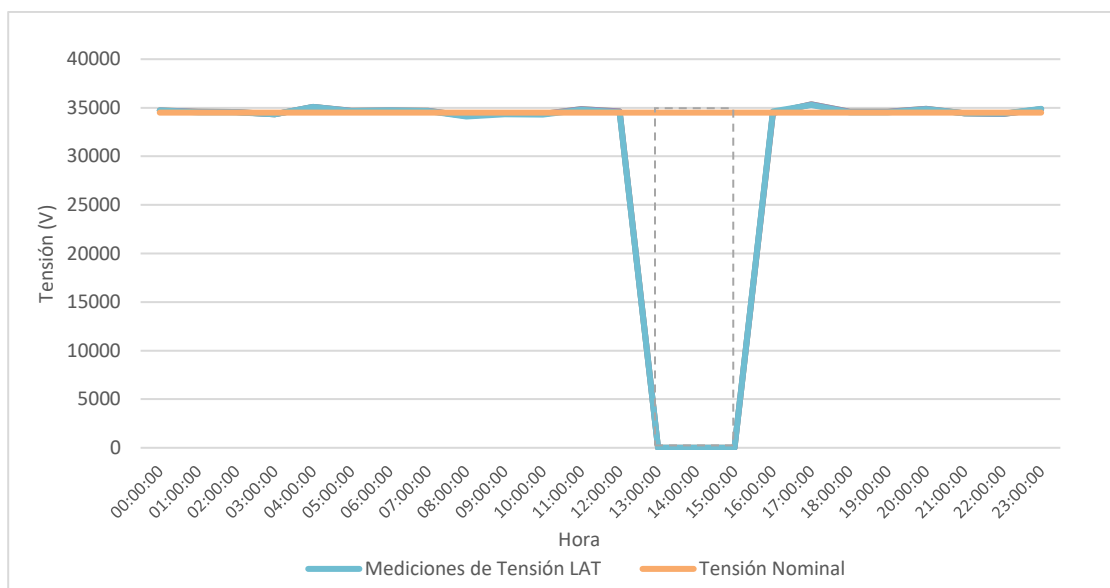


Figura 8 Grafico de niveles de tensión de la central LAEISZ CEIBA TERMICA durante el 15/06/2023 (Fuente: Medición ION 8650A Central Laeisz Térmica)

- Durante el **17 de junio de 2023**, el registro del CND indico que la planta bajo su disponibilidad de 32 a 24 MW. Sin embargo, cabe mencionar que la capacidad de entrega durante el mes de junio no se eleva por encima de 19 MW. Asimismo, en la bitácora de operación se registró un mantenimiento a la unidad PBL22 U#23 de 300 horas con numero de orden trabajo 1753 y un mantenimiento de 300 horas a la unidad U#G12 POS-9, con orden trabajo 1734, ambos se encuentran dentro del plan de mantenimiento. De igual manera, se observó que el predespacho establecido por el CND en ese mismo periodo de tiempo era 0 MW, no obstante, en la bitácora operativa se identificó la solicitud por parte del CND para que entreguen capacidad disponible a las 6:30.

- El segundo evento ocurrido el 17 de junio de 2023, se originó debido a una falla en la línea de transmisión L516. Dicho evento afectó a varias centrales de la zona litoral. En la **Figura 9** se observa la pérdida de la señal de tensión cuya duración fue de aproximadamente 12 minutos.

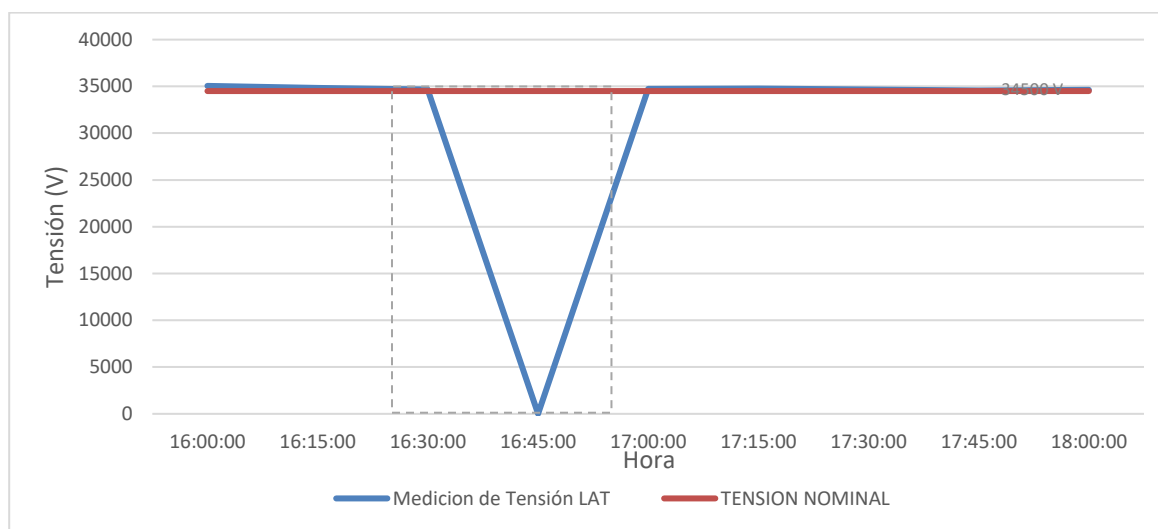


Figura 9 Grafico de niveles de tensión de la central LAEISZ CEIBA TERMICA durante el 17/06/2023 (Fuente: Medición ION 8650A Central Laeisz Térmica)

- Con respecto a la indisponibilidad del 20 de junio de 2023, el personal de la central manifestó que se debió a oscilaciones en los niveles de tensión en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) que afectaron la operación de la central, en particular una sobretensión del 2.94 % registrada a las 18:00. Cabe mencionar que la Norma Técnica de Calidad de la Distribución define una tolerancia para la regulación de tensión del 6 % en estado estable. La **Figura 10** muestra una comparación entre las señales de tensión registradas en el equipo de medición y las tolerancias establecidas en la normativa de calidad.

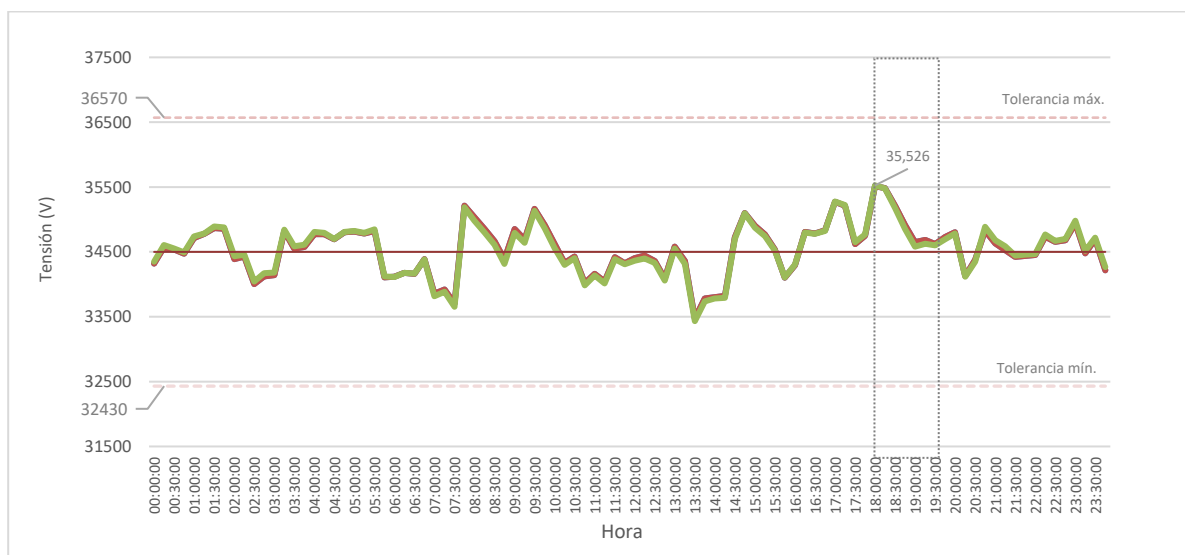


Figura 10 Grafica de tensión de la Planta Laeisz Térmica durante el 20 de junio de 2023 (Fuente: Medición ION 8650A Central Laeisz Ceiba Térmica)

- Con el registro de fecha de 22 de junio de 2023, el CND indicó que la planta registro una falla interna con duración de 4.9 horas. Se verificó que a las 13:00 se observó que el predespacho estimado era de 0 MW y que durante el mismo periodo la entrega de capacidad en tiempo real, la planta entrego su capacidad disponible. Asimismo, se validó el plan de mantenimiento para esta fecha y se identificaron mantenimientos programados, un mantenimiento de 1500 hr a la unidad PBL7 POS 7 con orden de trabajo 1759 y mantenimiento de 300 hr a la unidad PBL18 POS 22 con orden de mantenimiento 1760, ambos contemplados en el plan de mantenimiento. Por lo cual se observa una inconsistencia con la indisponibilidad en cuanto a su clasificación como indisponibilidad forzada así como de su duración registrada ante el CND.

Central generadora Laeisz La Ensenada

El día 25 de julio de 2023, se realizó la inspección con previo aviso a la central generadora La Ensenada, localizada en la ciudad de La Ceiba, departamento de Atlántida. En dicha central se entrega la potencia comprometida de los contratos de suministros en el orden siguiente: en las unidades U2, U3, U4 y U5 se entregan 30 MW del contrato Laeisz Reguleto, en las U6, U7 y U8 se entregan 20 MW del contrato Laeisz San Isidro, una vez entregada la capacidad de 20 MW los excedentes se entregan con las, U9 y U10 con el contrato Laeisz Ceiba, que entrega 20 MW. El personal de la central indicó que el contrato Laeisz San Isidro

no puede exceder una entrega de capacidad mayor a 20 MW, por lo que una vez registrada esa capacidad los excedentes pasan a ser asociados a la liquidación del contrato Laeisz Ceiba.

Durante la inspección el personal manifestó que la unidad 1 no se encuentra asociada a ninguno de los contratos anteriores y que se utiliza como unidad de respaldo, asimismo declararon que están en procesos de negociación para una ampliación de los contratos o para entrar al mercado de oportunidad con la capacidad de generación de la unidad 1.

Los registros brindados por el CND indicaron 62 indisponibilidades durante el mes de junio, los cuales se validaron con el personal de la central La Ensenada y la información soporte como ser la bitácora de operación, registro SCADA de las unidades e informes de fallas. A partir del análisis, se identificó que un registro de indisponibilidad es un evento duplicado, además, del total de los eventos ocurridos en el mes de junio, el 95% corresponde a indisponibilidades forzadas y 3% corresponde a indisponibilidades programadas. Asimismo, el personal manifestó que cuando realizan la solicitud de mantenimientos programados, el CND no aprueba la ejecución de los mismos.

De acuerdo con el análisis de los registros del CND durante el mes de junio y la verificación con la información presentada por el personal de operación de la central generadora, se observó que la unidad con mayor número de eventos por indisponibilidad fue la unidad 5 con una frecuencia de 11 indisponibilidades con una duración total de 89.79 horas de los cuales el 91% representan indisponibilidades forzadas de la unidad de generación y el 9% representan indisponibilidades programadas.

Con respecto a la unidad 8, en el registro de indisponibilidades del CND se asocian 5 eventos de indisponibilidad con una duración total de 203.97 horas, no obstante, como resultado de la inspección se validó que la duración total de los eventos fue de 50.63 horas.

A continuación, se detallan los principales eventos de indisponibilidad de la central generadora La Ensenada.

1. El registro con fecha 17 de junio de 2023 indico que la central se desconectó debido a una falla interna. El personal manifestó que la falla asociada a la indisponibilidad registrada, tuvo origen en

la unidad U2 y posteriormente afecto a la unidades U3 y U5, describen que el evento se originó por el generador U2 donde se encontró en falla PT (el dispositivo exploto, en la **Figura 11**, se observa el dispositivo donde se originó la falla, que suministro potencia al AVR, lo cual provoco la activación de la protección de corriente diferencial en zona 2), una vez realizado el mantenimiento correctivo durante el cual se sustituye el TP dañado la unidad U2 entra en línea. Esta indisponibilidad en la U2 inicia el 17 de junio a las 06:29 y finaliza el mismo día con el arranque del motor a las 19:11.



Figura 11 Fotografía de TP que suministra potencial al AVR en falla de la unidad U2 (fuente reporte de falla GEN U2 17 de junio, Mantenimiento Eléctrico La Ensenada)

2. Para el evento relacionado a la U3, manifiestan que se origina a partir del evento en el generador U2 (explosión del PT), el generador U3 alimento la falla lo que provoco daño en los varistores de la excitatriz ver **Figura 12**, el generador U3 después de realizar el mantenimiento correctivo se sincronizó la unidad sin problemas, el evento tuvo un periodo de duración del 17 de junio a las 06:29 y finaliza con la entrada en línea de la U3 el mismo día a las 17:49.



Figura 12 Fotografía de varistores con indicios de fallas de la U3 (fuente reporte de falla GEN U3 17 de junio, Mantenimiento Eléctrico La Ensenada)

3. Con respecto a la falla ocurrida en la unidad U5, indicaron que el generador U5 aporó corrientes de falla al evento diferencial 87G por la explosión de un PT en el generador U2, y que se requirió la contratación de personal externo para realizar el mantenimiento correctivo de la unidad, el evento tuvo un periodo de duración del 17 de junio a las 06:29 y finaliza con la entrada en línea de la unidad el 20 de junio a las 08:44. Es importante mencionar que este es el evento, de la central, con mayor tiempo de indisponibilidad durante el mes de junio de la central generadora La Ensenada.

Central generadora Energía Renovable (ENERSA)

El día 26 de junio de 2023, se realizó la inspección con previo aviso a la central generadora ENERSA, que se localiza en la ciudad de Choloma departamento de Cortes. La central generadora cuenta con 14 unidades de generación y una capacidad instalada de 264 MW.

Durante el mes de junio el CND registró 114 eventos de indisponibilidad asociados a las unidades de generación de esta central. Se identificó que 7 registros corresponden a indisponibilidades duplicadas, por lo cual se clasificaron como registros inconsistentes, además, se encontró que el 67% de los eventos se debieron a indisponibilidades forzadas de las unidades de generación y el 33% representaron indisponibilidades programadas.

Mediante la validación de las indisponibilidades se observó que las unidades con mayor frecuencia de indisponibilidad fueron las unidades U2 y U6, ambas con 15 eventos asociados. Por otro lado, con base en la información registrada en el CND, preliminarmente se determinó que la unidad con mayor tiempo de indisponibilidad durante el mes de junio fue la unidad U14 con 488.77 horas de indisponibilidad, sin embargo, por medio de la inspección se validó que el tiempo de indisponibilidad fue de 139.68 horas (ver Anexo 3, **Error! Reference source not found.**, sobre registro de U14). Asimismo, se identificó que en los registros del CND la U4 presentó una indisponibilidad con una duración total de 1.15 horas, no obstante, mediante la validación de datos se determinó que el tiempo de indisponibilidad real de la unidad fue de 830.22 horas, donde las indisponibilidades forzadas representan el 73% de la duración del registro total y el 27% representa mantenimientos programados a la unidad en mención. Cabe mencionar que durante la inspección se identificó el registro una alarma por la presión del aceite en el turbo que originó la falla mayor

en el turbocargador que inicio desde el 13 de junio a las 9:32 y fue solventada hasta el 08 de julio a las 15:57.

A continuación, se detallan los eventos de indisponibilidad que tuvieron una mayor relevancia en la central generadora:

1. El día 16 de junio de 2023, las unidades U1, U2 y U3 registraron un disparo por falla que tuvo origen en la bornera del transformador ENR-T546 registrando un tiempo de duración promedio de 1.14 horas. La **Figura 13** muestra la bornera del transformador donde origino la falla, este evento se vio reflejado como una reducción de entrega de 210 MW a 163 MW.



Figura 13 Fotografía de la bornera del transformador T546 (fuente personal operativo ENERSA)

2. El día 20 de junio de 2023 se registró la desconexión de la central del sistema eléctrico nacional que tuvo una duración promedio de indisponibilidad de las unidades de 2.20 horas, se identificó que la falla se originó por fuga de gases del interruptor 22T47 generando el disparo de las protecciones asociadas al transformador T547. La **Figura 14** muestra la fisura a la que se asoció la falla en mención.

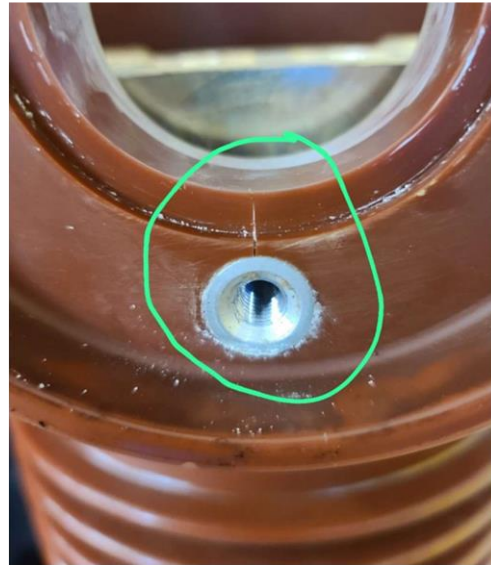


Figura 14 Fotografía de la fisura de que provocó la fuga de gases asociada a la falla del 20/6/2023 (fuente Informe de resultado inspección por indisponibilidad ENERSA)

En la **Figura 15** se observa el diagrama unifilar de la central donde se puede observar la distribución de las unidades y el dispositivo al que se asocian la falla del 16 de junio (en color morado) y la falla del 20 de junio (color naranja).

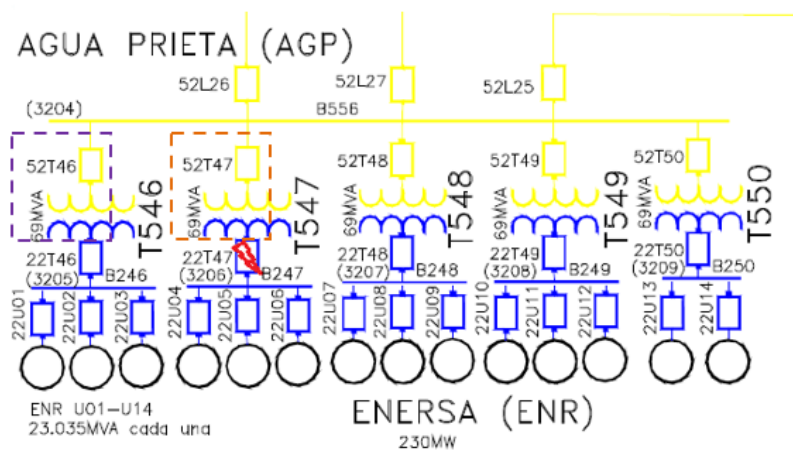


Figura 15 Diagrama unifilar de la central ENERSA, identificación del origen de la falla ocurrida el 20 de junio de 2023 (fuente SIN)

El personal de operación y mantenimiento manifestó, que realizó las maniobras correspondientes para integrar la central nuevamente al sistema.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

El CND registró 183 indisponibilidades correspondientes a las centrales de generación sujetas al análisis. De acuerdo con la clasificación presentada se observaron 83 eventos asociados a disparo, 53 eventos de salida por falla, 38 registros por la ejecución de mantenimientos y 10 registros identificados como no disponible.

En el análisis previo a la inspección, tal y como se muestra en la **Figura 16**, de manera preliminar se observó que las unidades con mayor recurrencia de indisponibilidades fueron las unidades de ENERSA U6 y U2 y que la unidad con mayor tiempo duración de indisponibilidad fue la unidad de ENERSA U5.

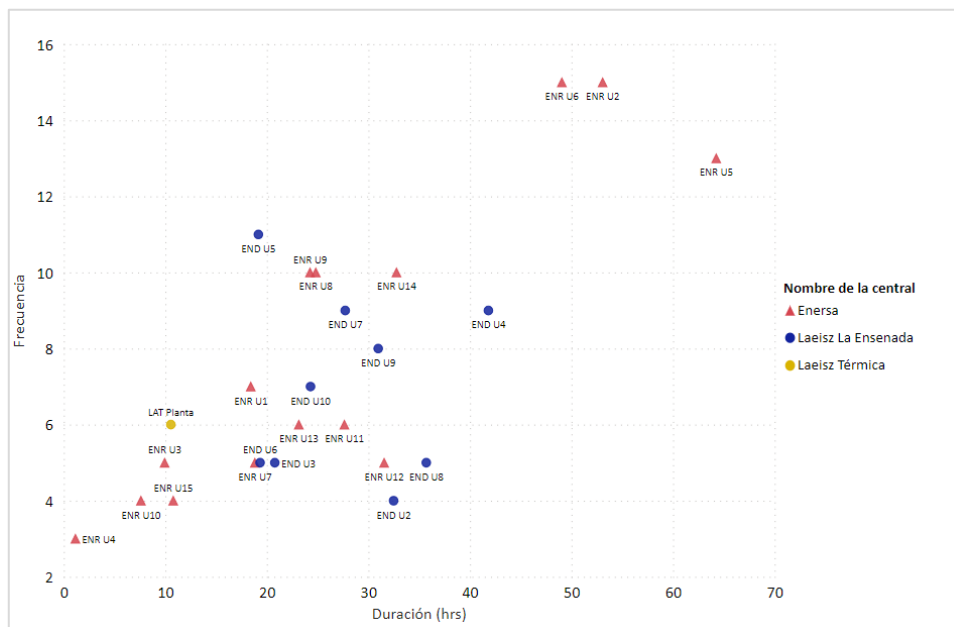


Figura 16 Análisis de indisponibilidades preliminar del mes junio de 2023 (Fuente: CND)

Con base en los resultados de las inspecciones se procedió con el procesamiento y validación de indisponibilidades, tomando como referencia las disposiciones establecidas en la Norma Técnica de Mantenimiento y la Norma Técnica de Calidad de Transmisión, en particular, a lo relacionado a los procedimientos para la clasificación, manejo y supervisión de mantenimientos e indisponibilidades.

De los registros se identificó que **135 registros corresponden a indisponibilidades forzadas, 38 registros a indisponibilidades programadas y 10 son registros inconsistentes** que incluyen aquellos registros duplicados que se observaron como una copia de una indisponibilidad registrada y los registros que no coinciden en cuanto a la descripción y duración.

En secuencia con lo anterior, se determinó realizar nuevamente el análisis de indisponibilidades, con el cual se planteó excluir de este análisis los registros inconsistentes documentado por el CND, ya que se tiene como finalidad determinar de manera más acertada los periodos de duración y frecuencia de las indisponibilidades.

Como resultado se observa en la **Figura 17** un reajuste en cuanto a la recurrencia y el tiempo de duración de las indisponibilidades de las unidades de las centrales generadoras, donde podemos destacar el caso de la unidad U14 de ENERSA que, a diferencia del análisis preliminar, esta indicó una duración de 1.38 horas, sin embargo, en el análisis posterior se identificó una duración de 830.2 horas. Asimismo, se destaca que unidad con mayor recurrencia de indisponibilidad fueron las unidades de ENERSA U2 y U6.

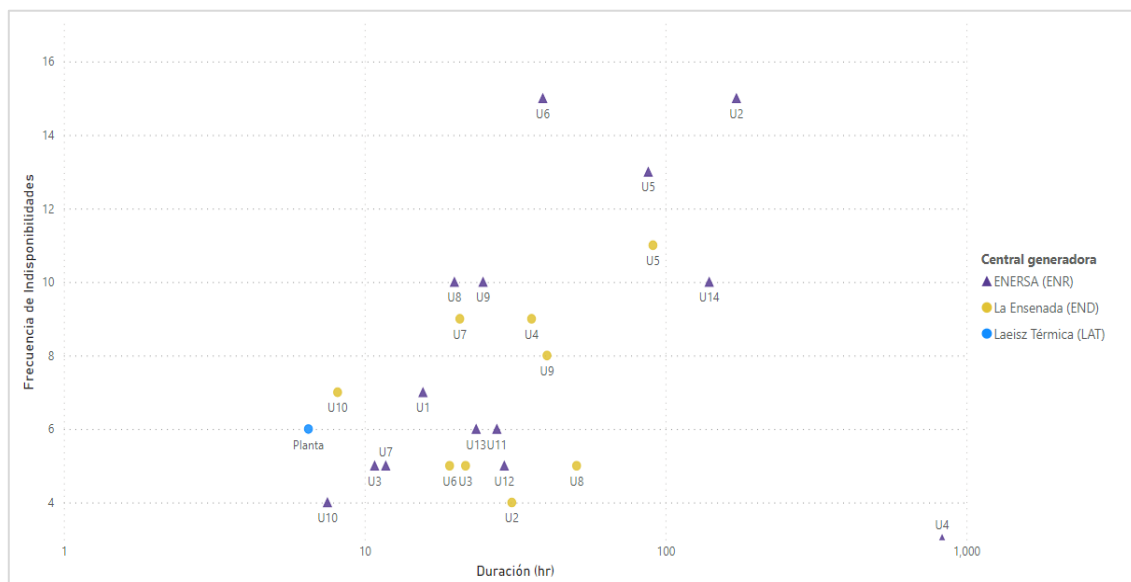


Figura 17 Análisis de indisponibilidad posterior del mes de junio (fuente Comisión Reguladora de Energía Eléctrica CREE)

Análisis de principales causas

Como resultado del análisis, se planteó una clasificación en base a su origen de acuerdo con el sistema en donde se produjo la indisponibilidad, como ser: generación, transmisión y distribución. De lo cual se observa que en que dentro de las indisponibilidades forzadas en generación representaron un 68%, indisponibilidad programada en generación representan el 22%, indisponibilidad forzada en transmisión representa un 10% y las indisponibilidades forzadas en distribución representan un 1%, se destaca que en los registros no se encontraron indisponibilidades programadas en transmisión y generación. En la **Figura 18** se observa el siguiente gráfico se presenta la distribución de las indisponibilidades registradas de acuerdo con clasificación y origen.

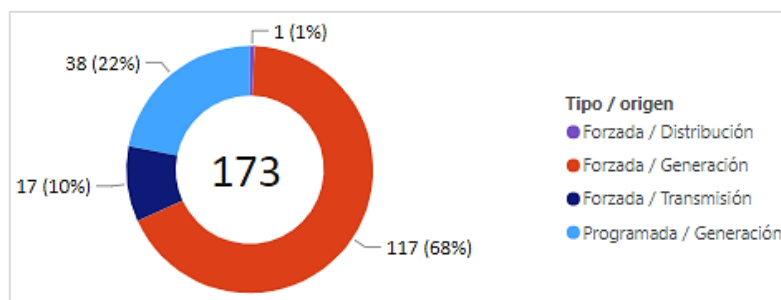


Figura 18 Indisponibilidades clasificadas de acuerdo con su origen (fuente Comisión Reguladora de Energía Eléctrica CREE)

Asimismo, se plantea el análisis por cada central generadora, en el siguiente gráfico de la **Figura 18** se agrupan las indisponibilidades por central, identificando la procedencia de las indisponibilidades ocurridas.

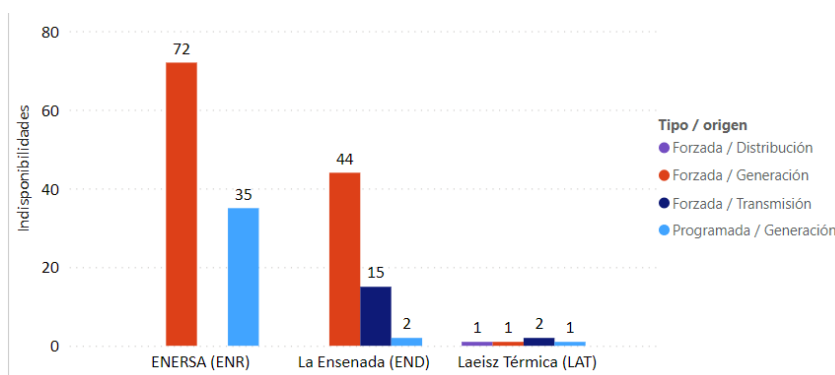


Figura 19 Análisis de indisponibilidad de acuerdo con su origen, por central (fuente Comisión Reguladora de Energía Eléctrica CREE)

Es posible observar que ENERSA fue la central con la mayor cantidad de indisponibilidades, aproximadamente el 67% de dichas indisponibilidades fueron forzadas de generación, el resto fueron programadas de generación. Por otro lado, es posible observar que para la central La Ensenada la mayor parte de eventos corresponden a indisponibilidades forzadas de generación. No obstante, la central en mención se vio afectada por indisponibilidades forzadas de transmisión. Cabe mencionar que durante la inspección el personal de la central indicó que el CND no estuvo aprobando las solicitudes de mantenimiento de dicha central y los equipos requerían los mantenimientos debido a que se cumplían los ciclos correspondientes.

Reclasificación de indisponibilidades

La información registrada por el CND identifica las causas de las indisponibilidades como: disparo (DI), sale por falla (SF), sale por mantenimiento (SM) o no disponible (ND). No obstante, la Norma Técnica de Mantenimientos (NT-M) y la Norma Técnica de Calidad de Transmisión establecen criterios para clasificar los mantenimientos e indisponibilidades de acuerdo con su origen, duración, procedimiento de solicitud y causa. Con base en la normativa en mención, se definió una clasificación simplificada de las indisponibilidades que permite identificar si corresponde a una indisponibilidad forzada o programada, así como su origen. En particular, la clasificación se compone por:

- **Indisponibilidad forzada en generación:** Fallas de las unidades de generación o eventos que no pudieron ser previstos ni solicitados como indisponibilidades programadas en cumplimiento de los procedimientos establecidos en la normativa aplicable.
- **Indisponibilidad programada en generación:** Eventos que corresponden a mantenimientos programados de las unidades de generación. Estos cuentan con la aprobación por parte del CND y poseen un número de referencia o código.
- **Indisponibilidad forzada en transmisión:** Eventos no previstos en la red de transmisión que afectan la operación de centrales generadoras. Pudiendo ser fallas en líneas de transmisión que son aisladas por la apertura u operación de dispositivos de protección en la red, asimismo, la operación de

esquemas de operación asociados a garantizar el cumplimiento de Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimos (CCSDM) del sistema.

- **Indisponibilidad forzada en distribución:** Eventos no previstos en la red de distribución que afectan la operación de centrales generadoras. Pudiendo ser fallas en circuitos de distribución que son aisladas por la apertura u operación de dispositivos de protección en la red, asimismo, la operación de esquemas de operación asociados a garantizar el cumplimiento de Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimos (CCSDM) del sistema.
- **Registro inconsistente:** Corresponden a la agrupación de registros que muestran una duplicidad de la información o registros cuya información no concuerda con la descripción o recurrencia de la indisponibilidad.

A continuación, en la **Figura 20** se plantea el resultado de la reclasificación de los datos de las indisponibilidades partiendo del planteamiento inicial brindado por el CND y aplicando los criterios de clasificación antes expuestos.

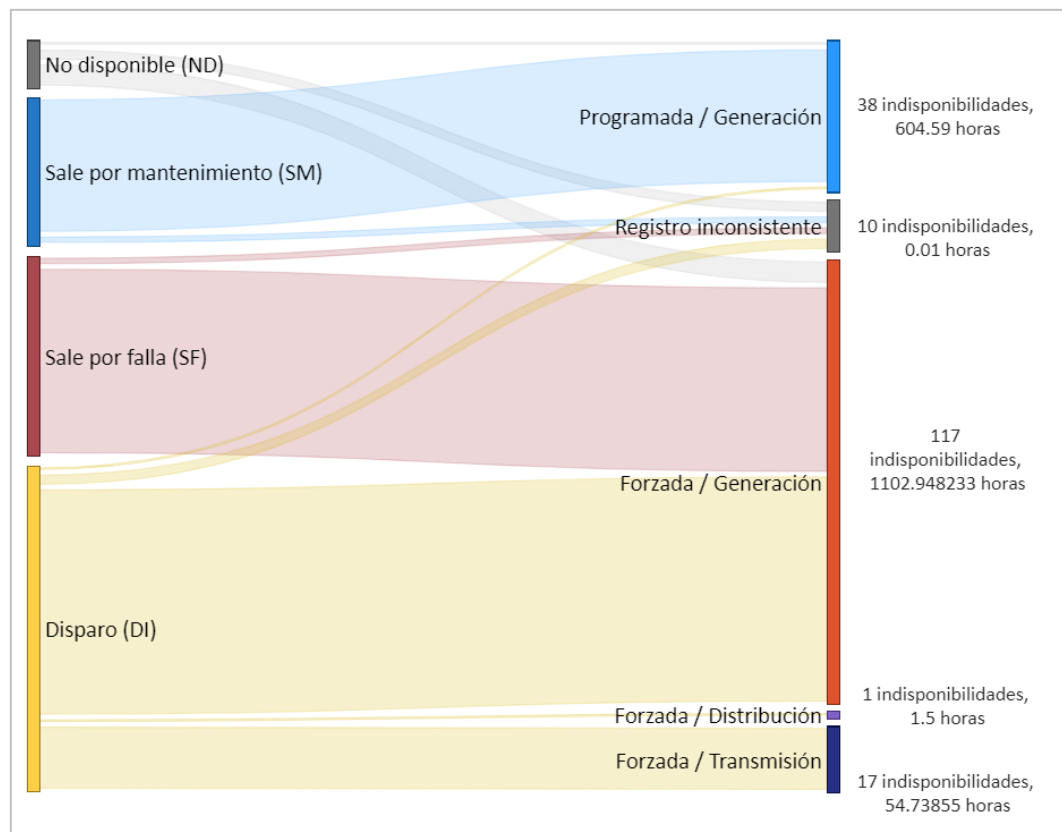


Figura 20 Reclasificación de indisponibilidades de acuerdo con la NT vigente (fuente Comisión Reguladora de Energía Eléctrica CREE)

Análisis sobre niveles de tolerancia en tensión

Asimismo, se realizó el análisis sobre los niveles de tensión de la central Laeisz Ceiba Térmica, donde durante el mes de junio se observó un registro en el cual la tensión en las líneas de distribución se reduce por debajo de los valores de tolerancia de regulación de tensión como indica la NT-CD, para el cumplimiento de esta el valor de tolerancia permitido es del 6%, en la Figura 21 se observa la gráfica indicando los límites mínimos y máximos, donde se observa que en la fecha 22 de junio a las 8:15 se observa una caída del nivel de tensión, con un valor de regulación tensión de 6.28%.

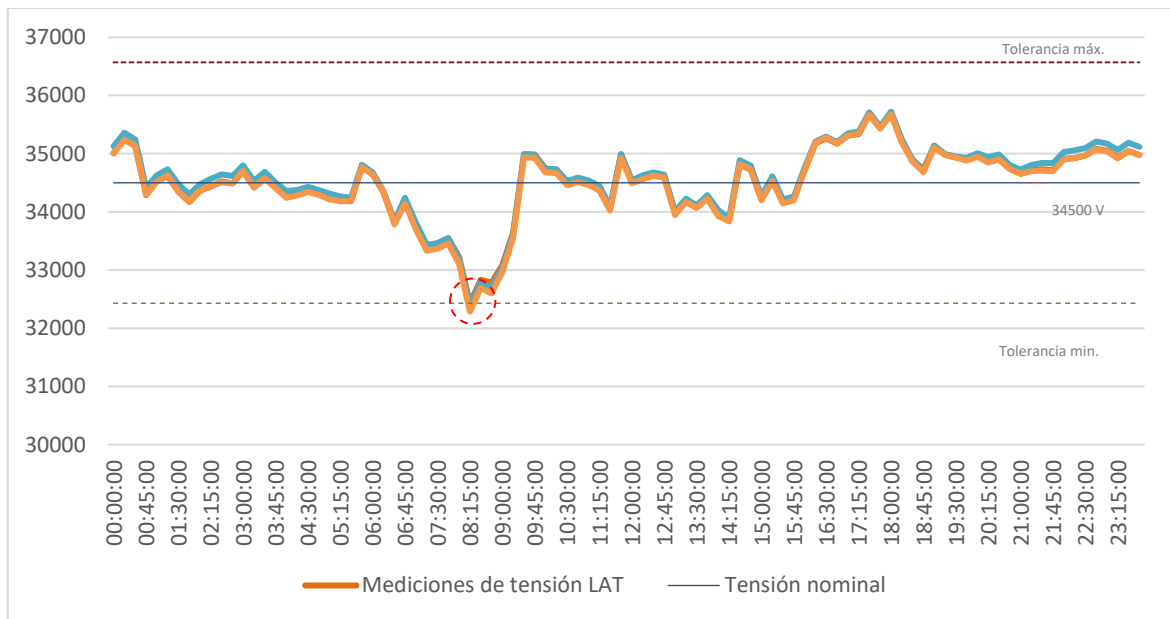


Figura 21 Niveles de tensión Laeisz Ceiba Térmica 22 de junio (fuente personal operativo Laeisz Ceiba Térmica)

CONCLUSIONES

La Dirección de Fiscalización de la CREE, con el apoyo de la Dirección de Asesoría Jurídica, realizó inspecciones a 3 centrales generadoras con el objetivo de verificar información registrada por el CND con

respecto a indisponibilidades ocurridas durante el mes de junio en dichas centrales. Con base en los análisis descritos en el presente informe se concluye:

1. Que la mayor cantidad de indisponibilidades verificadas por la CREE corresponde a indisponibilidades forzadas de generación. Los impactos que dichos eventos tengan en la operación del sistema deben ser administrados por el CND a través de los mecanismos establecidos en la regulación y los procedimientos internos que la normativa vigente ordena que el operador implemente con el fin de asignar la responsabilidad de los agentes del mercado en cuanto a las desviaciones en tiempo real nacionales y regionales, así como transferir dicha responsabilidad en la etapa de posdespacho y liquidación correspondiente. Asimismo, se establece la obligación del CND de presentar a la CREE un informe acerca los incumplimientos de la entrega de información relacionada a la disponibilidad de unidades de generación en los plazos determinados para la programación de la operación.
2. Que mediante el análisis de la normativa vigente que desarrolla los criterios y procedimientos aplicables al registro y clasificación de las indisponibilidades, se identificaron oportunidades de mejora en cuanto a la aplicación de dichas disposiciones regulatorias por parte del CND. De estas oportunidades, por un lado resalta la obligación del CND de revisar y aprobar las solicitudes de mantenimientos de los coordinados, así como de realizar inspecciones con el fin de verificar la ejecución de mantenimientos (programados y forzados). Por otro lado, se identificó que el CND debe cumplir y exigir el cumplimiento por parte de los coordinados de los procedimientos asociados a la definición, modificación y seguimiento del Plan Anual de Mantenimientos.
3. Que mediante la validación de la información de indisponibilidades se identificó una variación significativa de la información registrada en el CND en relación con la información verificada durante la inspección a través de las bitácoras y sistemas SCADA de las centrales inspeccionadas, tal y como se muestra en la **Figura 22**. Es posible observar que para la central ENERSA se verificó una duración total de los periodos con indisponibilidad de 1,439 horas, lo cual supera en gran medida a la duración total de los datos registrados por el CND. En el caso de La Ensenada se determinó una duración real de 318 horas, la cual es menor a la registrada por el CND. Por último, para Laeisz Ceiba Térmica se identificó una duración total de 7 horas, poco menor a la indicada en el registro del CND.

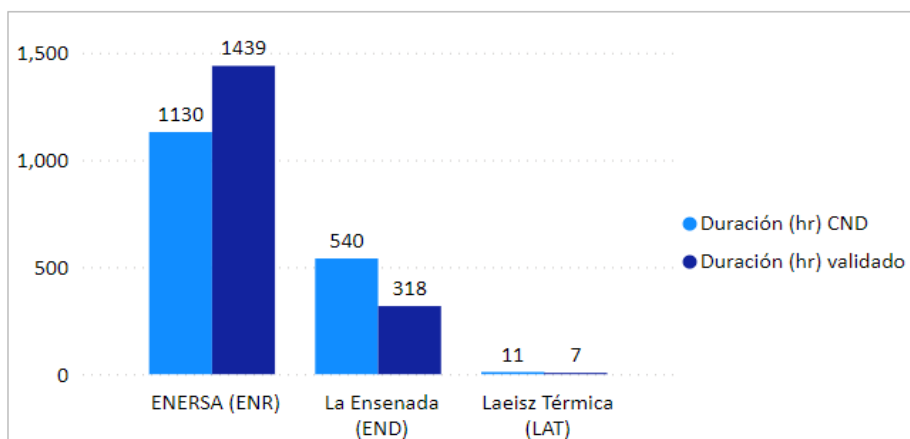


Figura 22 Diferencia en la duración de las indisponibilidades (fuente Comisión Reguladora de Energía Eléctrica CREE)

RECOMENDACIONES

1. Remitir el siguiente informe de indisponibilidades ocurridas durante el mes de junio de las centrales ENERSA, La Ensenada y Laeisz Térmica como respuesta a la solicitud que presentó la Secretaría de Energía, donde se detallan los hallazgos relevantes, análisis de los resultados y conclusiones planteadas como resultado de las inspecciones desarrolladas entre el 24 y 26 de julio de 2023.
2. Proporcionar al Centro Nacional de Despacho (CND) el presente informe dado que conforme a lo que indica la Norma Técnica de Programación de la Operación (NT-PO) y la Norma Técnica de Mantenimientos (NT-M) el CND es el ente encargado de supervisar, requerir y verificar la información de los programas de mantenimiento semanal, programación de la operación a largo plazo, predespachos y actualización de las bases de datos del SIN, con el fin de realizar la programación de la operación del sistema.
3. Implementar los mecanismos y estrategias de fiscalización necesarios para fiscalizar la aplicación por parte del CND y de los agentes del MEN con respecto a la normativa descrita en el presente informe.
4. Remitir a la Dirección de Regulación el presente informe, en particular, la información asociada a la indisponibilidad causa por el esquema de protección por bajo nivel de tensión, con el fin de evaluar la

configuración de los esquemas de protección requerida por el CND y aplicada por los agentes productores.

5. Solicitar al CND un análisis del impacto operativo y económico de las indisponibilidades de las unidades o centrales de generación, relacionando como mínimo los conceptos e indicadores siguientes: desviaciones en tiempo real (a nivel nacional y regional), incumplimientos de información operativa, generación forzada, tasa de indisponibilidad de generación, entre otros.
6. Dar seguimiento al tratamiento de las indisponibilidades con el fin de determinar la afectación de dichos eventos al nivel de confiabilidad y calidad del servicio que reciben los usuarios.

INFORME DE INSPECCIÓN

AGENTE PRODUCTOR

POLYGROUP ENERGIA
(POLYGESA)



Elaborado por:
Dirección de Fiscalización

Comisión Reguladora de
Energía Eléctrica (CREE)

Tegucigalpa, Honduras
Agosto del 2023

INSPECCIÓN A LA CENTRAL DE GENERACIÓN POLYGROUP PARA LA VERIFICACIÓN DE INFORMACIÓN DEL EXPEDIENTE DE REGISTRO PÚBLICO DE EMPRESAS DEL SECTOR

OBJETIVO

Conocer los hallazgos más relevantes encontrados durante la inspección de la sociedad mercantil denominada Polygroup Energía, S. A de C. V. (POLYGESA) en atención de la resolución CREE-12-2023 de la solicitud de inscripción con expediente EG- 105-2023 como empresa generadora. En el antecedente número 6 que menciona el dictamen procedente DF-002-2023 de la Dirección de Fiscalización, la sociedad quedaba sujeta a una futura inspección por parte de esta comisión para fiscalizar y validar las instalaciones y que estuvieran conforme a la información proporcionada por la sociedad.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Levantamiento de los puntos de interconexión entre la Empresa Bodegas y Naves Industriales, S. A de C. V. y Polygroup Energía S. A de C. V.
2. Levantamiento de los puntos de interconexión entre las empresas Dinámica Plástica S. A. de C. V. y la empresa Polygroup Energía S. A de C. V.
3. Identificar la potencia instalada y los motores activos.

PROCEDIMIENTO DE LA INSPECCIÓN

Con el fin de establecer un orden de prioridades para realizar la inspección **CREE-018-2023**, y obtener la información en campo, ya que era necesario profundizar en la información reportada en el expediente **EG-105-2023** con el fin de comprobar la potencia manifestada en la solicitud de registro público de empresas generadoras del sector eléctrico en fecha 06 de febrero de 2023 donde dicha solicitud fue aprobada bajo el número de registro **G-090** el 29 de mayo de 2023, por lo cual se realizó la inspección de trabajo puntualizando en verificar los puntos de conexión y entrega con la empresas de la sociedad mercantil, verificar la capacidad de generación, los motores activos, la conexión al SIN, por lo que se desglosó en tres fases de trabajo para lograr cumplir con los objetivos de la inspección.

PLAN DE TRABAJO

La inspección se dio lugar en el plantel de producción de la Empresa Dinámica Plástica y en las instalaciones donde se ubica la planta de generación de energía (POLYGESA). El plan de trabajo consistió en las siguientes fases:

FASE I

- Lectura de la orden de inspección **CREE-018-2023** especificando los objetivos y la finalidad de esta.
- Verificación de información con el personal designado por el representante legal de la sociedad mercantil mediante una reunión.
- Revisión de documentos relacionados al proyecto de generación, con los que cuenta la empresa.

FASE II

- Levantamiento de puntos de red para identificar la interconexión entre la Empresa Dinámica Plástica S.A. de C.V. (DINAPLAST) y Polygroup Energía S. A de C. V. (POLYGESA).
- Conocer el punto de entrega y levantar la distancia que existe.

FASE III

- Recorrido por el plantel de generación para verificar la potencia instalada.
- Reconocimiento de los puntos de medición interna de la energía que abastece a las empresas Dinámica Plástica (DINAPLAST) y la medición por parte de ENEE.
- Lectura y firma del acta con los hallazgos más importantes durante la inspección.

RESULTADOS DE LAS INSPECCIONES

De acuerdo con la información recabada y las verificaciones en campo de la inspección se obtuvieron los siguientes hallazgos:

RESPECTO A LA GENERACIÓN

Durante la reunión con el personal de mantenimiento facilitó la siguiente el diagrama unifilar de la planta ver **imagen 2**, donde se muestra la conexión aislada y que existen paneles solares conectados en red y 5 generadores instalados, el acta de inspección realizada por el CND a la planta de generación inspección de Equipo de medición de energía según acta No. AV-CND-PL2023-2024-15052023-01, acta de inspección de equipo de plantas de generación inspección de equipo de medición de energía no. av-cnd-pl2023-2024-15052023-02, el diagrama unifilar de la planta para comprobar la potencia manifestada en la solicitud de registro público de empresas del sector eléctrico con expediente EG-105-2023.

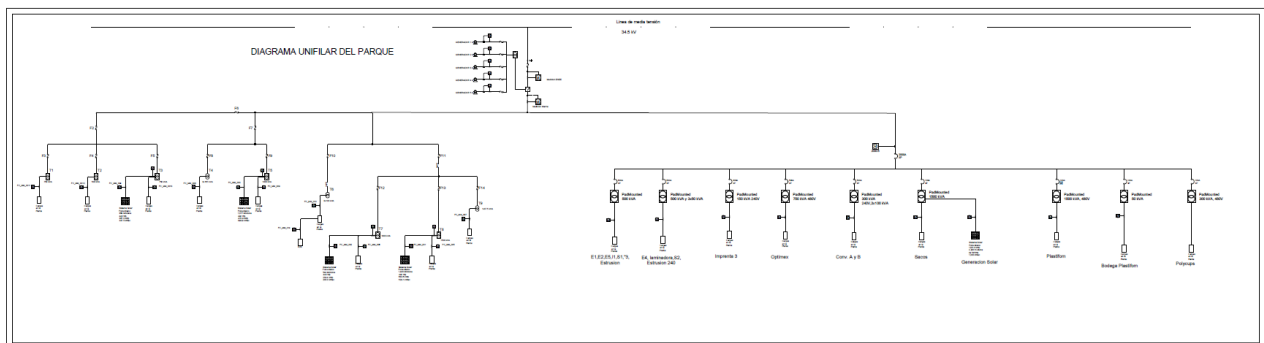


Imagen 4: Diagrama unifilar de la planta POLYGROUP ENERGÍA (Fuente: Polygroup Energía)



Imagen 5: Planta de generación POLYGROUP Energía (POLYGESA)

Durante la inspección se encontró que la potencia instalada de la planta Polygroup Energía es de 1.7 MW X 10 MW dando un total de 17 MW declarado en el acta de inspección y verificación, ver imagen *Error! Reference source not found.* e *Error! Reference source not found.* distribuida de la siguiente manera:

- Cinco unidades de generación de 1.7 MW para generar energía a la red que conecta a la barra de la subestación de Villa Nueva.
- Cinco unidades de generación para autoconsumo para las empresas de producción. La **Tabla 7** muestran los datos de placa de las unidades de generación de POLYGROUP Energía.

Datos de Placa	
Marca	HYUNDAI
Engine No.	BF1796
Engin Type	9H21/32
Engine Output	1800 kW at 900 rmp
Firing Order	1-3-5-7-9-8-6-4-2
Delivery Date	2015

Tabla 7: Datos de placa de unidades generadoras POLYGROUP Energía

Debido a la diferencia de lo declarado en el formulario de registro público con lo encontrado en las placas de las unidades, se explicó que la unidad es capaz de entregar 1.7 MW, para ello se buscaron en el sitio web del fabricante las especificaciones de la unidad y se validó el dato proporcionado, la **Imagen 6** valida la información en la placa de la unidad y la información brindada por el personal y declarada en el formulario de registro público.

Speed	720 rpm		750 rpm		900 rpm		1,000 rpm	
Frequency	60 Hz		50 Hz		60 Hz		50Hz	
	Eng.kW	Gen.kW	Eng.kW	Gen.kW	Eng.kW	Gen.kW	Eng.kW	Gen.kW
5H21/32	800	752	800	752	960	910	-	-
6H21/32	960	902	960	902	1,200	1,140	1,200	1,140
7H21/32	1,120	1,064	1,120	1,064	1,400	1,330	1,400	1,330
8H21/32	1,280	1,216	1,280	1,216	1,600	1,520	1,600	1,520
9H21/32	1,440	1,368	1,440	1,368	1,800	1,710	1,800	1,710

Based on alternator efficiency of 94 – 95 %.

Imagen 6: Extracto de la hoja de especificaciones de la unidad generadora encontrada en el sitio web del fabricante.

En la visita se revisaron los parámetros de tensión y frecuencia del circuito VNU-L392 en el SCADA, se dijo por parte de los operadores que en algunas ocasiones ocurren problemas de baja tensión, pero al momento de la visita la tensión más baja era de 33.95 kV que es aproximadamente un 2% menor de la tensión nominal 34.5 kV, se indicó que la frecuencia de la red es bien estable. Las **Imagen 7** y la **Imagen 8** muestran los parámetros en el momento de la inspección.



Imagen 7: Interconexión con DINAPLAST

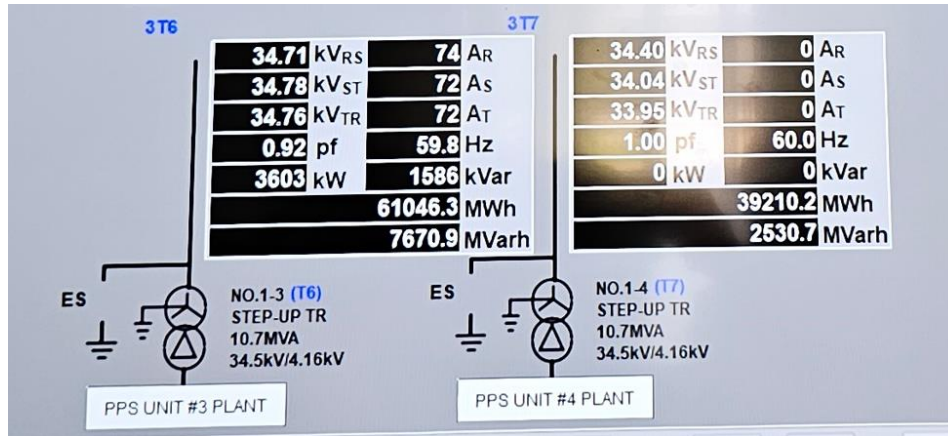


Imagen 8: Parámetros eléctricos del SCADA visto desde los transformadores de potencia.

Según el SCADA y en recorrido por la planta solo 4 motores estaban activos ya que uno se encontraba en mantenimiento. La **Imagen 9**, muestra el grupo de unidades que estaba generando para abastecer la demanda de DINAPLAST en el momento de la inspección, el color rojo significa que la unidad está generando y el verde es que está desconectada, esto debido a que el sistema SCADA está programado de esa forma, lo mismo para los interruptores.

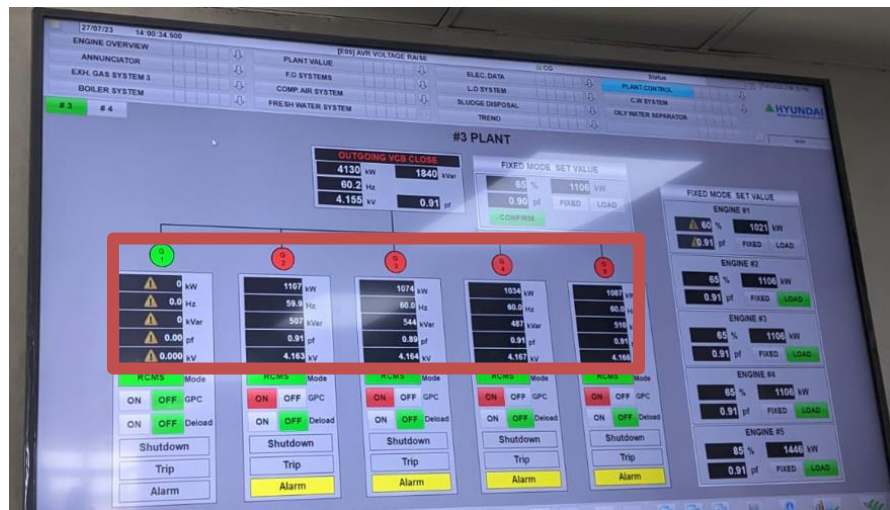


Imagen 9: Unidades de generación en funcionamiento (rojo) y una desconectada (verde) que abastecen a DINAPLAST.

De los 2 grupos de unidades de generación encontrados, uno de ellos es para abastecer a DINAPLAST, así como para consumo interno, y el otro grupo es el declarado en el formulario de Registro Público con 5 unidades de 1.7 MW la **Imagen 10** muestra que las 5 unidades de generación no están activas y el sistema se encuentra desconectado de la red.



Imagen 10: Pantalla del sistema SCADA de unidades inactivas, grupo de unidades declarado en la ficha de Registro Público

La **Imagen 11** muestra el estado del motor y de las variables incorporadas en el SCADA, se muestra la generación, las tensiones, corrientes, presiones y temperaturas de la unidad número 2.

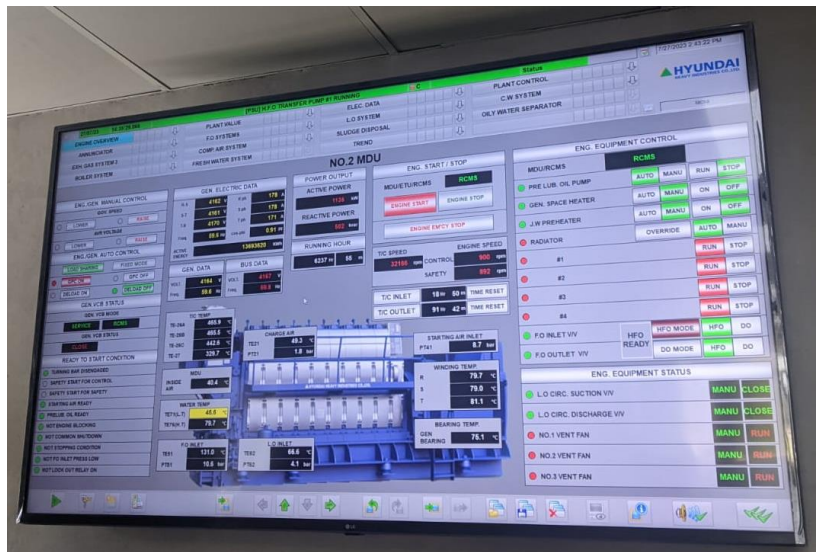


Imagen 11: Pantalla del sistema SCADA de generación y energía entregada

Según lo declarado por el personal de la empresa, Polygroup Energía tiene planes de abastecer al grupo de empresas de producción y también a la ampliación de una de las plantas de producción. Por el tipo de proveedor los colores tienen los siguientes significados:

- a. Roja: Estado activo
- b. Verde: Estado inactivo

RESPECTO A LAS CONEXIONES CON EL GRUPO EMPRESARIAL

POLYGESA está conectada en modo isla con las plantas DINAPLAST Y BONISA, donde tiene instalado un restaurador para desconectarse cuando consideren tal como se muestra en la **imagen 9** donde se verifica la interconexión existente.



Imagen 12: Estructura doble terna

La Sociedad anónima Polygroup Energía, S.A de C.V. tiene como plan a futuro plantea conectar a la empresa Alfapark que es otra empresa perteneciente al grupo empresarial, ubicada a 5 kilómetros aproximadamente.

Polygroup Energía (POLYGESA) actualmente no cuenta con un contrato comercial entre la Empresa Dinámica Plástica, pero busca que con el apoyo de la CREE y el Operador del Sistema forme parte de la elaboración del contrato. Dinámica Plástica se encuentra conectada en modo isla con la generadora Polygroup Energía.

Tal como muestra la **imagen 10** se identificaron 8 apoyos existentes entre POLYGESA y DINAPLAST esta conexión llega hasta el punto de conexión y cruza la carretera CA5. La red alimenta el plantel BONISA pero es medidor por un único medidor debido a la unificación de medida aprobada por ENEE con número de proyecto **PP 3408/2023** por lo que la red continua hasta el plantel BONISA para suministrar el consumo ver **imagen 11 e imagen 12**.



Imagen 13: Línea de conexión de POLYGROUP con el circuito VNU-L392.

En total existe una red para suministrar la energía al Plantel BONISA ver **imagen 11** y al Plantel DINAPLAST 5 de los apoyos están internos en las instalaciones de DINAPLAST y los demás apoyos se encuentran en la vía pública. Se identifico que solo estas dos empresas están conectadas de la generadora, y también se observó que existen otras empresas conectadas de esta manera en las cercanías de la carretera.



Imagen 14: Extensión de línea primaria para la unificación de medida entre DINAPLAST y BONISA.



Imagen 15: Interconexión DINAPLAST-POLYGROUP.



Imagen 16: Conexión privada con medición interna.

Norma Técnica de Contratos, sección 7 Tipos de Contratos:

Un contrato en el MC entre Agentes del Mercado Eléctrico Nacional es un acuerdo entre dos partes (una parte que compra y una parte que vende) por el que se comprometen a:

- a) Entregar una determinada cantidad de energía y/o potencia firme, ya sea con generación propia, comprada a terceros o mediante compras en el Mercado de Oportunidad de acuerdo con el tipo de contrato y que la parte compradora debe pagar pudiendo también vender los excedentes que no requiera;
- b) Entregar y recibir la energía en nodos específicos llamados de inyección y retiro, respectivamente;**
- c) Entregar en un determinado plazo de entrega o vigencia.

En el MC se pueden acordar contratos para la compra-venta de energía y potencia firme, solamente de energía o solamente de potencia firme.

Norma Técnica de Medición Comercial, sección 9.3 Consumidores Calificados:

Los Consumidores Calificados son responsables de la instalación, Verificación, Oficialización, y mantenimiento de su equipo de medición en cada uno de sus puntos de conexión con la Empresa Distribuidora o la Empresa Transmisora. **En las conexiones directas a una Empresa Generadora la responsabilidad podría ser asumida por la Empresa Generadora mediante un acuerdo entre partes e informando al ODS.** En ambos casos, los equipos de medición deben disponer de un medidor registrador bidireccional, con su correspondiente respaldo.

De la revisión de estas dos normas técnicas se puede ver que, aunque en la Norma Técnica de Medición Comercial se considera la conexión directa entre el agente generador y el consumidor calificado sin estar estos conectados al SIN la Norma del Mercado de Contratos establece que uno de los compromisos es entregar y recibir la energía en los nodos de inyección y retiro. Esto deja que para el Mercado de Contratos es necesario que las transacciones se hagan en el SIN.

La red privada de Dinámica Plástica (DINAPLAST) ubicada en la calle, el diseño fue aprobado por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). Esta red pasa transversal a la red de distribución en 34.5 KVA perteneciente a la ENEE y cruza la calle principal CA5 hasta llegar al punto de entrega. No se tiene información por parte de la sociedad mercantil sobre el permiso de construcción por parte de la municipalidad para la línea privada solo se cuenta con la aprobación de diseño por parte de ENEE.

Los planes futuros de la planta es la ampliación de generación, ya que como empresa han ido creciendo y ampliando su mercado comercial de plásticos a nuevos clientes internacionales por lo que actualmente están ampliando el plantel de producción *Ver Error! Reference source not found.* para lograr cumplir con la demanda por lo que esta nueva ampliación también estaría conectada desde la generadora (POLYGESA).



Imagen 17: Nueva ampliación de plantel de producción

Esta consideración de suministrarle la energía al nuevo plantel **imagen 14** es debido a las fallas constantes que presentan los circuitos L-392 y L-393, ya que los circuitos se encuentran sobrecargados, presentan fluctuaciones en la red, la red no recibe mantenimiento y por eso las fallas son constantes y han ido en incremento, según de las bitácoras de indisponibilidades por fallas proporcionadas por la empresa existen una cantidad considerable de interrupciones en ambos circuitos.



Imagen 18: Ampliación de plantel con planes de conectarse a la Generadora Polygroup Energía

POLYGESA actualmente se encuentra en proceso de registro como agente generador con el Centro Nacional

de Despacho para hacer uso de la normativa, ya se realizó la inspección a la planta para validación de datos por parte del personal del Centro Nacional de Despacho (CND) Acta No. AV-CND-PL2023-2024-15052023-01, acta de inspección de equipo de plantas de generación inspección de equipo de medición de energía no. av-cnd-pl2023-2024-15052023-02.

En el Parque Térmico Villa Nueva I donde se le asignó el punto único asignado por ODS: T538_3123_301M1 para el medidor principal y T538_3123_301M2 para medidor de respaldo Según el documento extendido los objetivos de la inspección fueron:

- Inspección de los equipos instalados, conexiones eléctricas aterrizajes cajas de conexión cableado y bornes de conexión.
- Levantamiento de información técnica pruebas de RTC, Burden y precisión de los transformadores de corriente asociados
- Pruebas de RTP Burden y precisión de los transformadores de potencial asociados, comprobación de la precisión de los medidores principal y respaldo.
- Colocación de sellos físicos de aseguramiento.

Personal encargado: Representantes de CND y la Empresa Falcon ingeniería quien está autorizada por el CND/ODS

Fecha de inspección: 15 de mayo de 2023

Observaciones:

Los sistemas aprobaron todas las pruebas realizadas por ser la primera verificación que se le realiza a los equipos asociados al punto de medición por tal razón no se encontraron sellos instalados

Conclusiones:

- De acuerdo con los resultados obtenidos de las pruebas realizadas a los componentes del sistema de medición comercial para la línea L392 de la planta térmica Villanueva el punto de medición cumple con las exigencias de la Ley General de Industria Eléctrica y la Norma Técnica de Medición

Comercial vigente.

En el dictamen emitido por parte de CND se confirma que las pruebas realizadas a los equipos dieron conforme y el sistema de medición comercial y punto de medición cumple con la reglamentación vigente.

Para finalizar se verificó que actualmente la planta DINAPLAST se encuentra conectada en modo isla con la generadora POLYGESA, y no cuentan con un contrato comercial entre las Empresas, pero se busca que con el apoyo de la CREE y el Operador del Sistema forme parte de la elaboración del contrato.

CONCLUSIONES

- En el análisis y toma de los puntos de distribución se verificó que la red de distribución de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) pasa transversal a la red privada de Polygroup Energía/DINAPLAST y que a su vez sirve para conectar a POLYGROUP Energía con la red de distribución de ENEE.
- Actualmente Polygroup se encuentra conectada en modo isla con la Empresa Dinámica Plástica y BONISA a pesar de que no se hace con la intención de comercializar energía, las transacciones que se hacen actualmente entre el generador y el usuario no están de acorde a la normativa vigente, incluso si la línea que opera POLYGESA solo es para uso exclusivo de conexión con DINAPLAST entraría en conflicto con el artículo 33 del reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica.
- El CND ya certificó los medidores mediante una inspección realizada al punto de medición el 15 de mayo de 2023.
- La Sociedad anónima Polygroup Energía, S.A de C.V. tiene como plan a futura conectar a la empresa Alfapark que es otra empresa perteneciente al grupo empresarial, que esta ubicada a 5 kilómetros aproximadamente de POLYGESA se explicó que esto no sería posible debido a la regulación actual y que las transacciones deberían de realizarse en el SIN.
- Polygroup Energía actualmente no cuenta con un contrato comercial entre la Empresa Dinámica Plástica, pero busca que con el apoyo de la CREE y el Operador del Sistema forme parte de la elaboración del contrato. Dinámica Plástica se encuentra conectada en modo isla con la generadora Polygroup Energía.
- (POLYGESA) tiene planes de abastecer la demanda energética de la ampliación que se está haciendo a una de las plantas de producción.

RECOMENDACIONES

- Una vez completado el registro de DINAPLAST como consumidor calificado se debe de normalizar la relación comercial que existe entre el generador y el usuario para que realicen las transacciones a través del SIN.
- Debido a las intenciones de construir futuras líneas de distribución privadas se debe de velar porque se cumpla lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica y su reglamento para que no se interfiera con la zona de operación de ENEE.
- El CND debe de encargarse de llevar un proceso adecuado velando por que se cumpla lo estipulado sobre el punto de conexión, entrega y medición.

INFORME DE INSPECCIÓN

REGISTRO DE
CONSUMIDORES
CALIFICADOS

DINAMICA PLASTICA
(DINAPLAST)



Elaborado por:
Dirección de Fiscalización

Comisión Reguladora de
Energía Eléctrica (CREE)

Tegucigalpa, Honduras
Agosto del 2023

INSPECCIÓN A LAS INSTALACIONES DEL USUARIO DYNAPLAST PARA LA VERIFICACIÓN DE INFORMACIÓN DEL EXPEDIENTE DE CONSUMIDOR CALIFICADO

OBJETIVO

Validar la información presentada en el expediente SC-34-2023 por solicitud de registro de consumidor calificado.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Validar los puntos de interconexión entre la Empresa Bodegas y Naves Industriales, S. A de C. V. y Dinámica Plástica S. A. de C. V.
2. Validar los puntos de interconexión entre las empresas Dinámica Plástica S. A. de C. V. y la empresa Polygroup Energía S. A de C. V.
3. Validar los puntos de distribución de los circuitos que salen de la subestación Villa Nueva (VNU) de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) contiguos a la red que conecta a BONISA y DINAPLAST.

PROCEDIMIENTO DE LA INSPECCIÓN

La inspección se dio a lugar en el plantel de producción de la DINAPLAST y en las instalaciones donde se ubica la planta de generación de energía (POLYGESA o POLYGROUP Energía) que actualmente provee el servicio para la planta de producción. El plan de trabajo consistió en las siguientes actividades:

- Reunión con el personal designado por el representante legal de la sociedad mercantil DINAPLAST, lectura de la orden de inspección y entrevista para validar información de registro de consumidor calificado y conocer la problemática debido a la deficiente calidad en el servicio de energía de los circuitos VNU-L392 y VNU-L393.

- Levantamiento de puntos de la red para validar la interconexión entre las Empresa Bodegas y Naves Industriales, S. A de C. V., Dinámica Plástica S.A. de C.V. y la empresa Polygroup Energía S. A de C.V.
- Levantamiento de los puntos de la red de distribución de los circuitos que salen de la subestación Villa Nueva (VNU) de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) contiguos a la red de distribución de Polygroup Energía S. A de C. V.
- Inspeccionar los puntos de medición interna que instaló DINAPLAST y la medición por parte de ENEE.

Reunión con el personal de ambas empresas para realizar la lectura y firma del acta generada con los hallazgos más relevantes durante la inspección.

RESULTADOS DE LAS INSPECCIONES

SOBRE LA SOLICITUD DE REGISTRO DE CONSUMIDOR CALIFICADO

Para cotejar la información en el expediente **SC-34-2023** se realizó la inspección al solicitante a ser inscrito como consumidor calificado Dinámica Plástica S.A. de C.V. (DINAPLAST), lo anterior debido a que se identificó que para cumplir con el requisito estipulado en el artículo 10 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) que habla sobre la demanda requerida para poder optar a ser consumidor calificado, la sociedad POLYGROUP, unificó la medición de dos de sus empresas en un solo punto de medición. Las sociedades en mención son:

1. Bodegas y Naves Industriales S.A. de C.V. (BONISA)
2. Dinámica Plástica S.A. de C.V. (DINAPLAST)

Para poder unificar la medición de las demandas se realizó el procedimiento a través de la solicitud de aprobación de diseño para construir una extensión de línea primaria desde el plantel de BONISA y hasta DINAPLAST teniendo su punto de conexión a la red de distribución de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) dentro de las instalaciones de la empresa DINAPLAST. La **Imagen 19** muestra la extensión de línea construida para poder unificar la medición de las dos empresas que son parte de un solo grupo económico POLYGROUP, las empresas BONISA y DINAPLAST. La línea consta de 15 apoyos en la vía pública

y 5 apoyos internos hasta los puntos de conexión de ENEE y la conexión con POLYGESA el agente generador, se levantó un total de 20 puntos de red.



Imagen 19: Extensión de línea primaria para la unificación de medida entre DINAPLAST y BONISA.

La ENEE a través de la **Unidad de Recepción de Proyectos** mediante **oficio RP-A-3408-2023** (*ver Error! Reference source not found.* e *Error! Reference source not found.*) aprueba el diseño para efectos de la unificación de medida. Cabe resaltar que la ENEE en dicho oficio estipula: **“La ENEE se reserva el derecho a utilizar los postes en la vía pública del ramal alimentador entre Dinaplast y Platinova”** lo que da a entender que la ENEE va a operar la red, así como su uso en caso de ser necesario.

La ENEE continua estipulando en el **oficio RP-A-3408-2023** que el encargado del proyecto cuenta con 15 días laborales para concluir la etapa administrativa legal, según ENEE esta etapa consiste en: **“recepción oficial del proyecto previo el pago de depósito de garantía en base a la potencia instalada, y/o la firma del**

contrato de cesión, suministro y traspaso de extensiones de línea y/o facilidades eléctricas en vía pública, previa a la constitución del depósito del 5 % del valor estimado de la obra por la calidad de materiales”.

Tomando como referencia el artículo 33 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica el cual establece los límites de la zona de operación de cada Empresa Distribuidora, estipula que esos límites **están definidos a 200 metros de cualquier elemento de la red de distribución propiedad de la Empresa Distribuidora, señalados en la licencia de operación otorgada por la CREE.** Y dado que en los hallazgos se encontró que paralela a la extensión de la línea para la unificación de la medición hay un tramo del circuito VNU-L392 de la subestación Villanueva, se inspeccionó y entre ambas líneas hay una distancia de aproximadamente 10 metros. La **Imagen 20** muestra el levantamiento de los puntos de red tanto del circuito VNU-L392 como de la extensión de línea entre BONISA y DINAPLAST.



Imagen 20: Extensión de línea BONISA-DINAPLAST y tramo del circuito VNU-L392.

En la **Imagen 20** se muestra el punto **BD18** en el cual se encuentra el punto de conexión entre DINAPLAST y ENEE. La **Imagen 21** muestra el punto de conexión a la red de distribución, así como el equipo de medición, en el momento de la visita se encontraba desconectado ya que actualmente están trabajando en isla por

cuestiones de calidad de servicio de distribución.

DINAPLAST como aspirante a consumidor calificado debió culminar con las obligaciones legales, administrativas y técnicas en especial lo referente al traspaso y cesión de derecho de la extensión de línea a ENEE, y dado que la unificación de las demandas de las empresas cumple con el límite de demanda establecido en el artículo 10 de Ley General de la Industria Eléctrica, se puede continuar con el proceso de inscripción al registro de consumidores calificados.

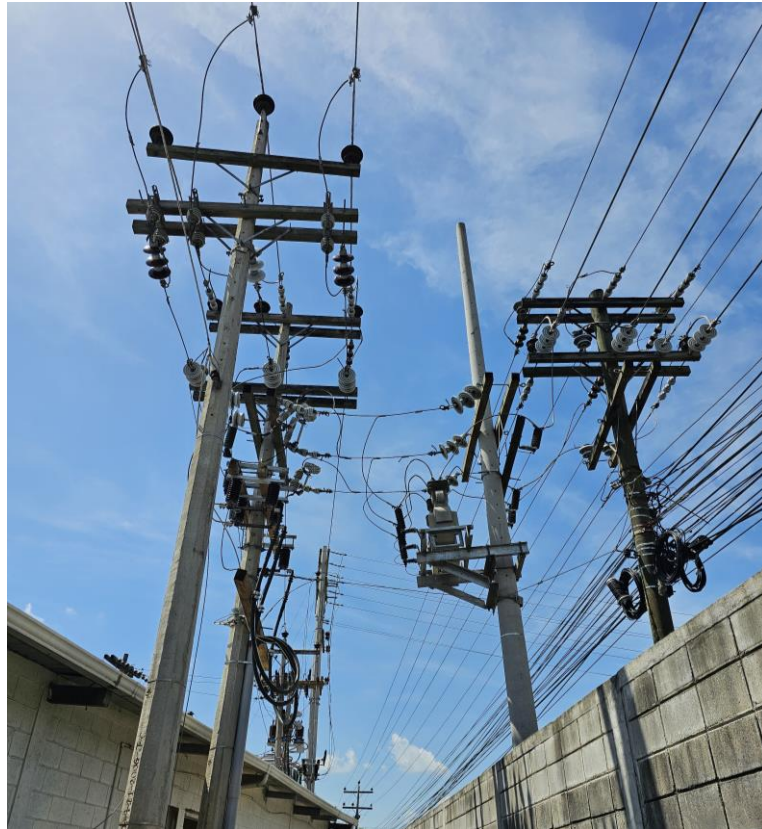


Imagen 21: Punto de medición y conexión con ENEE.

Es importante recalcar que DINAPLAST está actualmente abasteciendo su demanda a través de la generación de POLYGROUP Energía (también llamado POLYGESA), no cuentan con un contrato entre las partes y como forman parte del mismo grupo económico, la función es más para autoabastecimiento y no con la intención

de comercialización. Con base en lo anterior es necesario que el aspirante a consumidor calificado normalice su situación con el generador, y con ello puedan hacer las transacciones respectivas desde el SIN para cumplir con lo establecido en la normativa vigente.

SOBRE LA CALIDAD DEL SERVICIO Y EXPANSIÓN DE POLYGROUP

En la reunión con el personal de mantenimiento se entregaron dos estudios realizados por la empresa Polygroup:

1. El primero es un estudio Técnico de Aperturas Eléctricas realizado entre los años 2021 y 2022 que son los años donde se vieron muy afectados debido a las fallas ocasionadas por la mala calidad del servicio proporcionado por la ENEE. Este informe detalla las aperturas de los circuitos VNU-L392 y VNU-L393

donde se han visto muy afectados este informe contiene las aperturas eléctricas, la bitácora de eventos que desglosa la fecha del evento, la operación, el elemento que operó y la descripción de la causa.

2. El segundo es un estudio realizado por la empresa donde se muestran las pérdidas en materiales, equipos, producción, daños a la maquinaria y equipos debido a las fallas ocasionadas por la mala calidad del servicio donde se han visto muy afectados económicamente teniendo perdidas entre el año 2021 y 2022 por L134,410,847.74 entre las seis empresas que integran el grupo empresarial tal como se muestra en la siguiente imagen del informe de pérdidas.

Según el informe técnico de Aperturas Eléctricas del grupo Polygroup Energía S.A de C.V. que consiste en la integración de información de las empresas ALFAPACK, PLASTINOVA, DINAPLAST, PLASTIFOM, POLYCUPS Y FICASA, son plantas que trabajan 24/07 con turnos matutinos vespertinos y nocturnos, y las interrupciones les ha provocado que se pare la producción hasta por tres horas para realizar la limpieza de las extrusoras, y mantenimiento de la maquinaria para retirar la materia prima dañada perdidas en la materia prima daños en el equipo y maquinarias.

En el circuito VNU-L392 se encuentran conectadas las empresas PLASTINOVA, DINAPLAST, PLASTIFOM,

POLYCUPS Y FICASA y entre los años 2021 y 2022 se registraron **196 aperturas** del interruptor VNU-32L92 ya que esta subestación falla bastante debido a fluctuaciones, sobrecarga en la línea, y porque no se le da mantenimiento como limpieza de la línea, entre otras razones. Según la bitácora de aperturas se resaltan las siguientes aperturas y cierre del interruptor VNU-32L92, tal como se muestra en el **gráfico 1** donde se puede observar que la mayor cantidad de fallas son instantáneas, seguido de fallas en el SIN con incidencia en distribución y por operación.

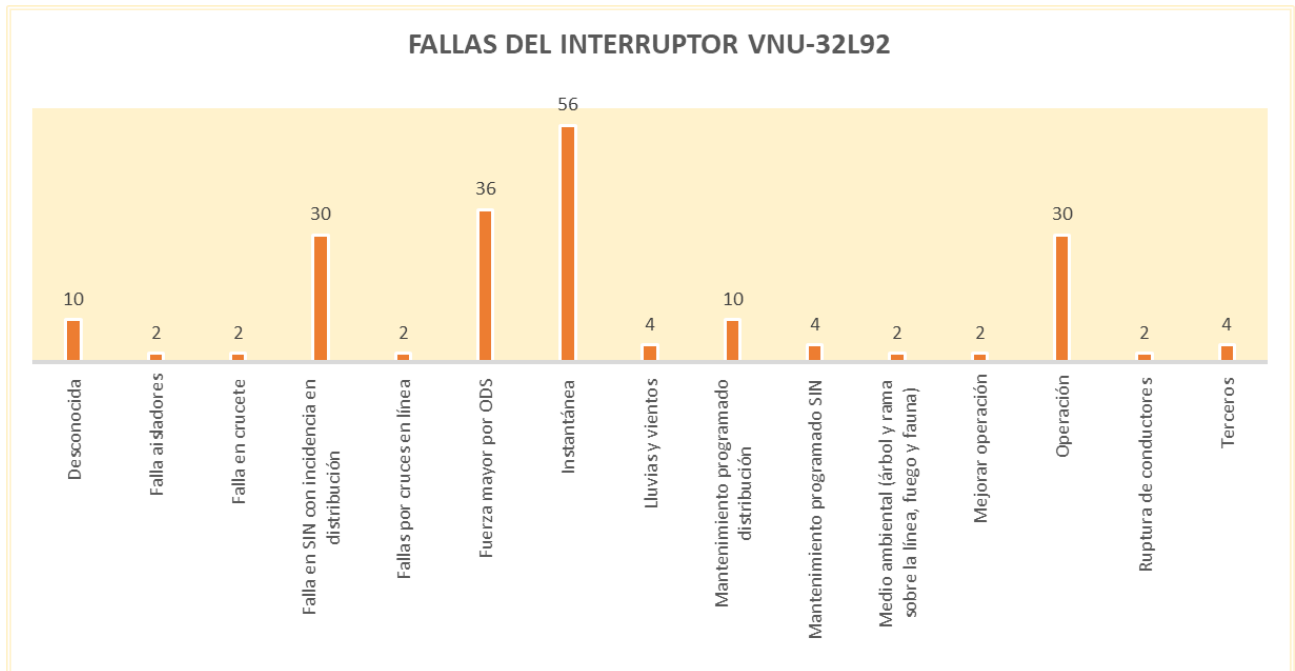


Gráfico 6: Cantidad de aperturas detalladas del interruptor de la subestación Villanueva.

La **Tabla 8** muestra las horas de afectación por cada elemento, la cantidad de aperturas son presentadas en su mayoría por el interruptor VNU-32L92. La columna días de apertura en horas convierte la cantidad de horas de apertura en días.

HORAS DE AFECTACION		
ELEMENTO QUE OPERO	DIAS DE APERTURA EN HORAS	HORAS DE APERTURA
Interruptor VNU-32L92	5	120:08:47
Restaurador motel lucero	1	23:45:31
Total	6	143:54:18

Tabla 8: Horas de afectación del servicio eléctrico del circuito VNU-L392

El **Gráfico 2** muestra las fallas relacionadas al restaurador Lucero de Sula, donde se identificaron **88 interrupciones**, se destacan 38 aperturas por operación que provocan paros en las plantas.

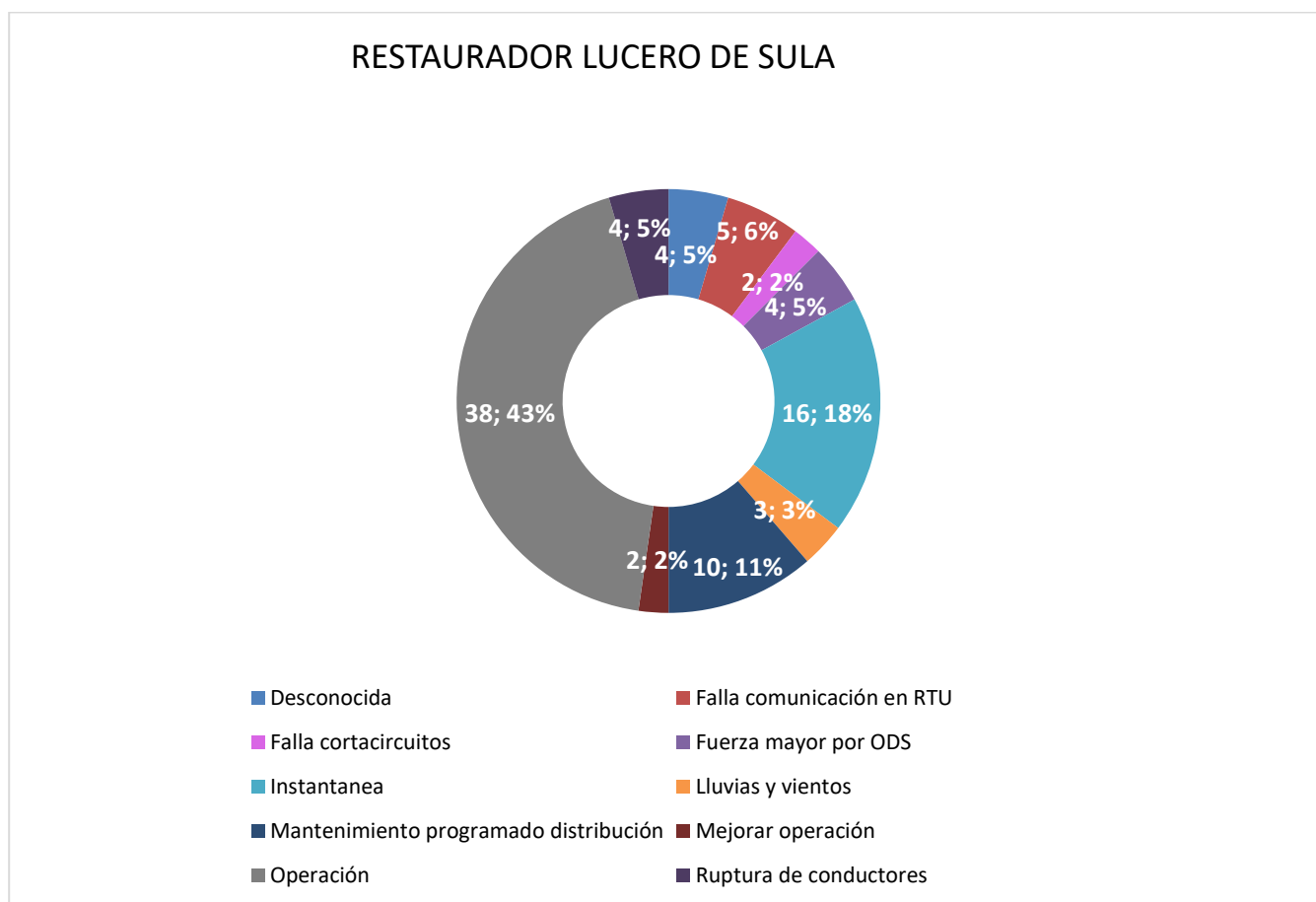


Gráfico 7: Cantidad de aperturas detalladas del restaurador ubicado frente a antiguo Motel Lucero de Sula

En el circuito VNU-L393 se encuentra conectada la empresa del grupo ALFAPACK y según las bitácoras de aperturas del informe técnico se registraron según el tipo de evento desde el año 2021 y 2022 un total de 140 fallas y la fallas que resaltan son instantáneas y por operación tal como se muestra en el **Gráfico 3**.

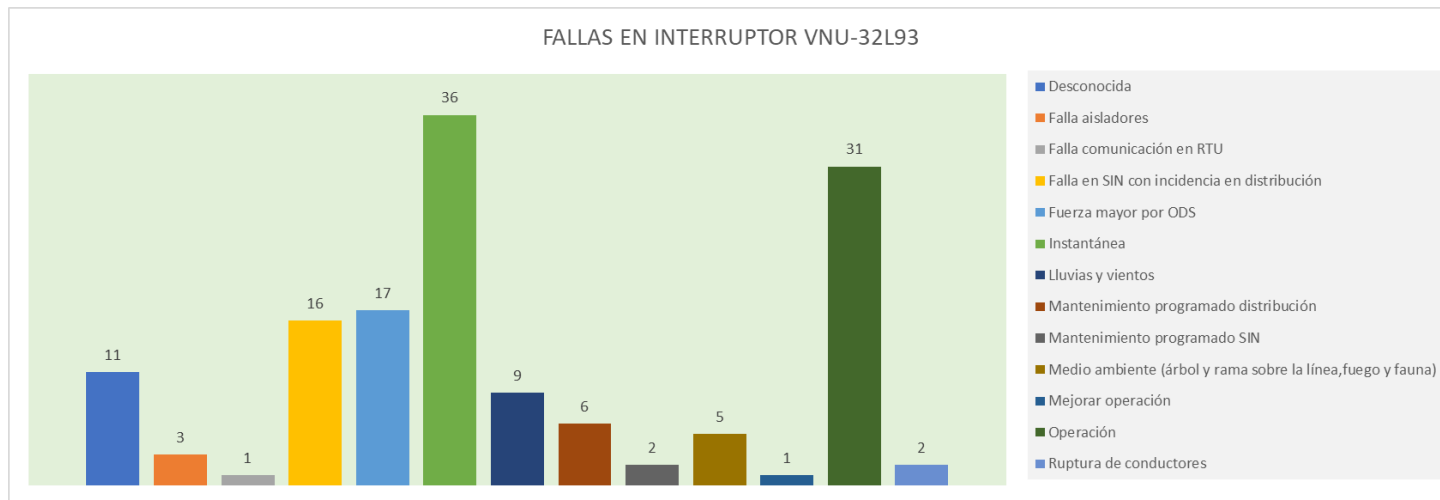


Gráfico 8: Cantidad de aperturas detalladas del interruptor de la Subestación Villanueva

Según la **Tabla 2** el elemento que operó las horas de afectación del Interruptor VNU- 32 del servicio eléctrico fueron de 135:02:06 horas y en días 5.626, en los años 2021 y 2022.

ELEMENTO QUE OPERO	DIAS DE APERTURA EN HORAS	HORAS DE APERTURA
Interruptor VNU-32I93	5.626	135:02:06
Total	5.625	135:02:06

Tabla 9: Horas de afectación del servicio eléctrico del VNU-L393

En la **Tabla 10** se muestran, las pérdidas por daño en la materia prima, maquinaria y equipo dañado, costos por compra de repuestos e instalación de estos y mano de obra para desechar la materia prima dañada, ya que por el tipo de tecnología de los equipos se necesita que el servicio sea de calidad y estable. Conforme al informe de pérdidas del Grupo Polygroup Energía. Cabe mencionar que para la empresa DINAPLAST las pérdidas fueron de L40,458,837.68 entre los años 2021 y 2022.

PERDIAS POR SUSPENSIONES DE ENERGIA NO PROGRAMADAS Y PROGRAMADAS, QUE AFECTAN AL GRUPO POLYGROUP PERIODO 2021 - 2022 (CKTO VNU-L392 / VNU-L393)				
EMPRESA	2021	2022	EQUIPO DAÑADO	TOTAL POR EMPRESA
DINAPLAST	L24,045,590.47	L15,994,016.12	L419,231.09	L40,458,837.68
PLASTINOVA	L13,402,852.93	L13,046,907.24	L597,708.47	L27,047,468.64
ALFAPACK	L10,161,355.05	L9,739,898.23	L1,413,918.66	L21,315,171.94
PLASTIFOM	L4,004,677.14	L9,218,833.56	L513,709.42	L13,737,220.12
FICASA	L10,357,239.57	L10,113,669.68	L846,607.02	L21,317,516.27
POLYCUPS	L4,706,209.99	L5,549,995.02	L278,428.08	L10,534,633.09
TOTAL POR AÑO	L66,677,925.15	L63,663,319.85	L4,069,602.74	L134,410,847.74
TOTAL GENERAL EN PERDIADAS 2021 - 2022				L134,410,847.74

Tabla 10 Pérdidas reportadas por el grupo de empresas entre los años 2021-2022

En la reunión sostenida con el personal de la empresa comentó que para el año 2018 realizaron una inversión para la repotenciación de la línea de distribución realizando el cambio del cable de aluminio 3/0 ASCR a cable de aluminio 477 ASCR, con una distancia de 3.0 kilómetros y cambio de varios postes de la red esto para mejorar el voltaje y confiabilidad del circuito VNU-L392 ver y aun así el problema persistió en la reunión el encargado técnico comercial de la empresa mencionó que a pesar de la inversión realizada en la red de distribución, el valor invertido a la fecha no ha sido reconocido por la ENEE.

Polygroup Energía/Dinaplast envió una solicitud de conexión de carga de 5.0 MVA al Departamento de Ingeniería de Distribución Noroccidente el 28 de octubre del año 2022 y bajo oficio **DIDRNO-052-XI-2022** Ver **Error! Reference source not found.** con fecha 30 de noviembre de 2022, el Departamento de Ingeniería dio respuesta a la solicitud de carga de 5.0 MVA del nuevo Parque Polygroup III (conformado por las empresas Plastifom S. A., Polycups S. A. y la empresa Fibras del Caribe S.A.) según **Oficio -SUPID -159-IX-2022** Ver **Error! Reference source not found.** e **Error! Reference source not found.** se comunicó no ser factible proporcionar la carga solicitada, por no tener la disponibilidad de potencia en la subestación Villanueva, ya que los transformadores de potencia estaban sobrecargados.

En el Oficio **RP-A-3408-2023** Ver **Error! Reference source not found.** e **Error! Reference source not found.** emitido el 26 de abril del 2023 por la Unidad de Recepción de Proyectos de ENEE donde se aprueba el diseño registrado como proyecto **PP 3408/2023**, el cual detalla la desconexión y retiro de los módulos de medición en media tensión y ramal alimentador de la línea primaria 3F + N (3 fases y un neutro) existente en el plantel

PLASTINOVA y la instalación de un juego de cuchillas monopolares de 600 Amperios en el inicio del ramal alimentador, un restaurador de 600 Amperios con interrupción en vacío y sistema electrónico de control en el ramal alimentador en el plantel DINAPLAST en el circuito L-392 de la subestación de Villanueva. Dicho diseño eléctrico fue necesario para modificar la red de distribución para la unificación de medición de las claves 569374 correspondiente a la empresa Dinámica Plástica S. A de C. V y la clave 1235749 correspondiente a la Empresa Bodegas y Naves Industriales (BONISA).

Para los fines de la inspección es importante mencionar, que en el documento, la ENEE especifica que se reserva el derecho de utilizar los postes en la vía pública del ramal alimentador entre Dinámica Plástica y Plastinova y que únicamente autoriza la construcción de este proyecto y no la conexión de este al sistema de distribución, lo cual solo es permitido después de la instalación de la medición y que la ENEE dará el servicio de operación y mantenimiento de las líneas de distribución que estén en vía pública.

Se coloca un fragmento de lo mencionado anteriormente:

La ENEE se reserva el derecho a utilizar los postes en la vía pública del ramal alimentador entre Dinaplast y Plastinova.

La ENEE únicamente autoriza la construcción de este proyecto y no la conexión del mismo al sistema de distribución, lo cual sólo es permitido después de instalada la medición.

su facturación. La ENEE, a través de la empresa EEH, dará el servicio de operación y mantenimiento de las líneas de distribución que estén en vía pública o que podrían dar servicio a terceros, pudiendo utilizarlas para la ampliación de la red, en este caso el propietario del proyecto no tendrá derecho del reconocimiento parcial o total de la inversión realizada.

La solicitud de unificación y desconexión Ver *Error! Reference source not found.* fue atendida en fecha 18 de julio de 2023, y según el acta 138630 Ver *Error! Reference source not found.* emitida por el personal de Empresa Energía Honduras (EEH) fue retirado el equipo compacto con serie **ENEE-18352-131**, y se detalla que ahora el cliente es facturado por equipo de medición privada que alimenta las líneas privadas de empresa Dinámica Plástica Ver *Error! Reference source not found.*

La red privada de Dinámica Plástica ubicada en la calle, que fue aprobado por la Empresa Nacional de Energía

Eléctrica (ENEE) y que tiene aproximadamente 550 metros de distancia y 20 apoyos de concreto, esta línea pasa transversalmente a las líneas de Distribución de la ENEE *Ver Error! Reference source not found.*. No se tiene información por parte de la sociedad mercantil sobre el permiso de construcción por parte de la municipalidad para la red privada mencionada anteriormente, el encargado del proyecto mencionó que se limitaron a cumplir con los requerimientos dados por ENEE y el Centro Nacional de Despacho (CND-ODS).

Se confirma que la potencia instalada de la planta Polygroup Energía es de 1.7 MW X 10 MW =18 MW, y en la inspección se corroboró que existen 5 motores de 1.7 MW para generar energía a la red que conecta a la barra de la subestación de Villa Nueva y 5 motores destinados para abastecer la carga de las empresas Dinámica Plástica (DINAPLAST) y Bodegas y Naves Industriales (BONISA), al momento de la visita según las pantallas del sistema SCADA, *Ver Error! Reference source not found.* se constató que solo 4 motores estaban generando ya que uno se había dañado y este consumo abastece a la empresa DINAPLAST.

Se verifica que la cuenta a nombre de DINAPLAST con código de cliente 569374, se le realizó el cambio de tarifa y actualmente encuentra con tarifa 202 en baja tensión y anteriormente estaba en tarifa 302 en media tensión *Error! Reference source not found.*

Para finalizar se confirmó que Polygroup Energía actualmente no cuenta con un contrato comercial entre la Empresa Dinámica Plástica, pero busca que con el apoyo de la CREE y el Operador del Sistema forme parte de la elaboración del contrato. Actualmente la empresa Dinámica Plástica se encuentra conectada en modo isla con la generadora Polygroup Energía.

CONCLUSIONES

- La ENEE a través de la Unidad de Recepción de Proyectos mediante **oficio RP-A-3408-2023** aprobó la construcción de la extensión de línea con las consideraciones que la ENEE se reserva el derecho de utilizar la línea, teniendo esto en cuenta la ENEE puede operar y usar el ramal que conecta los predios de BONISA y DINAPLAST, sumado a que también se habla de un contrato de cesión de dicha línea, con estas condiciones **no se entraría en conflicto con lo estipulado en el artículo 33 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica** que habla sobre los límites de operación de las Empresas Distribuidoras.

- Con base en la revisión de información provista por los representantes de POLYGROUP, se observa que las aperturas de los circuitos VNU-L392 y VNU-L393 que se han registrado entre el 2021 y 2022 han hecho afectaciones que provocaron que el equipo trabaje de manera deficiente y con estándares de muy baja calidad ocasionando pérdida de contratos, retrasos en los tiempos de entrega de los pedidos acordados y esto les provocó pérdidas monetarias que la empresa ha tenido que absorber.
- Actualmente DINAPLAST-BONISA se encuentran conectados en isla con el generador POLYGROUP Energía (POLYGESA), todas las sociedades forman parte del mismo grupo económico. No se cuenta con un contrato de compra de energía entre las partes.
- **Con base a los hallazgos y a la revisión y análisis de la información se considera que se debe de continuar con el proceso de inscripción de DINPLAST en el registro de Consumidores Calificados.**

RECOMENDACIONES

- Se debe de realizar una fiscalización a los procesos y procedimientos de ENEE para el otorgamiento de permisos de construcción de obras privadas y extensiones de líneas, para poder conocer los criterios que la Empresa distribuidora usa para validar si es un proceso estandarizado. Es necesario poder evaluar todos los proyectos existentes de esta índole que la ENEE tenga a la fecha.
- La CREE debe de realizar las acciones regulatorias correspondientes para garantizar que las transacciones de energía y potencia entre POLYGROUP Energía (POLYGESA) y DINAPLAST **se realicen en el SIN, según lo establecido en el marco regulatorio del subsector eléctrico.**
- En vista del proceso realizado por ENEE de la unificación de la medida entre BONISA y DINAPLAST, se recomienda fiscalizar los procedimientos internos de ENEE en estos aspectos para garantizar el cumplimiento del marco regulatorio vigente.

INFORME DE INSPECCIÓN

INSPECCIÓN EN SISTEMA
AISLADO DE ROATÁN



Elaborado por:
Dirección de Fiscalización

Comisión Reguladora de
Energía Eléctrica (CREE)

PRESENTACIÓN DE INFORME DE INSPECCIÓN DE ROATÁN

INTRODUCCIÓN

El presente informe tiene como objetivo mostrar los hallazgos más relevantes encontrados durante la inspección en el sistema eléctrico de la Isla de Roatán, realizada por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) entre el 02 y 10 de diciembre de 2022, en seguimiento a las comunicaciones recibidas, con respecto al deterioro de la calidad del suministro y el incremento significativo en los precios de la energía eléctrica.

Asimismo, este informe expone las conclusiones y recomendaciones que derivan de la inspección antes mencionada, con el fin de que esta información sirva como insumo para el planteamiento y ejecución de acciones en aras de solventar la problemática energética que experimenta la población del municipio de Roatán.

RESULTADOS DE LA INSPECCIÓN

El procedimiento de inspección conllevó el análisis de **4 ejes principales** de la prestación del servicio eléctrico en el sistema aislado de Roatán: I) aspectos legales, II) equipos de generación, III) red de distribución y IV) procesos comerciales. Los resultados del análisis de dichos ejes se describen a continuación.

Aspectos legales

A fin de realizar un análisis legal, en particular, verificar y obtener más información relacionada con la concesión y pertenencia de la red de distribución del sistema aislado en cuestión, se realizaron reuniones con diferentes actores, tales como la Alcaldía Municipal de Roatán y grupos de usuarios del servicio eléctrico de diferentes comunidades en el municipio. Asimismo, se revisó la información obtenida de parte de los actores antes mencionados.



Imagen 22: Inspección por parte de la CREE en las oficinas y plantas de generación de la empresa RECO.

Como resultado del análisis legal se constató que, el Congreso Nacional a través del Decreto No.183-92 publicado en el diario oficial “La Gaceta” en fecha 07 de enero de 1993, autorizó a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) a vender y traspasar los activos del sistema eléctrico de Roatán a la empresa Roatan Electric Company S. A. de C. V. (RECO), no sin antes haber celebrado contratos con las municipalidades de Roatán y José Santos Guardiola con el fin de obtener autorización para explotar el servicio eléctrico en las respectivas jurisdicciones de estas municipalidades.

Además, de conformidad con nuestra legislación vigente, es entendido que **las empresas distribuidoras que sirven en sistemas aislados deben contar con una licencia de operación**. Siendo la CREE la facultada para otorgar las licencias de operación a las empresas interesadas en proveer el servicio de distribución previo a la verificación de la capacidad técnica y financiera de la empresa distribuidora. De acuerdo con los registros que constan en la CREE **la empresa distribuidora que opera en la Isla de Roatán no cuenta con dicha licencia la cual es indispensable para su habilitación legal**; no obstante, esta empresa inició operaciones previo a la entrada en vigencia de la LGIE.

Asimismo, se realizó un análisis de los principios básicos para la operación de los sistemas aislados, así

como la naturaleza de la red de distribución y el modelo tarifario, según lo establecido en el marco regulatorio vigente del subsector eléctrico. Dicho análisis se presenta en el informe legal correspondiente. Es importante destacar que los bienes concedidos en el caso de estudio de la red de distribución deben retornar al Estado ya que por su naturaleza y el uso al que son destinados se está ante Bienes Nacionales o Bienes Públicos, y por consiguiente se vuelven inalienables e imprescriptibles.

Lo anterior sin menoscabo de la obligación del Estado de amortizar las inversiones no recuperadas por la empresa distribuidora, siempre y cuando sean debidamente comprobadas para que puedan serle pagadas de conformidad con lo que establecido en el artículo 7, literal C de la LGIE.

Con respecto al modelo tarifario, luego del análisis del contrato, **se observó que existe la imposibilidad material de implementar el modelo de determinación de la tarifa contenido en el Convenio de Inversión para el Mejoramiento Continuo del Sistema Eléctrico de Roatán**, dado que ya no existe la autoridad de aplicación para hacerlo, por tanto, resulta pertinente explorar la implementación de la determinación de tarifas bajo el modelo regulatorio actual y aplicable a sistemas aislados. Por lo que, es menester hacer uso del procedimiento para el cálculo de tarifa de los sistemas aislados que regula el **Reglamento de Tarifas**; procedimiento del cual se destacan principios básicos que deben regir cualquier modelo tarifario incluyendo los principios de publicidad y transparencia descritos en la LGIE.

Equipos de generación

Durante la inspección de los equipos de generación se identificó que la **demanda máxima histórica en Roatán es de 19 MW**. Además, la capacidad de generación instalada actualmente es de **55.3 MW**, compuesta por:

Tabla 11 Equipos de generación de RECO

Unidades	Tecnología	Capacidad total (MW)	Observación
4	LPG	28	Unidades de LPG para generación.

Unidades	Tecnología	Capacidad total (MW)	Observación
3	Diésel	6	Equipos en mal estado, se tiene programado su reparación según lo indicado por RECO.
1	Diésel	4	Solo genera cuando la demanda es menor a 4 MW.
1	Diésel	1	Utilizado como respaldo para el “black start” de toda la planta.
1	Eólica	3.9	El parque estaba parado desde 6 meses antes de la inspección.
2	Solar	12.4	El parque sur inyecta a la barra de distribución principal y el parque norte inyecta al L-204
1	Almacenamiento de energía con bancos de baterías	24.6	De su capacidad solo inyecta 11 MW

Actualmente, la planta de generación térmica LPG RECO cuenta con la capacidad necesaria de almacenamiento de combustible para poder operar dicha planta sin comprometer la operatividad de aproximadamente 2 meses consecutivos sin abastecerse de combustible lo que garantiza el suministro eléctrico a la isla de Roatán.



Figura 23 Tanque de almacenamiento gas LPG RECO

Red de distribución

Se levantaron e inspeccionaron puntos específicos de la red de distribución, obteniendo datos de alrededor de 563 estructuras y 510 equipos de medición con sus acometidas. El enfoque principal se centró en los puntos de la red que cuentan con transformadores y equipos especiales, tales como restauradores, bancos de capacitores, reguladores de voltaje y otros, tomando como referencia el Manual de Procedimientos para La Extensión de Líneas de Distribución en Forma Privada de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

Durante la inspección se identificó la existencia de 3 circuitos de distribución, los cuales, de manera general, se encuentran en buenas condiciones, sin embargo, se identificaron algunos activos con daños y deterioro principalmente en la zona de **West End, Los Fuertes, Coxen Hole y Punta Gorda**, por lo que es necesario que la empresa realice las inversiones y mantenimientos necesarios para garantizar el correcto funcionamiento y confiabilidad de la red.

En la imagen 2 se muestran las zonas inspeccionadas donde se tomaron datos de los puntos correspondientes a los circuitos L-201, L-204 y L-205.

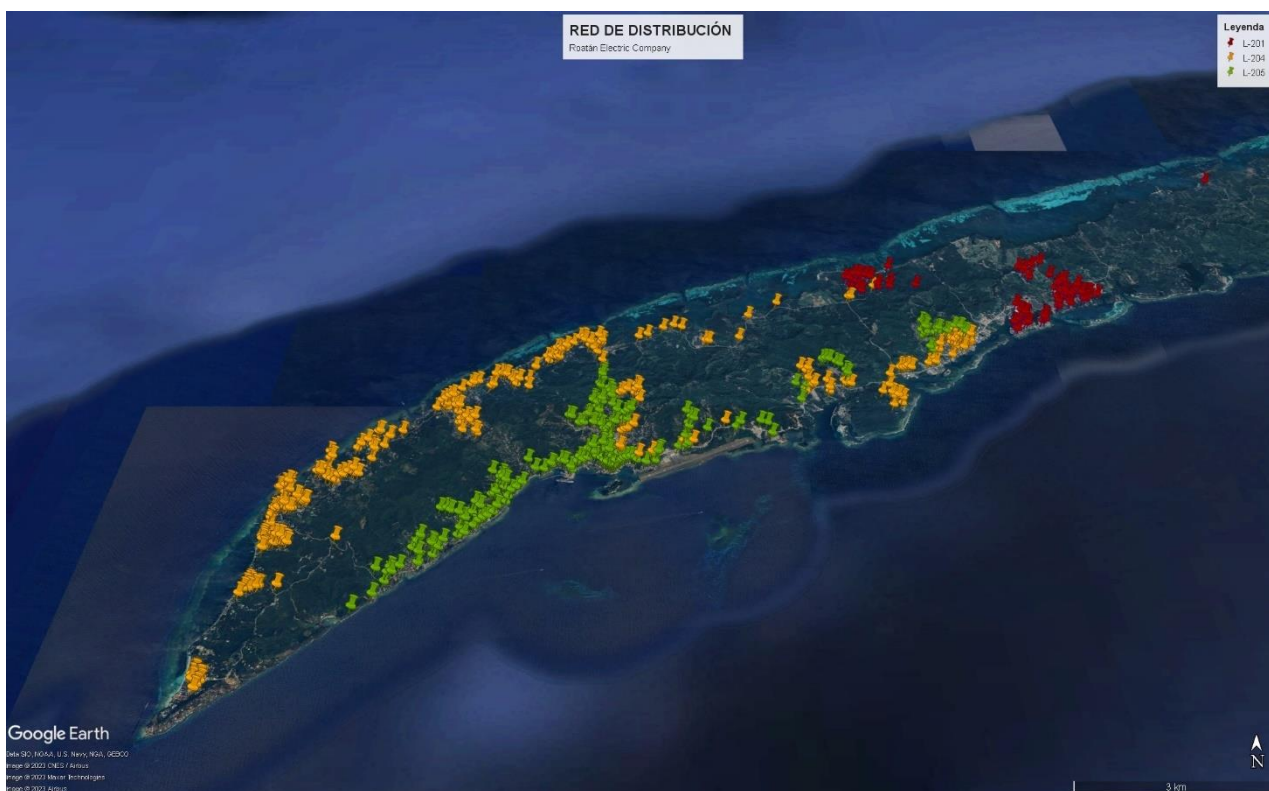


Imagen 2: Mapa de las zonas inspeccionadas. (Fuente: [RED DE ROATÁN.kmz](#))

Por otro lado, se encontró que la red de distribución cuenta con equipos de reconexión, que permiten aislar las fallas en la red de distribución, mismas que ayudan a mitigar de esta manera el efecto de las frecuencias y duración que existen en las interrupciones del servicio eléctrico. Asimismo, se encontró la implementación de cuchillas tripolares para la interconexión de los circuitos L-204 y L-205, lo que permite el traspaso de carga y conmutación de los circuitos en mención en caso ser necesario por temas de fallas o por mantenimiento.

Se identificó que el circuito L-204 contiene una interconexión en forma de anillo que recorre las zonas de **Brick Bay, Corozal, Mude Hole y Coxen Hole**, aumentando las capacidades de aislar las fallas en dicho circuito.

Tabla 12 Equipos de reconexión en la red de distribución

Equipos	L-201	L-204	L-205	Total
Cuchillas monopolares	10	47	21	78
Cuchillas tripolares	0	1	1	2
Reconectores	1	3	1	5

Se identificó el uso de bancos de capacitores, reguladores de tensión y almacenamiento de energía por medio de bancos de baterías con el fin de compensar y estabilizar la red cuando esta lo requiera.

Tabla 13 Equipos de compensación instalados en la red de distribución

Equipos	L-201	L-204	L-205	Total
Banco de capacitores	0	2	0	2
Regulador de voltaje	0	1	0	1
Banco de baterías	1	1	1	1

Procesos comerciales

Se levantaron 392 encuestas durante 5 días con el fin de conocer la percepción del servicio eléctrico. Los resultados indican una tendencia neutral o positiva respecto a la calidad del servicio de atención brindada, **y la inconformidad de los encuestados es respecto al precio de la energía.**

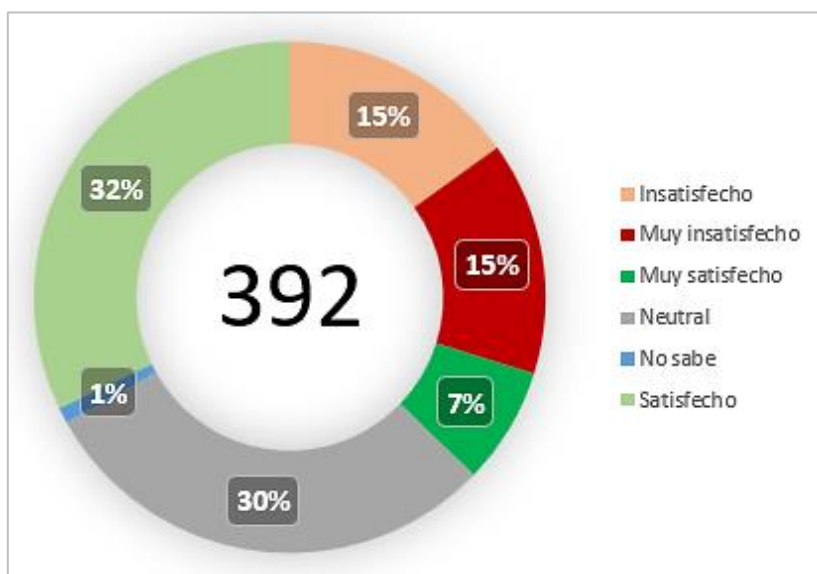


Figura 24 Percepción de los usuarios sobre el servicio brindado por RECO

La inspección de los procesos comerciales consistió en la revisión de aspectos tales como: lectura y facturación, atención al usuario, resolución de reclamos, solicitudes e incidencias, manejo de pérdidas no técnicas y recuperación de mora y gestión de cobro. Como producto de la revisión de los procesos comerciales y la información de facturación obtenida durante la inspección se identificó lo siguiente:

- La empresa cuenta con procedimientos internos, no obstante, hay varias oportunidades de mejora con respecto a la aplicación del **Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED)**.
- Según lo declarado por RECO las inspecciones periódicas a los equipos de medición de los usuarios permite que las pérdidas no técnicas sean bajas, aproximadamente del orden del 9.8 %,
- La empresa realiza cobros debido a solicitudes de nuevo servicio eléctrico, lo cual no está justificado según el **Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED) ni la normativa vigente a la fecha**.
- RECO no presentó el detalle tal cual se le solicitó de las transacciones hechas por la empresa distribuidora a los usuarios de manera histórica, en vez de ello presentó resúmenes, los cuales no cumplen con los requerimientos solicitados por la CREE para auditar a detalle la facturación y cobro que se le hace a los usuarios.
- La información brindada de atención de los reclamos, solicitudes por parte de los usuarios a la empresa distribuidora y la información histórica de lecturas del año 2018 presentaba inconsistencia

en las fechas y mostraba información errónea.

- La CREE como ente regulador del subsector eléctrico debe velar por la calidad del servicio de energía por lo que se dará seguimiento al proceso comercial con el propósito de lograr la implementación de mejoras y actualizaciones constantes.
- Por último, se presenta un gráfico que muestra la distribución de usuarios con la categoría Residencial por rango de consumo en el año 2022, el cual podría ser utilizado como referencia para establecer criterios de focalización de subsidios. El gráfico revela que el 48 % de los usuarios consumen entre 0 y 150 kWh, se puede aplicar subsidio con las condiciones de tierra firme con la tarifa que a la fecha de noviembre de 2022 era de **L/kWh 7.5963** de 0 – 100 kWh y de **L/kWh 9.0188** de 101 – 300 kWh dando un monto estimado de subsidio en lempiras de **L 5,681,154.54** aproximadamente, mientras que el 52 % restante de los usuarios tienen un consumo mensual superior a los 150 kWh.

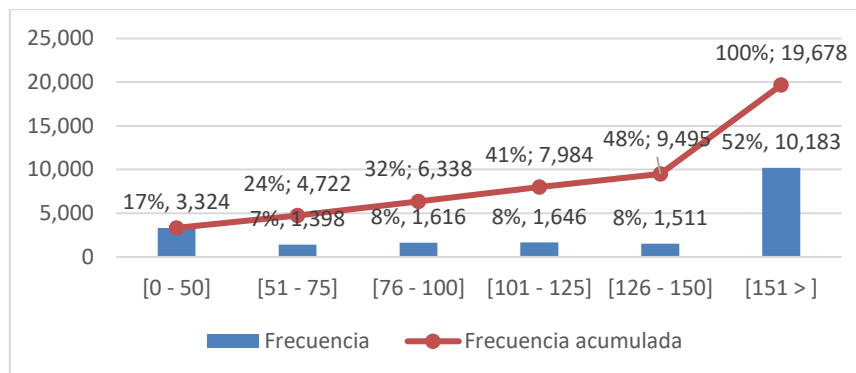


Figura 25 Distribución de usuarios Residenciales por rango de consumo.

CONCLUSIONES

1. Que, como resultado de la inspección y el análisis realizado por esta Comisión, **no se identificó la existencia de alguna de las causales de intervención mencionadas en el artículo 8 de la LGIE.**
2. Es necesario utilizar un mecanismo de aplicación análoga en la ley para adjudicar la licencia de operación a una empresa distribuidora preexistente que opere un sistema aislado, debido a la falta de una mención expresa en la LGIE, permitiendo la obtención de un operador competitivo.

3. Es necesario regularizar los procesos comerciales de la empresa distribuidora para asegurar que cumpla con los estándares establecidos en el Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución y otras normativas, garantizando así la estandarización y cumplimiento de los procesos comerciales según la normativa aplicable. **Es importante destacar la identificación del cobro indebido a los usuarios por solicitudes de nuevo servicio eléctrico, lo cual no está respaldado ni justificado por el RSED ni por la normativa vigente en la actualidad.**
4. En vista del sobredimensionamiento en la generación sobre la demanda de Roatán es necesario realizar un análisis y garantizar que no se transfieran ineficiencias a los usuarios a través de procesos tarifarios.

INFORME DE RESULTADOS

SEGUIMIENTO DE LA
CP-05-2023 PARA LA
MODIFICACIÓN DEL
REGLAMENTO DEL SERVICIO
ELÉCTRICO DE
DISTRIBUCIÓN



Elaborado por:
Dirección de Fiscalización

Comisión Reguladora de
Energía Eléctrica (CREE)

Tegucigalpa, Honduras
Septiembre del 2023

SEGUIMIENTO DE CONSULTA PÚBLICA CREE-CP-05-2023 PARA LA MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

OBJETIVO

La consulta pública tiene como objetivo someter a los comentarios de los distintos actores del subsector eléctrico y de la ciudadanía en general, el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED), en particular, la propuesta de modificaciones elaborada con base en las oportunidades de mejora identificadas a la fecha.

DESCRIPCIÓN

Puesto que es función de la CREE desarrollar el marco regulatorio del subsector eléctrico, la CREE se dispuso a realizar modificaciones e incorporar elementos normativos al RSED, destacando entre estas las siguientes:

- **Homologación conforme a decretos y reglamentación vigente.**
Que implica modificación en los artículos 1, 3, 21, 41 y 87.
- **Gestión de los depósitos en garantía del suministro eléctrico.**
Que implica modificación en los artículos del 26-29.
- **Revisión general.**
Que implica modificación del artículo 31 y 45.
- **Esclarecimiento de conceptos de medición.**
Que implica modificación en los artículos 49, 51, 54 y 107.
- **Revisión de conceptos asociados a la energía consumida y no pagada.**
Que implica modificación en los artículos 75, 76 y 80.
- **Revisión disposiciones transitorias.**
Con respecto a las disposiciones transitorias, se propone la adición de los artículos 107, 108 y 109 con el fin de requerir a las empresas distribuidoras una planificación para cada tema descrito en dichos artículos, específicamente con respecto a la atención de solicitudes del servicio eléctrico pendientes, normalización de los sellos en los equipos de medición y actualización de información sobre garantías de suministro.

PROCEDIMIENTO DE LA CONSULTA PÚBLICA

1. El proceso de consulta pública inició el 24 de julio del presente año y finalizó el 04 de septiembre del mismo año.
2. Posterior a ello se analizaron los comentarios recibidos clasificándolos como admisibles o no admisibles según los comentarios, justificaciones u observaciones registradas. Los resultados de dicho análisis se incluyen en el informe de Comentarios Recibidos.
3. Se procede con el análisis de los comentarios admisibles para la aplicación de las correcciones que correspondan. Informe de resultados
4. Se somete el informe de resultados ante el directorio de Comisionados para su aprobación y proceder con la publicación en el sitio web de la Comisión.

RESULTADOS

- La propuesta al RSED contiene un total de 48 artículos sujetos a modificación representando un 43.64% del RSED.
- Luego de evaluar los comentarios se concluyó que de 153 comentarios recibidos 152 (99%) resultan ser admisibles.
- Los comentarios que resultaron admisibles están contenidos en 83 artículos del RSED, que representan una revisión del 75.45% del RSED. Estos artículos están siendo revisados con el fin de concretar la propuesta.

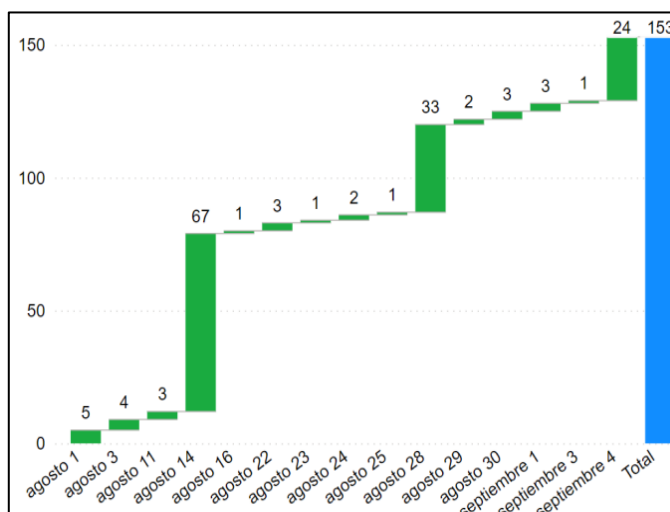


Gráfico 9: Comentarios recibidos por fecha

La fecha prevista para el cierre de la consultoría era el 14 de agosto de 2023 donde se puede observar un total de 67 comentarios ingresados, la primera prórroga se dio en fecha 28 de agosto de 2023 donde se puede visualizar 33 comentarios y por último en la fecha del cierre para el 4 de septiembre de 2023 se obtuvo un total de 24 comentarios. Se logra evidenciar que en las fechas previstas de cierre hubo mayor número de comentarios recibidos.

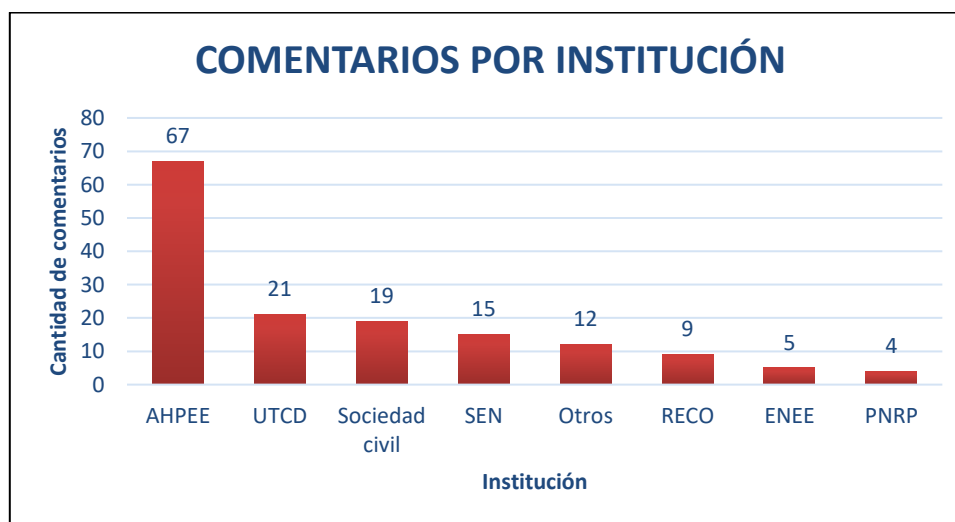


Gráfico 10: Comentarios recibidos por institución

La institución con mayor participación de comentarios fue la Asociación Hondureña de Productores de

Energía Eléctrica (AHPEE) con un total de 67 comentarios, secundándolo la Unidad Técnica de Control de Distribución (UTCD) con 21 comentarios.

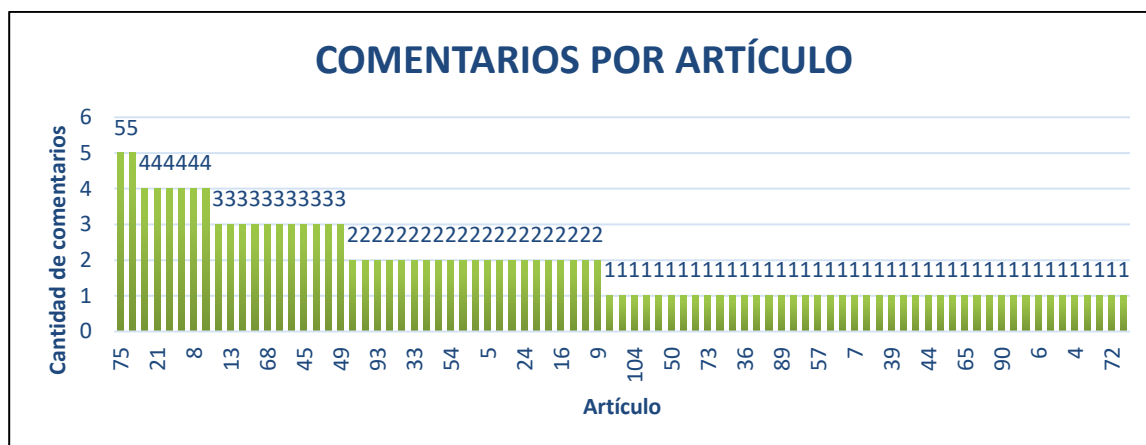


Gráfico 11: Cantidad de comentarios por artículo

Los artículos más comentados fueron el **artículo 75** que explica la exigencia de cobro por manipulaciones y conexiones irregulares y el **artículo 21** que refiere a la indemnización por mala calidad del servicio.

INFORME TÉCNICO

FALLA EN
TRANSFORMADOR T555
DE LA SUBESTACIÓN
COMAYAGUA



Elaborado por:
Dirección de Fiscalización

Tegucigalpa, Honduras
Septiembre de 2023

REVISIÓN DE LA FALLA DEL TRANSFORMADOR T555 EN LA SUBESTACIÓN DE COMAYAGUA

OBJETIVOS

- Determinar los sucesos que dieron origen a la falla del transformador T555 de la subestación de Comayagua.
- Determinar las responsabilidades de los entes relacionados a la Subestación Comayagua.
- Identificación de normas que definan los lineamientos para la construcción de subestaciones eléctricas.
- Identificar elementos del sistema interconectado nacional (SIN) que tengan un posible riesgo debido al diseño de las subestaciones eléctricas, similar al del transformador T555 de la subestación Comayagua.

ANTECEDENTES

El 4 de febrero de 2023 se presentó una falla en la subestación Comayagua (CYG), ubicada en la ciudad de Comayagua, afectando las zonas aledañas y como resultado final el daño y pérdida total del transformador CYG-T555.

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) mediante la Dirección de Fiscalización, solicitó a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) mediante el oficio No. CREE-038-2023 con fecha 13 de febrero, la información relacionada al comunicado lanzado por parte de la ENEE a la población general al respecto al evento de falla ocurrido el 4 febrero. La Gerencia de Distribución de ENEE dio respuesta a la solicitud hecha por esta Comisión en fecha 9 de marzo mediante el oficio GD-146-03-2023 mediante el cual se entregó parcialmente la documentación solicitada.

En vista de lo anterior y considerando lo estipulado en el artículo 6 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, esta Comisión en fecha 16 de marzo de 2023 requirió formalmente a la ENEE para complementar la información requerida mediante el oficio No. CREE-038-2023. La Gerencia de Distribución de la ENEE mediante el oficio GD-175-04-2023 de fecha 14 de abril de 2023 dio respuesta al requerimiento en mención, manifestando que dicha gerencia no cuenta con información adicional a la enviada en fecha 16 de marzo de 2023 por medio del oficio GD-146-03-2023.

Por consiguiente, la CREE realizó una inspección ejecutando la orden de inspección CREE-011-2023 el 30 de mayo del 2023 a la subestación Comayagua con el fin de obtener respuesta sobre los hechos ocurridos y agilizar los procesos de entrega de la documentación solicitada mediante el oficio CREE-038-2023. Asimismo, el 31 de mayo del 2023 se realizó una inspección a la oficina administrativa de ENEE Transmisión en la ciudad de Tegucigalpa, para verificar la cronología de los datos establecida en el informe de falla entregado mediante el oficio GD-146-03-2023, además, dar seguimiento a la información requerida. Como resultado de los procesos antes descritos se obtuvo la información solicitada mediante oficio CREE-038-2023, permitiendo los posteriores análisis de los eventos descritos por la ENEE Transmisión y el Centro Nacional de Despacho (CND).

Luego, mediante el oficio CREE-167-2023 de fecha 03 de julio de 2023 se realizó una solicitud de las grabaciones del personal operativo del CND asociadas a la falla del 4 febrero de 2023, así como las

grabaciones sostenidas asociadas al mantenimiento del 23 de enero de 2023 en el interruptor del lado de alta del transformador T555, la bitácora de mantenimientos del 23 de enero y mayor información sobre el segundo cierre realizado el 4 de febrero, el cual se ha identificado como un posible desencadenante de daños al T555. Cabe mencionar que la ENEE respondió de manera parcial mediante el oficio GD-334-07-2023 de fecha 17 de julio de 2023 remitiendo grabaciones que correspondían los días solicitados, pero no al periodo comprendido durante la falla.

En vista de lo anterior, la CREE solicitó mediante el oficio CREE-207-2023 de fecha 02 de agosto de 2023 las grabaciones correspondientes al evento de falla ocurrido el 04 de febrero, referente al periodo comprendido entre las 09:10 a 09:16, la bitácora del despachador y las labores correctivas con respecto al mantenimiento del 23 de enero. Se obtuvo respuesta mediante oficio GD-377-08-2023 de fecha 22 de agosto, donde de parte del CND se indicó que durante la falla el personal operativo siguió los procedimientos de operación ante contingencias del SIN e identificó el personal que se encontraba en la sala de control el día 4 de febrero.

En vista de lo anterior, mediante oficio CREE-280-2023 con fecha 25 de septiembre se solicitó una copia del protocolo para el restablecimiento durante fallas o contingencia en el SIN, con la finalidad de obtener el procedimiento, que se debió realizar para mitigar los impactos de la falla y determinar medidas del restablecimiento del sistema eléctrico durante una contingencia. El 26 de septiembre de 2023 se recibió mediante el oficio GD-CND-277-IX-2023 el manual de procedimientos de operación y restablecimiento del servicio elaborado por el CND.

HALLAZGOS

De acuerdo con la documentación obtenida de los oficios requeridos por la Dirección de Fiscalización y los procesos de inspección, a continuación, se presentan los hallazgos más relevantes.

Cronograma del evento de falla por ENEE Transmisión

Con base en la información proporcionada en el reporte de falla preparado por ENEE Transmisión, se organizan los eventos registrados en los relevadores de protección asociados al transformador T555, los circuitos de distribución L316 y L386, así como a las líneas de transmisión L558 hacia la subestación Amaratca y L551 hacia la subestación Piedras Azules, en la **Tabla 14**.

HORA	DURACIÓN ACUMULADA (SEGUNDOS)	DISPOSITIVO ASOCIADO	DESCRIPCIÓN
09:10:58.912			Inicio de la falla. Corriente de falla en lado de baja tensión de 2,679 amperios en la fase "C"
09:10:59.274	0.362		Falla en fase C evoluciona a falla entre las fases "B" y "C". Corriente aproximada de 3,550 amperios en el lado de baja tensión.
09:10:59.491	0.579	32L16, 32L86	Relevador envía orden de apertura a interruptores 32L16 y 32L86 por protección de sobre corriente en devanado de baja tensión
09:11:00.123	1.211	52T55	Relevador genera disparo por sobrecorriente en el lado de alta tensión. <i>Interruptor 52T55 no abrió</i>
09:13:53.050	174.138	52T55	Se registra una corriente de falla de 2,270 amperios en el lado de alta tensión en la fase "A". Se activa disparo por protección diferencial pero el interruptor 52T55 no responde y permanece cerrado
09:13:53.143	174.231	PAZ L-551	Actuación de la protección 21Z1, acertándose bit Z1T en relevador de protección de la línea PAZ L-551, liberando la contribución de corriente a la falla del CYG T555.
09:13:53.143	174.231	AMA L-558	Actuación de la protección 21Z2, acertándose bit Z2T en relevador de protección de la línea AMA L-558, liberando la contribución de corriente a la falla del CYG T-555
09:13:53.600	174.688	PAZ L-551	Reenergización momentánea del CYG T-555 producto de la actuación del recierre de la línea PAZ L-551, la que abre nuevamente al detectar que la falla persiste
09:13:53.692	174.780	T-555	El transformador CYG T-555 queda totalmente desenergizado
09:17:27.083	388.171	CYG L-551	Intento de cierre manual de la línea CYG L551 causando una nueva energización del CYG T-555 ya que el interruptor 52T55 permanecía cerrado

Tabla 14 Cronología de eventos registrados por los relevadores de protección del T555 (fuente Informe de falla elaborado por ENEE Transmisión)

Asimismo, la bitácora de eventos muestra al menos dos energizaciones del transformador T555 (una

automática y otra manual) luego de haber aislado la falla. **Cabe mencionar que no se describe claramente el objetivo ni el efecto del último intento de cierre manual que sucedió casi 3 minutos después de haber aislado la falla.**

Resumen de eventos del Centro Nacional de Despacho (CND)

Antecedente a la falla

El CND, por medio del departamento de Estudios Energéticos y Seguridad Operativa, indicó que previo al evento ocurrido el 4 de febrero de 2023, el 22 de enero del presente año ocurrió un evento en el circuito L386, el cual no fue aislado por su interruptor causando la actuación de los interruptores CYG-52T55 y CYG-32L16. Este evento confirmó la funcionalidad del interruptor CYG-52T55 y dejó ver que, ante fallas en distribución, el interruptor aislaba correctamente el transformador CYG-T555 desenergizándolo por completo.

Debido a este evento, el personal del CND informó el día 23 de enero al personal de subestaciones de ENEE que se encontraba dañado un cortacircuitos de un TP del lado de alta del transformador T555. Ante esta información, el personal de ENEE solicitó el despeje de emergencia No. 23-0184 que inició a las 15:34 y finalizó a las 16:02 con el fin de realizar el cambio del portafusibles de la fase B y el reemplazo de fusibles asociados al transformador de potencial CYG-38B15. Luego de estas maniobras, no se registraron más fallas o eventos que hayan provocado la operación de los interruptores en la subestación de Comayagua, hasta el día 4 de febrero de 2023.

Descripción de los eventos

El informe del CND describe que **la falla se presentó sobre el circuito CYG-L386 en 34.5 kV de la subestación Comayagua**. Esta falla tuvo que ser liberada por medio del interruptor CYG-32L86, al no ocurrir de esta manera, la falla se propago y paso a nivel de 138 kV por medio del transformador CYG-T555 debido a que este no contaba **con el esquema de protección completo**, es decir, no cuenta con el interruptor del lado de su secundario.

Por la falta del interruptor asociado al lado secundario, el interruptor asociado al lado de alta tensión denominado CYG-52T55 era el responsable de operar para evacuar la falla. Con base en información recopilada en campo se constató que el **relevador asociado al transformador CYG-T555 envió las señales de apertura para la actuación del interruptor CYG-52T55, sin embargo, este no operó.** En la inspección realizada por la CREE se **determinó que el interruptor CYG-52T55 no operó debido a que la bobina del circuito de disparo asociado a este se encontraba dañada (abierta), manteniendo la falla en el transformador por un tiempo mayor a dos minutos.**

Verificación de bitácoras y registros SCADA

Se identificó en el informe de falla presentado por el CND, de manera textual lo siguiente: *“las alarmas asociadas a las protecciones del transformador CYG-T555 no fueron registradas por la estación de SCADA del CND como se puede verificar en el Anexo 2.(del informe en mención) Por lo descrito anteriormente, la operación para el personal de Tiempo Real fue realizada sin tener conciencia a detalle de lo que estaba ocurriendo, tomando las acciones habituales a la situación y realizando las maniobras necesarias para salvaguardar y mantener el suministro eléctrico en el país...”* (Informe de evento – Transformador CYG-T555, pág. 8). Con lo anterior se comprobó que las acciones de la segunda energización de las líneas de transmisión fueron realizadas por el personal de Operación en Tiempo Real. Asimismo, el CND manifestó que el tiempo de respuesta manual que tiene un operador no está dentro de los tiempos para poder ejecutar una maniobra que ayude a aislar este tipo de fallas.

Es posible observar en la **Figura 26** los registros por parte del personal de CND, indicando las protecciones y acciones tomadas durante el 04 de febrero en horario de 06:00 a 14:00.

EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA CENTRO NACIONAL DE DESPACHO CENTRO DE CONTROL DE ENERGÍA Y DESPACHO DE CARGA							
MES :	FEBRERO	Despachador	Hérlin Medina				
Fecha :	Sábado 04/02/2023	TURNO	06:00 A 14:00				
		HORA No	5				
HORA	CIRCUITO	EVENTO	INTERRUPTOR	CARGA	RELEVADOR	HORA DE CIERRE	COMENTARIOS
09-11	L310	A	CYG 52L18	5.56	52 R10		Alarma por falta, se registra tipo enlace en CREE
09-11	L385	A	CYG 52L85	9.82	51 A B		
09-13	L555	A	AMT 52B43	47.85	21N 227		
09-13	L555	A	AMT 52B43				
09-14	L551	R	PAZ 52L51				Se registra alarma de recarga, siendo fallido
09-14	L551	A	PAZ 52L51	15.79	57 B N 2311 22 24		
09-14	L317	AM	CYG 52L17	9.11			Aperturas manuales para hacer intento de cierre a las líneas de transmisión y restablecer el servicio en la zona
09-14	L325	AM	CYG 52L25	7.15			
09-14	L326	AM	CYG 52L26	7.25			
09-15	L555	AM	CYG 52L55	42.21			
09-15	L551	AM	CYG 52L51	15.82			Carga antes de la falla
09-16	T555	A	CYG 52T55				
09-17	L551	CA	PAZ 52L51				
09-17	L555	CA	AMT 52B43				
09-17	L555	CA	AMT 52B43				
09-26	T555	AM	CYG 52T55				A las 06:16hrs, se le notifica a Ing. Oscar Zepeda de Líneas de Transmisión y al Ing. Abraham Landa de subestaciones sobre la Falla en SE CYG. Se registra alarma de apertura, fallando en campo, informó que se aseguraron cambios
09-27	L555	AM	AMT 52L55				Apertura solicitada por Abraham Landa para seguridad del personal
11-04	T555	AM	CYG 52T55				Apertura para aislar CYG 1505
11-32	T555	AM	CYG 52T55				Maniobras realizadas por Eider Chavez de subestaciones para aislar CYG 1505 y poder restablecer el servicio en la zona de Comayagua
11-34	T555	AM	CYG 52T55				

Figura 26 Bitácora de evento CND (fuente Informe de evento-Transformador CYG-T555 elaborado por el CND)

Asimismo, al procesar la información de las pantallas del SCADA del Anexo 2 del Informe de falla presentado por el CND se logró identificar la cronología de eventos ocurridos durante la falla, presentada en la **Tabla 15** a partir de las alarmas indicadas en los elementos pertenecientes al SIN correspondientes a la subestación Comayagua y su interconexión con la subestación Piedras Azules (PAZ) y la subestación Amaratéca (AMT) y sus dispositivos de protección asociados.



Figura 27 Cronología de eventos de falla de la subestación Comayagua (Fuente Informe de falla-Transformador CYG-T555)

Transcripción de grabaciones de llamadas

Con la información recibida mediante los oficios CREE-167-2023, se analizaron las grabaciones de las llamadas que ingresaron en el periodo de ocurrencia de los mantenimientos de emergencia, como seguimiento a los eventos precedentes sobre los dispositivos de distribución y maniobras de despeje que se desarrollaron el 23 de enero, a continuación, en la **Tabla 15** se describe el resumen de las grabaciones donde se identifica el código, fecha, hora y una descripción.

CÓDIGO DEL AUDIO	FECHA	CONTENIDO DEL AUDIO
1474295	23/1/2023 15:33	<ul style="list-style-type: none"> • El CND informa al personal de mantenimiento que van a iniciar las maniobras. • Procedieron a abrir el 32L16 y 32L86. • El personal de campo confirmo que abrieron. • El CND procedió a abrir 52T55, pero el personal de campo confirmo que no abrió • El CND respondió va a hacerle otro comando de apertura porque no respondió, el segundo comando tampoco funciona. • El personal de mantenimiento menciona que probaría desde la sala de control.
1474299	23/1/2023 15:39	<ul style="list-style-type: none"> • El personal de mantenimiento Informa al CND que abrieron mecánicamente a las 14:39 porque la sala de control tampoco responde • El personal de CND solicita apoyo con las cuchillas para abrir 31L86, 31L16 y la 51T55. • El personal de mantenimiento procederá a abrir las cuchillas antes mencionadas y avisara al CND una vez están abiertas. • El personal del CND informa que colocara tarjetas en los interruptores como prevención.
1474306	23/1/2023 15:52	El personal de mantenimiento informa que realizara una prueba al 52T55 para ver si opera, informa por si el personal del CND que las alarmas son visibles.
1474311	23/1/2023 16:05	<ul style="list-style-type: none"> • Se reporta terminado el trabajo en Comayagua, por tanto, se solicita hacer el cierre de las cuchillas. • Se informa que en ese momento está cerrada 31C55 a las 16:02, 31L16 a las 16:03 y la 31L86 a las 16:04. • Se confirma que todas las cuchillas están cerradas. • Se indica que se va a cerrar la 52T55 y se hace la indicación que localmente funciona el cierre pero que pruebe remotamente, se realiza la prueba y se menciona que cree que esta vez sí cerro, también se hace intento de cerrar 32L86 y 32L16 que son circuitos de distribución y se pide ayuda a las personas del mantenimiento para confirmar si cerraron. • Se confirma que ambos cerraron.

Tabla 15 Resumen de audios de la sala de control CND en fecha 23 de enero (fuente CND)

Como se observa en la ejecución del mantenimiento **se presentaron inconvenientes con la operación remota desde la sala de control del CND, para la apertura del interruptor 52T55, sin embargo, indicaron**

que el dispositivo cerró desde el acceso remoto.

En seguimiento de lo ocurrido al evento del 4 de febrero, se solicitaron las grabaciones de llamadas de la sala control, con la finalidad de verificar lo indicado en la bitácora de evento que se observa en la **Figura 26**, donde, se identifican las siguientes acciones descritas en la

CÓDIGO DE AUDIO	FECHA	CONTENIDO DEL AUDIO
1478726	4/2/2023 09:16	Ingresa llamada de La Esperanza indica disparo a las 09:11, personal del CND reporta que la zona está en estado de contingencia.
1478727	4/2/2023 09:17	Ingresa llamada de La Aurora informando que salieron de línea a las 09:11 con 0.8, el operario informa que hay una falla en la subestación de Comayagua y que se mantenga al pendiente.
1478728	4/2/2023 09:18	Ingresa llamada, de Churune informando que no hay energía eléctrica, a lo que el operario informa que están en estado de contingencia y finaliza la llamada.
1478729	4/2/2023 09:20	El CND reporta que a las 09:13 hubo apertura de las líneas 551 y 558, y que está en apagón Comayagua. Se realizó intento de cierre a la línea 551 y cierre fijo de apertura. El voltaje en la línea llegó aproximadamente a los 120 kV, se especula que posiblemente una fase está caída. Intentaron energizar la línea 558 para energizar Comayagua por Amaratéca y también ocurrió cierre fijo de apertura. En Piedras Azules operan las fases B y C, Zona Uno sobre corriente de neutro, de Amaratéca no se indica que opera. Indican realizar pruebas si efecto para restablecer el sistema.
1478731	4/2/2023 09:24	Notificación que los bomberos reportan un problema en la subestación de Comayagua. Se comenta que las dos líneas de transmisión quedaron abiertas y quedó afuera la subestación de Comayagua. Se comenta que se hizo un intento por cerrar las dos líneas: La 551 de Piedras Azules a Comayagua y 558 de Amaratéca a Comayagua, pero no surgieron efecto. Se pide mantenerlos afuera y que la gente de Comayagua les dará más información.
1478732	4/2/2023 09:26	Se solicita desplazar personal de subestaciones ya que el transformador de Comayagua está tomando fuego, se solicita número de centro sur para enviar imágenes vía whatsapp.
1478733	4/2/2023 09:26	Se reporta fuera a la subestación de Comayagua y que uno de los transformadores está tomando fuego. Los bomberos estaban en la subestación y reportaron a EEH.
1478734	4/2/2023 09:28	Solicitan imágenes al despachador de turno del estado de la subestación.
1478735	4/2/2023 09:29	Despachador informa que un transformador de la subestación CYG se incendió y solicitan videos del suceso.
1478736	4/2/2023 09:29	Se menciona que hay fuego en la subestación y se solicita confirmación si está totalmente abierto para que puedan ingresar los bomberos. Se confirma que todos los interruptores están abiertos: transformadores, distribución y líneas de transmisión.
1478738	4/2/2023 09:30	Se confirma que se enviaron las imágenes de las líneas de transmisión y de las subestaciones al ingeniero de turno.

CÓDIGO DE AUDIO	FECHA	CONTENIDO DEL AUDIO
1478743	4/2/2023 09:33	Confirmación de parte del CND que se tienen abiertas las dos líneas de transmisión, los interruptores de transformadores y los interruptores de distribución, afirman que todo está abierto. No se reporta personal de ENEE en la subestación de Comayagua, se desconoce si hay personal de EEH presente y personal de bomberos si se encuentra en la subestación.
1478745	4/2/2023 09:35	El ingeniero de subestaciones consulta sobre el personal que se encuentra en la subestación de Comayagua, se confirma la presencia de los bomberos y que por eso anteriormente se solicitó la confirmación que de las líneas estuvieran abiertas para que pudieran entrar los bomberos a apagar el fuego. Se solicita apertura de L360 Prados para cambio de cuchilla en El Obraje. Se informa que la línea lleva 5.75 MW y se procedió a abrir 32L60 a las 09:36. Se especula que el transformador incendiado es de 50 MVA y que el mismo quedaría fuera.
1478748	4/2/2023 09:38	Se reporta que el transformador que presentó la falla es el T506 de 50MVA. Los bomberos ya se encontraban realizando acciones en la subestación de Comayagua, y se mencionó que, antes de que entraran los bomberos, ya se encontraba todo abierto en la subestación.
1478751	4/2/2023 09:39	Se notifica que los bomberos están intentando comunicarse con EEH para saber en qué estado está la subestación y poder apagar el incendio. Se confirma que la barra de 138 kV y 34.5 kV están en frío por si necesitan hacer alguna maniobra y que EEH ya está coordinando con los Bomberos. Se identifica que EHH ya coordinó con los bomberos.
1478793	4/2/2023 10:59	Se solicita reporte si existen interruptores de distribución dañados, pero se confirma que todavía no se han entregado reportes de Comayagua con los por menores.
1478797	4/2/2023 11:03	Se comenta que las líneas 551 y 558 permanecen abiertas en ambos extremos y que se procederá a abrir la seccionadora de alta del T555 para aislarlo completamente. Quedo abierta hasta este momento solamente la 51T55.
1478803	4/2/2023 11:14	Se especula que el transformador dañado es de 25MVA y se solicita un análisis de carga de la última semana para ver la máxima carga que tuvieron los dos transformadores y así solicitar un plan de racionamiento.

Tabla 16.

CÓDIGO DE AUDIO	FECHA	CONTENIDO DEL AUDIO
1478726	4/2/2023 09:16	Ingresa llamada de La Esperanza indica disparo a las 09:11, personal del CND reporta que la zona está en estado de contingencia.
1478727	4/2/2023 09:17	Ingresa llamada de La Aurora informando que salieron de línea a las 09:11 con 0.8, el operario informa que hay una falla en la subestación de Comayagua y que se mantenga al pendiente.
1478728	4/2/2023 09:18	Ingresa llamada, de Churune informando que no hay energía eléctrica, a lo que el operario informa que están en estado de contingencia y finaliza la llamada.

CÓDIGO DE AUDIO	FECHA	CONTENIDO DEL AUDIO
1478729	4/2/2023 09:20	El CND reporta que a las 09:13 hubo apertura de las líneas 551 y 558, y que está en apagón Comayagua. Se realizo intento de cierre a la línea 551 y cierre fijo de apertura. El voltaje en la línea llego aproximadamente a los 120 kV, se especula que posiblemente una fase esta caída. Intentaron energizar la línea 558 para energizar Comayagua por Amarateca y también ocurrió cierre fijo de apertura. En Piedras Azules operan las faces B y C, Zona Uno sobre corriente de neutro, de Amarateca no se indica que opera. Indican realizar pruebas si efecto para restablecer el sistema.
1478731	4/2/2023 09:24	Notificación que los bomberos reportan un problema en la subestación de Comayagua. Se comenta que las dos líneas de transmisión quedaron abiertas y quedo afuera la subestación de Comayagua. Se comenta que se hizo un intento por cerrar las dos líneas: La 551 de Piedras Azules a Comayagua y 558 de Amarateca a Comayagua, pero no surgieron efecto. Se pide mantenerlos afuera y que la gente de Comayagua les dará más información.
1478732	4/2/2023 09:26	Se solicita desplazar personal de subestaciones ya que el transformador de Comayagua está tomando fuego, se solicita número de centro sur para enviar imágenes vía whatsapp.
1478733	4/2/2023 09:26	Se reporta fuera a la subestación de Comayagua y que uno de los transformadores está tomando fuego. Los bomberos estaban en la subestación y reportaron a EEH.
1478734	4/2/2023 09:28	Solicitan imágenes al despachor de turno del estado de la subestación.
1478735	4/2/2023 09:29	Despachor informa que un transformador de la subestación CYG se incendió y solicitan videos del suceso.
1478736	4/2/2023 09:29	Se menciona que hay fuego en la subestación y se solicita confirmación si está totalmente abierto para que puedan ingresar los bomberos. Se confirma que todos los interruptores están abiertos: transformadores, distribución y líneas de transmisión.
1478738	4/2/2023 09:30	Se confirma que se enviaron las imágenes de las líneas de transmisión y de las subestaciones al ingeniero de turno.
1478743	4/2/2023 09:33	Confirmación de parte del CND que se tienen abiertas las dos líneas de transmisión, los interruptores de transformadores y los interruptores de distribución, afirman que todo está abierto. No se reporta personal de ENEE en la subestación de Comayagua, se desconoce si hay personal de EEH presente y personal de bomberos si se encuentra en la subestación.
1478745	4/2/2023 09:35	El ingeniero de subestaciones consulta sobre el personal que se encuentra en la subestación de Comayagua, se confirma la presencia de los bomberos y que por eso anteriormente se solicitó la confirmación que de las líneas estuvieran abiertas para que pudieran entrar los bomberos a apagar el fuego. Se solicita apertura de L360 Prados para cambio de cuchilla en El Obraje. Se informa que la línea lleva 5.75 MW y se procedió a abrir 32L60 a las 09:36. Se especula que el transformador incendiado es de 50 MVA y que el mismo quedaría fuera.

CÓDIGO DE AUDIO	FECHA	CONTENIDO DEL AUDIO
1478748	4/2/2023 09:38	Se reporta que el transformador que presento la falla es el T506 de 50MVA. Los bomberos ya se encontraban realizando acciones en la subestación de Comayagua, y se mencionó que, antes de que entraran los bomberos, ya se encontraba todo abierto en la subestación.
1478751	4/2/2023 09:39	Se notifica que los bomberos están intentando comunicarse con EEH para saber en qué estado está la subestación y poder apagar el incendio. Se confirma que la barra de 138 kV y 34.5 kV están en frío por si necesitan hacer alguna maniobra y que EEH ya está coordinando con los Bomberos. Se identifica que EHH ya coordino con los bomberos.
1478793	4/2/2023 10:59	Se solicita reporte si existen interruptores de distribución dañados, pero se confirma que todavía no se han entregado reportes de Comayagua con los por menores.
1478797	4/2/2023 11:03	Se comenta que las líneas 551 y 558 permanecen abiertas en ambos extremos y que se procederá a abrir la seccionadora de alta del T555 para aislarlo completamente. Quedo abierta hasta este momento solamente la 51T55.
1478803	4/2/2023 11:14	Se especula que el transformador dañado es de 25MVA y se solicita un análisis de carga de la última semana para ver la máxima carga que tuvieron los dos transformadores y así solicitar un plan de racionamiento.

Tabla 16 Resumen de audios de la sala de control CND en fecha 04 de febrero (fuente CND)

Manual de procedimientos

De acuerdo con lo manifestado en el informe de falla del CND, se indicó que realizaron los procedimientos y maniobras de acuerdo con el Manual de Procedimientos de Operación y Restablecimiento de Servicio.

Es posible observar en la sección No.4 Normas generales para operar subestaciones con unidades remotas (RTUs) de la Norma 2 lo siguiente: ***“En el caso de disparo de interruptores asociados a transformadores en el lado de alta tensión, el ODS solicitará al Ingeniero de turno, una revisión del Transformador. Hasta que el personal responsable de la revisión confirme que el equipo está listo para su Re-energización, el ODS procederá con un intento de cierre al interruptor. Para tal efecto se deberá seguir lo estipulado en el Anexo Sexto “PROTOCOLO PARA REENERGIZAR TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN CASO DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA POR OPERACIÓN DE LAS PROTECCIONES” (Manual de Procedimientos de Operación y Restablecimiento de Servicio, pág. 16).***

En la Figura 28 se expone mediante un diagrama de flujo de los procedimientos a seguir de acuerdo con los interruptores desconectados automáticamente e identificación del diseño de la subestación, cabe mencionar que el manual indica, que, al tener desconexiones automáticas, **el despachador deberá obtener**

información de las protecciones operadas y los interruptores abiertos, por medio de: El Operador de la subestación, la RTU o personal de turno.

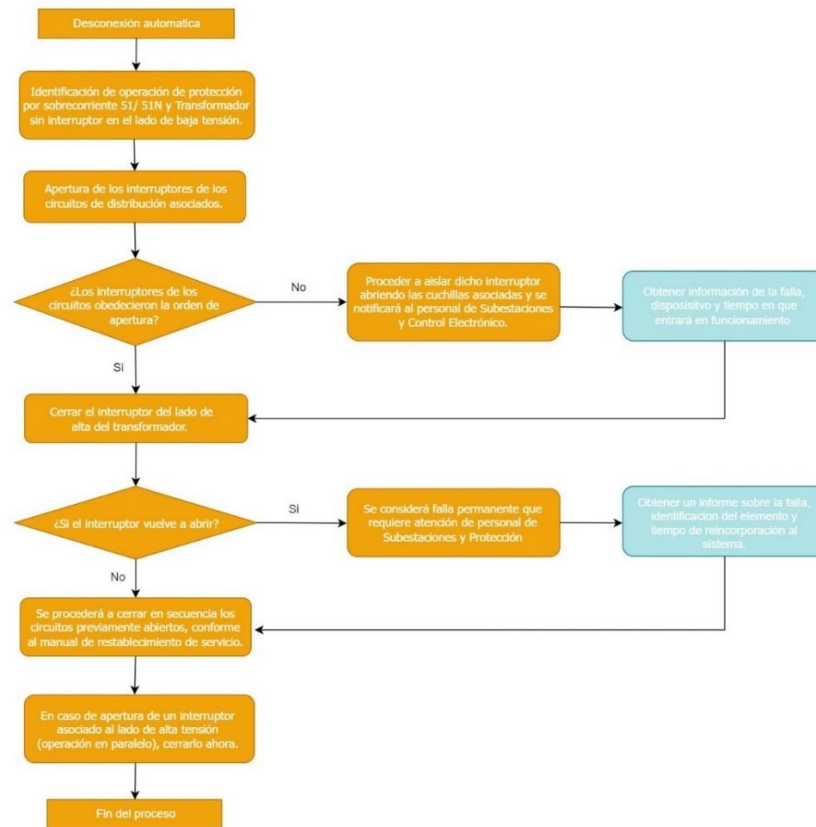


Figura 28 Procedimiento ante desconexiones automática en caso de transformador sin interruptor de lado de baja (fuente Manual de Procedimientos de Operación y Restablecimiento de Servicio del CND)

Para completar los procesos en para la mitigación de las desconexiones automáticas, se colocan los comentarios adicionales planteados por la Dirección de Fiscalización en color azul, Asimismo, de acuerdo con las alarmas identificadas en el registro SCADA, se observó la activación de las protecciones 51 y 51N, así como la orden de disparo del transformador T555 que no ejecutada por interruptor 52T55 en el lado primario.

Inspecciones para verificación de la información

Subestación Comayagua

El 30 de mayo se realizó una inspección en la Subestación Comayagua (CYG) que es donde se encuentran ubicados los equipos y dispositivos auxiliares de protección de la subestación tales como la barra B536, el transformador T555 con capacidad de 25 MVA 138/34.5 kV y el transformador T506 con capacidad de 50 MVA 138/34.5 kV. En la figura 1 se observa la configuración de la subestación Comayagua.

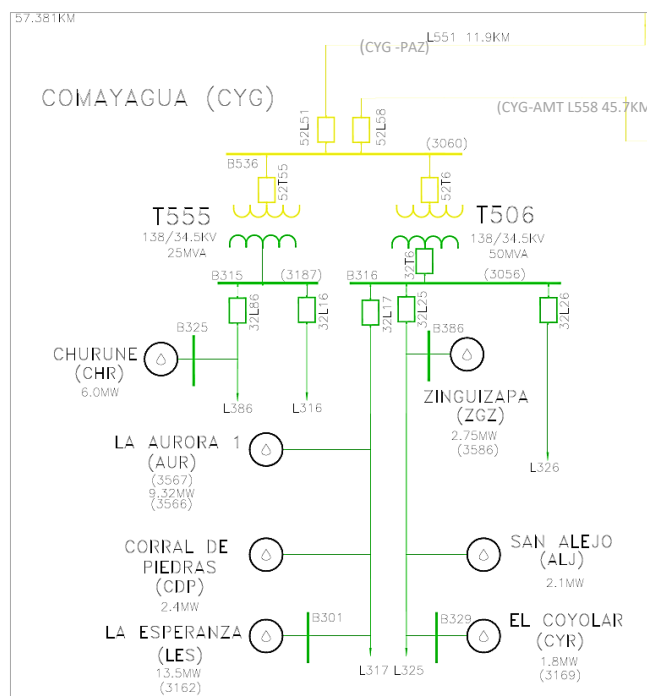


Figura 29 Diagrama unifilar subestación Comayagua (CYG) (fuente SIN abril 2023)

Durante la inspección, el personal asignado manifestó que en las instalaciones de la subestación Comayagua no existen registros de operación, bitácoras o documentación de control en físico, indicando que el operador del sistema (CND) es que maneja la información asociada ya que dicha subestación se gestiona como una subestación “desatendida”.

De manera preliminar, el personal manifestó que detectaron el inicio de la falla en la fase C en un soporte de la barra asociada a un transformador de potencial (TP), encontrándose un ave muerta al pie del dispositivo, la barra sobre la estructura sin señal del aislador; posteriormente la falla evoluciono a la fase B de la barra B315 asociada al T555, este evento se mantuvo al menos 2 minutos hasta la apertura de los de los interruptores de línea 52L51 (L551 CYG-PAZ) y 52L58 (L558 CYG-AMT), el resultado de este evento fue el

daño permanente del T555 y el cableado de control.

Asimismo, manifestaron las acciones para rehabilitación del servicio, fueron las siguientes:

1. Evaluación visual para dimensionar los daños.
2. Aislamiento del cableado de yarda al panel de control del T555.
3. Verificar la integridad del T506, mismo que fue sometido a una limpieza exhaustiva ya que estaba llena de hollín.
4. Notificación técnica a EEH y el CND, para realizar el cierre de los circuitos según la capacidad del T506. **Concluyeron que la falla no fue liberada por el interruptor 52T55 observando un daño en la bobina de apertura.**

En fecha **7 de mayo se puso en servicio una subestación móvil UM501 de 25 MVA con lo que se sustituyó temporalmente al transformador dañado.** Se constató durante la visita que la subestación móvil cuenta con interruptores en el lado primario y secundario del transformador en cuestión.

Por último, el personal manifestó que prestarían un informe de la falla sobre el evento ocurrido el 4 de febrero incluyendo archivos de video.

Inspección en la oficina administrativa de ENEE Transmisión

En fecha 31 de mayo de 2023 se realizó una inspección en la oficina administrativa de ENEE Transmisión ubicada en Tegucigalpa, con el objetivo de dar seguimiento al oficio CREE-038-2023 y verificar la información brindada mediante el informe de falla presentado por la gerencia de Transmisión ENEE.

El personal asignado informó el estatus de la documentación solicitada por la CREE, donde se enfatiza que **los mantenimientos a equipos y dispositivos auxiliares los denominan visita**; la *visita uno* se realiza cada dos meses manteniendo los equipos en operación durante el proceso y realizando las siguientes actividades: medición de temperatura, limpiezas, cromatografías, termografías y reemplazos de interruptores y seccionadores. La *visita dos*, se realiza cada año o año y medio sacando de operación a los equipos durante el cual realizan las siguientes actividades: pruebas eléctricas y de aislamiento, pruebas de razón de transformación TTR, limpiezas, cambio o reemplazo de piezas, cambio de aceite. Estas actividades se desarrollan como mantenimientos preventivos.

Durante el desarrollo de la inspección el personal de la CREE solicitó la verificación de la cronología obtenida del informe de falla del T555 presentado por la gerencia, del cual manifestaron que del evento identificado a las 9:17:27.083 no tienen conocimiento del cierre manual, asimismo indicaron que no se contaba con personal en las instalaciones de la subestación durante el evento de falla y realizaron la recomendación de verificar los eventos descritos en la cronología brindada por la gerencia, en contraste con los datos del SCADA que mantiene el CND.

Como antecedente de la falla, identificaron que **el 23 de enero de 2023 realizaron una serie de maniobras para cambio de portafusibles de la fase B asociados a transformadores de potencial CYG 38B15, lo que implicó la apertura del interruptor 52T55** según lo describe la bitácora del CND, consecuentemente **indicaron que no hay un informe asociado al estado del interruptor antes y después de la maniobra descrita ya que no forma parte de sus procedimientos internos** cuando se realizan este tipo de maniobras, finalmente indica que en la referida bitácora del CND se expone que no hubieron fallas posteriores hasta el 04 de febrero.

Como resultado de la falla del transformador T555, el T506 fue sometido a ciertos periodos de sobrecarga al llevar la demanda asociada al T555, el personal de la empresa manifestó que como medida preventiva se procedió a aumentar el número de ventiladores en el transformador T506.

ANÁLISIS

Conforme al análisis de los datos obtenidos mediante los procesos de inspección y la información remitida por los actores relacionados, se destaca la información siguiente:

Verificación de la información

Se constató que de acuerdo con el diseño de la subestación Comayagua el transformador T555 no contaba con un interruptor del lado secundario, la falla en cuestión fue detectada en su momento oportuno y se evidenció que se envió una señal de disparo al interruptor 52T55, sin embargo, no efectuó la apertura del mismo, evolucionando la falla hasta ser detectada por las protecciones de las líneas de transmisión 52L52 (L551 línea entre las subestaciones Comayagua y Piedras Azules) y 52L58 (L558 línea entre las subestaciones Comayagua y Amarateca).

Por otro lado, conforme a lo manifestado por el CND, el personal de operación en tiempo real realizó las maniobras de restablecimiento del fluido eléctrico sin tener acceso a las alarmas del SCADA, afirmando desconocer protecciones activadas y los dispositivos asociados que actuaron para mitigar la falla e indican que se realizó un segundo cierre “de prueba” de manera manual, cerrando la protección de las líneas de transmisión L551 y L558, energizando nuevamente el transformador T555. Se identificó un incumplimiento de lo establecido en la norma 2 de restablecimiento del servicio eléctrico del Manual de Procedimientos de Operación y Restablecimiento de Servicio en donde se describe que como primera instancia, debido a la premisa de no tener conocimiento de lo que ocurre en la subestación, previo a la reenergización del equipo se debió obtener información de la RTU, operador de la subestación o solicitar que el personal encargado se presentara a la subestación. El manual en mención establece que sin la información adecuada sobre las protecciones activas no se debió realizar el restablecimiento del servicio.

Responsabilidad de la operación y mantenimiento de la red de distribución

Por otro lado, considerando lo estipulado en el artículo 1, literal C, romanos V de la LGIE, se identificó que **el transformador T555 es parte de la red eléctrica de distribución, siendo la Empresa Nacional de Energía**

Eléctrica (ENEE), en su calidad de empresa distribuidora, quien está a cargo de operar y dar mantenimiento al mismo y sus equipos asociados, esto incluye a todos los equipos aquellos utilizados para su conexión a la red de transmisión. No obstante, cabe mencionar que actualmente la ENEE no cumplido con la separación técnica, administrativa y financiera en los términos establecidos en artículo 29 de la LGIE, por lo que se evidenció que actualmente los mantenimientos y operación de los dispositivos de protección de los transformadores no son realizados por la unidad de negocios dedicada a la actividad regulada de distribución de la empresa.

Acciones implementadas y calidad del servicio en la subestación Comayagua

Con base en las bitácoras de mantenimiento en subestaciones y maniobras en interruptores descritas en los informes de gestión publicados por Empresa Energía Honduras correspondientes a los meses de febrero y marzo de 2023, se identificaron eventos relevantes posteriores a la falla del 4 de febrero y relacionados con suministro de los circuitos de distribución en la subestación de Comayagua, así como **al menos tres mantenimientos de emergencia asociados al transformador CYG-T506 que fueron registrados en el mes de febrero por reparaciones de puntos calientes**. La figura 2 describe de manera cronológica los eventos mencionados anteriormente.

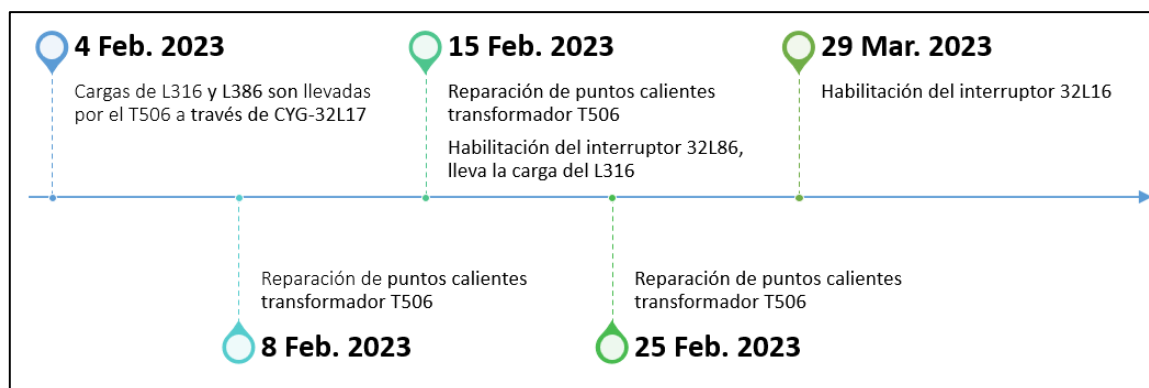


Figura 30 Eventos relevantes en subestación Comayagua posteriores a la falla T555 (Fuente: Anexos 5 y 9, informes de gestión EEH de febrero y marzo de 2023)

Es importante que aclarar que a partir del 4 de febrero el transformador T506 de 50 MVA ha estado llevando la carga de los 5 circuitos de distribución, esto implica que la distribuidora debió reconfigurar sus esquemas de protección. Asimismo, se identificó que en los meses en mención la distribuidora ha habilitado de manera

gradual equipos y sus accesorios (conductores, equipos de control, medición entre otros) que se vieron afectados en la falla, en particular, se observó que:

1. Desde el 4 hasta el 15 de febrero el interruptor CYG-32L17 llevó la carga del circuito L317 y adicionalmente la carga de los circuitos L316 (por medio de la cuchilla de enlace 31E16) y L386 (por medio de la cuchilla de enlace 31E86);
2. El 15 de febrero se habilitó el interruptor CYG-32L86, desde esa fecha hasta el 29 de marzo llevó la carga del circuito L386 y adicionalmente la del circuito L316;
3. El 29 de marzo se habilitó el interruptor CYG-32L16, desde esa fecha cada interruptor de línea de la subestación en cuestión alimenta la carga de su circuito asociado.

En seguimiento de lo anterior y tomando en consideración el registro de maniobras de los interruptores de línea se realizó el cálculo de los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI con base en la norma IEEE 1366 y la Norma Técnica de Calidad de la Distribución, los cuales indican frecuencia y duración de interrupciones del servicio que experimentó en promedio cada usuario conectado a la subestación de Comayagua. La figura 3 muestra los resultados del cálculo de indicadores de calidad, así como los valores de referencia semestrales que corresponden a los indicadores TIU y FIU que, para simplicidad del análisis en vista de no contar con la vinculación usuario red que exige la normativa, son aplicables para los indicadores SAIDI y SAIFI.

2022								
	7	8	9	10	11	12	Acumulado S2 2022	Referencia
SAIFI	1.6356	3.6746	4.9685	3.2507	0.7165		14.2459	8.0000
SAIDI	2.1554	2.8582	6.6014	2.6197	0.3269		14.5617	12.0000

2023								
	1	2	3	4	5	6	Acumulado S1 2023	Referencia
SAIFI	0.9789	5.8012	1.8216				8.6017	8.0000
SAIDI	0.2877	14.9965	1.8901				17.1742	12.0000

Figura 31 Cálculo de indicadores de calidad técnica del servicio (Fuente: Propia)

Es posible observar que la duración de las interrupciones en febrero de 2023 excedió a la duración registrada en todo el semestre anterior, además, la frecuencia de interrupciones en febrero de 2023 supera a la de

cualquier otro mes en el semestre actual y el anterior.

Es posible observar que en el mes de febrero se perjudicó en gran manera la confiabilidad del servicio prestado a los usuarios asociados a la subestación de Comayagua, esto sin incluir dentro del análisis los alivios de carga y mantenimientos programados o no programados que se realizan a nivel de reconectores y fusibles en los circuitos de distribución.

Identificación de riesgos de fallas similares en el SIN

En vista de la falla ocurrida el 4 de febrero en la subestación Comayagua en donde el transformador T555 no contaba con protección del lado de baja tensión y el mal estado del interruptor del lado de alta impidió que se aislara la falla en el momento oportuno, lo que resultó en el daño permanente del transformador en mención, se realizó un análisis de las subestaciones que forman parte del SIN, descritas en la propuesta del Plan de Expansión de la Red de Transmisión de 2022 al 2031, y que poseen conexiones a la red de distribución sea en 13.8 o 34.5 kV. **Se identificaron 20 subestaciones que poseen transformadores de potencia sin un esquema de protección que incluya un dispositivo de desconexión en el lado secundario. De los 39 transformadores que operan en estas subestaciones 25, o el 67 %, no cuenta con la protección en el lado secundario.** En el anexo 3 se adjunta la tabla resumen con los datos de las subestaciones referentes al caso.

Cabe mencionar que norma IEEE C37.91-2008, que corresponde a la guía para la protección de transformadores de potencia, establece que no existe una única manera de diseñar los esquemas de protección de dichos equipos, no obstante, se debe procurar una combinación eficiente de los grados de sensibilidad, velocidad y selectividad de los equipos de protección y el impacto económico del tratamiento de las fallas con el sentido de minimizar: costos de reparación de los daños, costos de pérdida de producción, efectos adversos al balance del sistema, la transferencia de los daños a equipos adyacentes y el costo de la indisponibilidad del equipo dañado.

Aunado a lo anterior, la norma menciona los diferentes dispositivos utilizados para la identificación de fallas, entre ellos resalta el relevador 87 y 87G que corresponden a la protección diferencial, la cual permite:

- Una detección más rápida de las fallas en comparación con otros dispositivos, reduciendo el daño

provocado por el flujo de corrientes de falla en los transformadores de potencia.

- Identificar de manera más precisa la ubicación de las fallas, dependiendo del alcance y elementos contenidos dentro del esquema de protección diferencial.

El esquema de protección diferencial requiere de transformadores de corriente tanto en el lado primario como en el secundario del transformador de potencia, tal y como se muestra en la **Figura 32**.

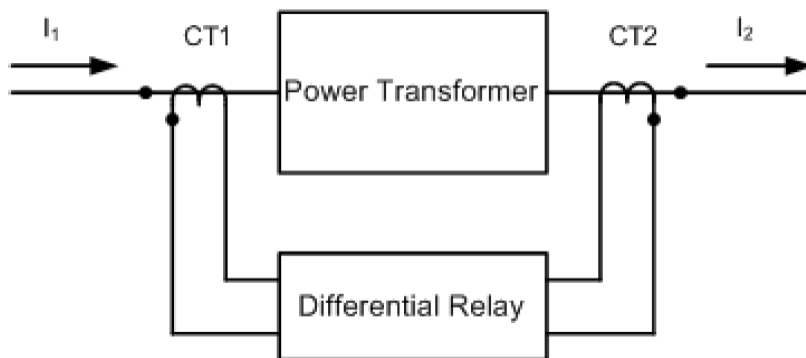


Figura 32 Conexión típica de relevador de protección diferencial (Fuente: IEEE C37.91-2008)

La norma en mención no establece una obligatoriedad para la instalación de dispositivos de desconexión en el lado secundario de los transformadores de potencia, sin embargo, recomienda que para el diseño de los equipos de protección se considere si se trata de aplicaciones con alta o baja incidencia de eventos, dado que las curvas de protección se diseñan con base en la frecuencia y duración de los flujos de corriente de falla que deterioran a los equipos. En ese sentido, la norma indica que los transformadores conectados en subestaciones de distribución son equipos que están expuestos a una alta incidencia de eventos por lo que existe la recomendación implícita de la implementación de la protección en el lado de secundario.

CONCLUSIONES

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

1. Con respecto al origen de la falla, se constató que ocurrió entre la barra B315 y el lado de baja del transformador CYG-T555. Las bitácoras de las protecciones muestran que se envió la señal de disparo al interruptor CYG-52T55 del lado primario en el momento oportuno, sin embargo, dicho equipo no ejecutó la operación de apertura por lo que la falla persistió y fue aislada hasta la operación de los interruptores de las líneas de transmisión asociadas a la subestación de Comayagua. Se identificó un problema de operación similar del interruptor CYG-52T55 durante un mantenimiento de fecha 23 de enero de 2023, no obstante, la documentación aportada por los actores involucrados no permitió determinar las acciones correctivas realizadas para corregir el problema que no permitía la operación del equipo ni de manera remota desde el centro de control del CND ni la operación desde la sala de control en la subestación.
2. De acuerdo con lo establecido en la LGIE, la ENEE, en su calidad de empresa distribuidora, es la responsable de la operación, mantenimiento y administración de la red de distribución, incluyendo los transformadores y equipos utilizados para su conexión a la red de transmisión.
3. Se identificó la responsabilidad del CND, en su función de operador del sistema, de haber efectuado la operación remota de la subestación Comayagua, el 4 de febrero, realizando un cierre de la línea L551 hacia Piedras Azules y energizando nuevamente el transformador CYG-T555 aproximadamente tres minutos después de haber sido aislada la falla, sin tener conocimiento de las alarmas y protecciones activas en la subestación Comayagua, incumpliendo con la norma 2 de restablecimiento del servicio eléctrico del Manual de Procedimientos de Operación y Restablecimiento de Servicio, que indica como primera instancia ante desconexiones automática lo siguiente ***“El ODS deberá utilizar las unidades remotas en las subestaciones no atendidas, para reconectar, después de un disparo por falla, tanto líneas de transmisión como de distribución. En el caso de disparo de interruptores asociados a transformadores en el lado de alta tensión, el ODS solicitará al Ingeniero de turno, una revisión del Transformador. Hasta que el personal responsable de la revisión confirme que el equipo está listo para su Re-energización, el ODS procederá con un intento de cierre al interruptor”***.

4. Que previo a la falla del 4 de febrero de 2023 el transformador de potencia CYG-T555 no Comayagua no contaba con un interruptor en lado de baja. Actualmente no se identificó una obligatoriedad por parte de normativas nacionales o internacionales con respecto a la instalación de dispositivos de desconexión en el lado secundario de transformadores de potencia, no obstante, la norma IEEE C37.91-2008 recomienda la instalación de dichos equipos en subestaciones de distribución debido a la alta incidencia de fallas en las redes de distribución con el fin de disminuir el flujo de corrientes de fallas en los transformadores y reducir el impacto en la vida útil de los mismos. En fecha 7 de mayo de 2023 se puso en servicio una subestación móvil UM501 de 25 MVA con lo que se sustituyó al T555 dañado, cabe mencionar que dicho equipo cuenta con interruptores en el lado primario y secundario.
5. Se identificó que de las 57 subestaciones conectadas con el sistema de distribución que se encuentra en el sistema interconectado nacional 20 poseen al menos un transformador de potencia sin interruptor en el lado de baja. El riesgo de la ocurrencia de una falla similar a la presentada en la subestación de Comayagua es inminente en estas 20 subestaciones que poseen alrededor de 25 transformadores con este arreglo de equipos de protección. Cabe mencionar que dentro del PERT 2022-2031 no se identificó ninguna alternativa para mitigar el riesgo en mención.

RECOMENDACIONES

1. Remitir el presente informe de resultados de inspección sobre la falla del transformador CYG-T555 a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), donde se presentan los hallazgos, análisis de los datos y conclusiones planteadas como resultado de los procesos de investigación realizados por esta Comisión. La ENEE en su calidad de empresa distribuidora deberá analizar, evaluar e implementar medidas preventivas y correctivas para la mitigación de los riesgos identificados en el presente informe, dado que se determinó que, de las subestaciones conectadas en distribución, el 67% de los transformadores no cuentan con un interruptor en el lado de baja tensión, asimismo, realizar el estudio y propuesta de las mejoras en las subestaciones existentes e incluir las inversiones dentro los informes de planificación referentes.
2. Proporcionar los resultados del informe de resultados de inspección sobre la falla del transformador CYG-T555 referentes al Centro Nacional de Despacho (CND), con el fin de solicitar la revisión de las disposiciones de los protocolos y el manual para el restablecimiento ante contingencias del SIN y su aplicación, en vista del manejo de la falla del 4 de febrero de 2023 en la subestación de Comayagua.
3. Remitir el presente informe a la Dirección de Regulación y Dirección de Asesoría Jurídica de esta Comisión con el fin de fortalecer la reglamentación aplicable, estableciendo los requerimientos de diseño y construcción de subestaciones, en particular, que exijan el cumplimiento de esquemas de protección tales como los descritos en la norma IEEE C37.91-2008 que tienen como propósito la eficiencia económica y operativa, así como la seguridad de personas y equipos.