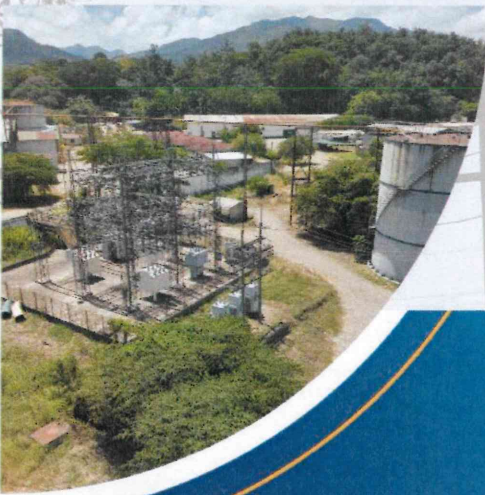
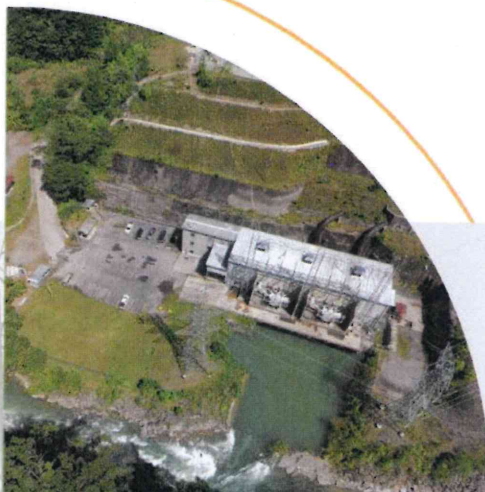
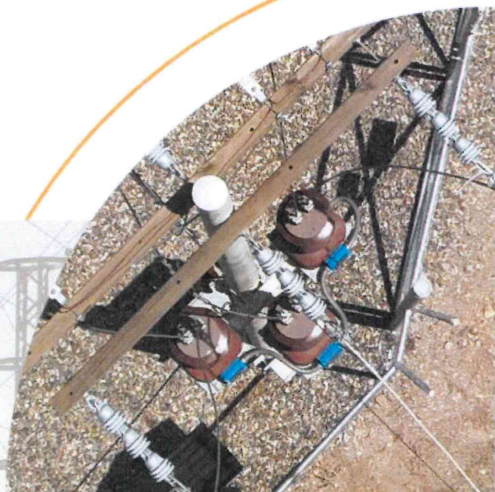


2025-TRIMESTRE III

FISCALIZACIÓN DE PROCESOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA



Dirección de
Fiscalización

SEPTIEMBRE 2025

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO 3

SEGUIMIENTO DE LA SUPERVISIÓN DEL PLAN ANUAL DE MANTENIMIENTOS (PAM)..... 7

APOYO EN LA VERIFICACIÓN DE LIQUIDACIÓN DE CONTRATOS DE SUMINISTRO REGULADOS 11

FISCALIZACIÓN DE NORMATIVA DE MEDICIÓN COMERCIAL 19

 INFORME DE INSPECCIÓN CREE-049-2025 CENTRAL ARRENDAMIENTO LAEISZ EL PROGRESO 29

 INFORME DE INSPECCIÓN CREE-055-2025 CENTRAL GENERADORA CHUMBAGUA..... 37

 INFORME DE INSPECCIÓN CREE-056-2025 ARRENDAMIENTO LAEISZ VILLANUEVA 45

 INFORME DE INSPECCIÓN CREE-057-2025 CENTRAL GENERADORA CHURUNE..... 59

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-048-2025 CERVECERÍA HONDUREÑA 67



RESUMEN EJECUTIVO

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) es el ente encargado de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de la normativa vigente, con el fin de garantizar la confiabilidad, continuidad y calidad del servicio eléctrico suministrado a los usuarios. En ese marco, y en cumplimiento de lo establecido en el Plan Operativo Anual de la institución para el año 2025, específicamente en relación con el Producto Final 2 del Programa 12, la Dirección de Fiscalización de la CREE ha elaborado el presente documento. Su propósito es informar los resultados de las actividades de fiscalización y supervisión realizadas durante el tercer trimestre de 2025, así como presentar las recomendaciones derivadas del análisis de la información recopilada y validada a través de dichos procesos, según se detalla a continuación.

1. Apoyo a la supervisión de liquidación del Mercado de Contratos:

En el marco del proceso de fiscalización, esta Dirección ha dado seguimiento a las diferencias detectadas entre la facturación de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y la liquidación realizada por el Centro Nacional de Despacho (CND) respecto a los contratos de generación suscritos con la ENEE. Estas diferencias, identificadas inicialmente en informes anteriores, motivaron el requerimiento de una conciliación detallada entre ambas instituciones. El objetivo es contar con información validada que permita garantizar la correcta aplicación de los costos reales de generación en las tarifas trasladadas a los usuarios, conforme a lo establecido en el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales y la Ley General de la Industria Eléctrica.

A pesar de las acciones realizadas, a la fecha del presente informe no se ha recibido la conciliación solicitada al CND, lo que limita la validación definitiva de los valores observados. Se han reiterado los requerimientos para avanzar en este proceso, enfatizando la importancia de contar con registros consistentes que respalden la transparencia y trazabilidad en la determinación de las tarifas. Se continuará con el seguimiento institucional correspondiente, instando al cumplimiento de los procedimientos definidos en la normativa vigente.

2. Inspecciones de Fiscalización de la Norma Técnica de Medición Comercial

Este informe detalla los hallazgos de inspecciones realizadas en diversas centrales generadoras conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN), con el fin de evaluar el cumplimiento del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) y la Norma



Técnica de Medición Comercial (NT-MC). Estas normativas aseguran la correcta liquidación de transacciones eléctricas y protegen al consumidor final de ineficiencias operativas. En este contexto, se realizaron 4 procesos de inspección a instalaciones de empresas generadoras. El resumen de los resultados de las inspecciones se describe en la siguiente tabla resumen.

No.	Nombre de la central	Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Estado de oficialización	Observaciones
1	Arrendamiento Laeisz El Progreso	Térmica	19.13	Activa	-Esta central participa en el mercado de oportunidad mediante la modalidad de arrendamiento con ENEE, con una capacidad contractual de 15 MW. -Punto de medición asignado: T602_3095_101M1/M2, estado de Oficialización vigente con dos años de duración. -Punto de conexión/medición: L318 en 34.5 kV a la subestación El Progreso. -Verificación de equipos cumple con los parámetros objeto de inspección. -Participación en el mercado eléctrico hondureño mediante el contrato de suministro No-004-2013. -Punto de medición asignado: T564_3185_105M1/M2, cuenta con una oficialización vencida. Se encuentran en proceso de reprogramación con el CND. -Ultima fecha de verificación: 14/02/2023 -Verificación de equipos cuenta con observaciones respecto a características técnicas sobre medidores registrados y alimentación externa de respaldo.
2	Chumbagua	Biomasa	20	Vencida	-Esta central participa en el mercado de oportunidad mediante la modalidad de arrendamiento con ENEE, con una capacidad contractual de 119 MW. -Punto de medición asignado: T538_3123_104M1/M2; T538_3123_105M1/M2; T538_3123_106M1/M2, el estado de los tres puntos se encuentra con una Oficialización vigente con dos años de duración. -Punto de conexión/medición: L391, L392 y L393 en 34.5 kV a la subestación Villanueva. -Verificación de equipos cumple con los parámetros objeto de inspección. -Participación en el mercado eléctrico hondureño mediante el contrato de suministro No-045-2011. Asimismo, los excedentes son transados mediante el mercado de oportunidad. -Punto de medición asignado: T555_3060_101M1/M2, cuenta con una oficialización vencida. A la fecha no cuentan con proceso para subsanar las observaciones del acta de inspección y verificación emitida por el CND. -Ultima fecha de verificación: 07/05/2024.
3	Arrendamiento Laeisz Villanueva	Térmica	119	Activa	
4	Churune	Hidroeléctrica de pasada	6.4	Vencida	

No.	Nombre de la central	Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Estado de oficialización	Observaciones
					-Verificación de equipos cuenta con observaciones respecto a características técnicas sobre medidores registrados y alimentación externa de respaldo. -Inconsistencia con la declaración del punto de conexión a la red de distribución.

3. Informe de inspección CREE-048-2025 Cervecería Hondureña

En seguimiento a las recomendaciones del Informe CREE-020-2024, la Dirección de Fiscalización evaluó el cumplimiento de Cervecería Hondureña S.A. de C.V. con la normativa del Mercado Eléctrico Hondureño. La inspección se centró en sus instalaciones en San Pedro Sula y reveló hallazgos significativos, especialmente en lo que respecta a la documentación de sus sistemas de generación. Se confirmó que la empresa no posee la autorización necesaria de la Empresa Distribuidora para sus equipos, lo que representa una clara inobservancia del marco regulatorio vigente.

Adicionalmente, se determinó que Cervecería Hondureña no ha completado los requisitos para ser habilitada como Agente Comprador en el Mercado Eléctrico Nacional (MEN), a pesar de que ya está registrada como Consumidor Calificado. Esta situación impide su plena participación en el mercado. Los hallazgos subrayan una falta de alineación entre las actividades operativas de la empresa y las exigencias normativas, lo que justifica la necesidad de una intervención por parte de las autoridades reguladoras.

En vista de estos hallazgos, se recomienda solicitar formalmente a la Empresa Distribuidora la documentación de las autorizaciones de equipos de generación. Asimismo, se sugiere requerir una opinión legal a la Dirección de Asesoría Jurídica para definir la figura que permita a Cervecería Hondureña regularizar su estatus en el MEN. La emisión de instrucciones precisas es crucial para asegurar que la empresa ajuste sus operaciones a la normativa vigente, garantizando así la integridad y el buen funcionamiento del mercado eléctrico.



SEGUIMIENTO A LA SUPERVISIÓN DEL PLAN ANUAL DE MANTENIMIENTOS 2025

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



SEPTIEMBRE 2025

SEGUIMIENTO DE LA SUPERVISIÓN DEL PLAN ANUAL DE MANTENIMIENTOS (PAM)

SEGUIMIENTO A LAS RECOMENDACIONES DE LOS INFORMES TRIMESTRALES

A continuación, se presenta el seguimiento de las recomendaciones generadas en los informes trimestrales en supervisión y fiscalización del PAM.

Sección	Recomendación	Seguimiento	Estado
Inspección central generadora Cañaveral	La Dirección de Fiscalización preparará un análisis de impacto del incremento de mantenimientos programados orientados a la limpieza de bocatomas y otras estructuras de obra civil.	Actualmente se encuentra en proceso de elaboración el análisis de impacto de la limpieza de estructuras civiles como causa o efecto de la irrupción de vivienda en zonas aledañas al embalse de la central. El seguimiento a esta recomendación se continuará en el siguiente trimestre.	En proceso
	Remitir a la SEN el análisis generado por la central sobre el impacto de la limpieza de estructuras civiles como causa o efecto de la irrupción de vivienda en zonas aledañas al embalse de la central	Actualmente se encuentra en proceso de elaboración el análisis de impacto de la limpieza de estructuras civiles como causa o efecto de la irrupción de vivienda en zonas aledañas al embalse de la central. El seguimiento a esta recomendación se continuará en el siguiente trimestre.	En proceso
Inspección a central generadora LUFUSSA III	Mesas de trabajo interinstitucionales (ENEE, SEN, SEFIN y ADUANAS) para minimizar los atrasos en la obtención de exoneración de impuestos para repuestos y combustibles.	Se han sostenido reuniones para analizar la reducción del tiempo para otorgar las exoneraciones fiscales a las centrales de generación. Se dará cierre a este seguimiento en el siguiente trimestre.	En proceso
Inspección a central generadora GeoPlatanares	Envío de información con respecto al cambio de la torre de transmisión 48, que se vio afectada debido a una falla geológica. Dirigido a la central generadora.	Se elaboró el borrador de oficio solicitando la información correspondiente al remplazo de la torre de transmisión N° 48. Se dará cierre a este seguimiento en el siguiente trimestre.	En proceso
	Solicitud de información de datos técnicos y operativos de las unidades de generación.	La Dirección de Fiscalización dará seguimiento mediante oficio de solicitud. Se dará cierre a este seguimiento en el siguiente trimestre.	En proceso
	Elaboración de análisis sobre los datos técnicos y operativos en cuanto a la sincronización de la central al SIN.	La Dirección de Fiscalización dará seguimiento en el próximo trimestre luego de verificar la normativa correspondiente al caso de sincronización expuesto por el agente productor durante las inspecciones del PAM 2024.	En proceso
Inspección Central de ELCOSA	Requerir información al CND sobre el análisis de proyección de energía y consumo de combustibles de las centrales generadoras que participan en el MEO correspondiente al segundo semestre de 2024.	Se elaborará un oficio en seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones en el siguiente trimestre.	No iniciado
Inspección Central Brassavola	Realizar un requerimiento de información sobre la actualidad de la central térmica.	Se elaborará un oficio en seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones en el siguiente trimestre.	No iniciado



Sección	Recomendación	Seguimiento	Estado
Inspección Central Cuyamapa	Coordinar con DAI una reunión con personal de la central Brassavola, personal de la ENEE y del CND para abordar supuestos incumplimientos de declaración de CVG.	Se elaborará un oficio en seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones en el siguiente trimestre.	No se iniciará ya que la central no cuenta con las facturas de los combustibles porque es asignado por la ENEE
	Requerir a la central térmica Brassavola la información del PAM de 2026 en tiempo y forma según lo dicta la Norma Técnica de Mantenimientos y el ROM	Se elaborará un oficio en seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones en el siguiente trimestre.	No se realizará este seguimiento
	Remitir el resumen de resultados del mantenimiento mayor realizado a las unidades de generación y al túnel de desagüe.	Se remitió el oficio CREE-268-2025 de fecha 10 de julio de 2025, mediante el cual se remitieron los resultados obtenidos en la inspección CREE-018-2025.	Finalizado
Inspección Central La Vegona	Remitir el resumen de resultados sobre la reprogramación de mantenimientos al CND	Se remitió el oficio CREE-268-2025 de fecha 10 de julio de 2025, mediante el cual se remitieron los resultados obtenidos en la inspección CREE-019-2025.	Finalizado
Arrendamiento Laeisz Danlí	Remisión de instrucciones a la empresa generadoras	Se elaborará un oficio en seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones en el siguiente trimestre.	No iniciado
	Remisión de instrucciones al CND	Se remitió el oficio CREE-269-2025 de fecha 10 de julio de 2025, mediante el cual se remitieron los resultados obtenidos en la inspección CREE-043-2025.	Finalizado
Hidroeléctrica Nacaome	Remisión de instrucciones al CND	Se remitió el oficio CREE-268-2025 de fecha 10 de julio de 2025, mediante el cual se remitieron los resultados obtenidos en la inspección CREE-044-2025.	Finalizado
	Remisión de instrucciones a la empresa generadora	Se elaborará un oficio en seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones en el siguiente trimestre	No iniciado
Hidroeléctrica Chamelecón	Remisión de instrucciones a la empresa generadora	Se elaboró el borrador de oficio mediante el cual se remitieron los resultados obtenidos en la inspección CREE-045-2025. Se remitirá el oficio en el siguiente trimestre.	En proceso
	Remisión de instrucciones al CND	Se elaborará un oficio en seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones en el siguiente trimestre.	No iniciado
Hidroeléctrica La Esperanza	Remisión de instrucciones a la empresa generadoras	Se elaboró el borrador de oficio mediante el cual se remitieron los resultados obtenidos en la inspección CREE-047-2025.	En proceso

Sección	Recomendación	Seguimiento	Estado
		Se remitirá el oficio en el siguiente trimestre.	
	Remisión de instrucciones al CND	Se elaborará un oficio en seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones en el siguiente trimestre.	No iniciado





CRÉE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

APOYO EN LA VERIFICACIÓN DE LIQUIDACIÓN DE CONTRATOS DE SUMINISTRO REGULADOS

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



SEPTIEMBRE 2025



APOYO EN LA VERIFICACIÓN DE LIQUIDACIÓN DE CONTRATOS DE SUMINISTRO REGULADOS

INTRODUCCIÓN

En el informe emitido por esta Dirección durante el primer trimestre de 2024, en el marco de la fiscalización del reinicio de precios de energía, se identificaron diferencias entre la facturación realizada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y la liquidación de ciertos contratos llevada a cabo por el Centro Nacional de Despacho (CND). Estas diferencias surgieron durante el proceso de revisión mensual de la liquidación de costos reales de generación, correspondiente tanto al Mercado de Contratos como al Mercado de Oportunidad, conforme a lo establecido en el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales.

Como seguimiento a dicho hallazgo y con el fin de contar con información validada para efectos regulatorios, se requirió al CND y a la ENEE la realización de un proceso de conciliación entre la facturación y la liquidación de los contratos involucrados, abarcando un periodo ampliado y considerando la totalidad de los contratos vigentes al momento del análisis.

MARCO LEGAL

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

1. La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), aprobada mediante el Decreto No. 404-2013 y publicada en el Diario Oficial “La Gaceta” el 20 de mayo de 2014, fue reformada por el artículo 19 del Decreto Legislativo No. 46-2022, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el 16 de mayo de 2022. Esta ley tiene como objetivo regular las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el territorio de la República de Honduras.
2. Según el artículo 3, literal D, romano I de la LGIE, es función de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) la aplicación y fiscalización del cumplimiento de las normas y reglamentos que rigen el subsector eléctrico. Para ello, la CREE podrá realizar las inspecciones necesarias con el fin de verificar la veracidad de la información proporcionada por las empresas del sector o los consumidores.
3. El artículo 9, literal E, romano XII de la LGIE establece que el Centro Nacional de Despacho (CND), en su calidad de operador del sistema, tiene la función de calcular, con la periodicidad que determine el



Reglamento, y proponer a la CREE, para su aprobación, los costos de generación que serán utilizados en el cálculo de las tarifas para los usuarios finales.

4. El artículo 18 de la LGIE dispone que, en ningún caso, se trasladarán al consumidor final, a través de tarifas, las ineficiencias operativas o administrativas de las empresas públicas, privadas o mixtas del subsector eléctrico, ya sean estas de generación, transmisión o distribución. 5.
5. El artículo 21, literal A de la LGIE establece que para aquellos contratos de compra de potencia y energía que la empresa distribuidora haya suscrito mediante licitación pública, los costos se determinarán con base en los precios del contrato, por otro lado, para los contratos que resulten de otros procedimientos de selección, la CREE determinará costos estándar en función de la tecnología y de la antigüedad de la central o centrales de que se trate.
6. El Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales, modificado el 27 de junio de 2020 mediante Acuerdo CREE-065 establece en el artículo 18, numeral 1 que *“Al completar la liquidación mensual, el ODS enviará a la CREE el documento de transacciones económicas realizadas en el mes anterior, incluyendo las transacciones de compra y venta de energía y potencia firme. Además, el ODS enviará a la ENEE un documento indicando el costo total real de compra de energía (contratos y oportunidad) y, costo de potencia firme (contratos y desvíos) y calculará la diferencia entre el costo real del mes y el costo total de generación que fue autorizado para trasladar a tarifas de la ENEE en ese mismo mes.”*
7. El Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales, modificado el 17 de septiembre de 2024, establece en su artículo 18 que la ENEE revisará la información recibida y comparará los datos de la liquidación mensual realizada por el ODS con su facturación mensual. En caso de encontrar discrepancias en la facturación o la necesidad de incluir "otros cargos" en la liquidación de algunas centrales, la ENEE, dentro de un plazo máximo de tres (03) días hábiles desde la recepción del documento de costos de generación, enviará al ODS, con copia a la CREE, las observaciones y/o correcciones correspondientes, acompañadas de los sustentos necesarios. Además, la ENEE deberá informar oportunamente los valores facturados por las empresas generadoras y aceptados por la ENEE. Si la ENEE no ha recibido la factura de la empresa generadora o esta se encuentra en proceso de conciliación, deberá informar al CND. Cabe señalar que las observaciones mencionadas se aplican exclusivamente a los costos correspondientes al Mercado de Contratos.

ANTECEDENTES

Costos Estándar

En el año 2017 se realizó la licitación pública internacional No. LPI 100-009/2017 para contratar los requerimientos de energía eléctrica y capacidad firme de 820 MW de la ENEE. Durante el año 2017, la CREE aprobó las recomendaciones de adjudicación y los contratos resultantes del proceso de licitación LPI 100-009/2017, incluyendo la recomendación de adjudicación a la sociedad mercantil denominada Comercial Laeisz Honduras, S. A. de C. V.

Posteriormente, el Decreto Legislativo No. 116-2020 del Congreso Nacional de la República de Honduras aprobó en todas y cada una de sus partes los contratos números 011/2018, 012/2018 y 013/2018 y sus modificaciones, en lo que respecta al plazo de los contratos, la modificación consistió en que debía ampliarse por un período de 144 meses.

La ENEE mediante oficio número CIENEE-570-2020, remitió para aprobación de esta Comisión las modificaciones de los contratos de potencia firme y energía asociada números 011/2018, 012/2018 y 013/2018 suscritos entre la ENEE y la sociedad mercantil denominada Comercial Laeisz Honduras, S. A. de C. V.

Luego, la CREE emitió la resolución CREE-180 en octubre de 2020, en la cual declaró sin lugar lo solicitado por la ENEE mediante oficio número CIENEE-570-2020, en virtud de que lo solicitado no correspondía de conformidad con las funciones, mecanismos, obligaciones y procedimientos que contiene la LGIE, y además advirtió a la ENEE lo siguiente: *“... de conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica, y en caso de concretarse estas modificaciones a los contratos que previamente aprobó la CREE como resultado de la licitación No. LPI 100-009-2017, el reconocimiento de sus costos se haría a través de lo establecido en el mecanismo de la ley que manda el Artículo 21, letra A, último párrafo, referente a los costos estándar.”*

En vista de lo anterior, la CREE mediante Acuerdos CREE-47-2021, CREE-47-2022 y CREE-62-2022 aprobó el costo estándar para los contratos 012-2018, 011-2018 y 013-2018 respectivamente. Por lo cual, para el periodo de análisis presentado en este informe (enero de 2021 hasta noviembre de 2024) la liquidación presentada por el CND para los contratos 012-2018, 011-2018 y 013-2018 se realizó utilizando el costo estándar establecido por la CREE.



Proceso de verificación de liquidación de contratos de suministro regulados

En el informe emitido por esta Dirección con fecha 23 de diciembre de 2023, se identificaron inconsistencias en la liquidación de contratos del mercado de contratos de energía, específicamente en relación con la referencia de la fecha de inicio de operación comercial de 27 empresas generadoras renovables. A raíz de estos hallazgos, el Directorio de Comisionados instruyó la apertura del expediente F02-LMC-2024 para dar seguimiento a la revisión de los contratos preexistentes suscritos entre la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y los generadores.

Durante el primer trimestre de 2024, se realizaron reuniones técnicas con la Subgerencia de Contratos de ENEE, así como requerimientos de información adicional, lo que permitió profundizar en el análisis. Como resultado, se detectaron diferencias significativas entre la facturación de ENEE y las liquidaciones efectuadas por el Centro Nacional de Despacho (CND), lo cual fue formalmente informado en el memorándum DF-007-2024.

Dado el impacto de estas discrepancias en los costos trasladados a la tarifa de los usuarios regulados, esta Dirección recomendó realizar adecuaciones al Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales, las cuales fueron incorporadas mediante modificación del 17 de septiembre de 2024. Entre los principales cambios se estableció la obligación de la ENEE de revisar las liquidaciones del CND y remitir observaciones dentro de un plazo de tres días hábiles.

En seguimiento a estas acciones, y tras continuar identificando diferencias considerables entre los registros de ENEE y el CND (por un valor acumulado de USD 150,266,775.12 desde enero de 2021 hasta noviembre de 2024), se solicitó al CND, mediante requerimientos formales, realizar una conciliación detallada de la información de liquidación y facturación, incluyendo respaldo documental e indicación de los ajustes efectuados.

HALLAZGOS

A continuación, se muestran las diferencias entre la liquidación del Centro Nacional de Despacho (CND) y la facturación de la ENEE desde enero 2021 hasta noviembre 2024, correspondiente a 86 centrales generadoras.



Gráfico 1 Diferencia entre la liquidación del CND y la facturación de la ENEE a las centrales generadoras desde enero de 2021 hasta noviembre de 2024

En el Gráfico 1 se observa que existe una discrepancia entre el monto liquidado por el CND y el monto facturado por la ENEE, totalizando una diferencia de USD 150,266,775.12.

Esta discrepancia puede ser atribuida a varios factores, como el hecho de que la ENEE facturó a las centrales durante su periodo de prueba, antes de iniciar su operación comercial, así como las diferencias de las centrales a las cuales su liquidación se realiza con costo estándar. Además, la factura de la ENEE incluye otros conceptos, que podrían deberse a ajustes por solicitudes de facturación hasta el cierre del año.

Como parte del presente informe de seguimiento, se señala que, a la fecha de corte de este análisis, no se ha recibido por parte del Centro Nacional de Despacho la información solicitada por parte de esta Comisión, a pesar del requerimiento formal realizado el 10 de enero de 2025.

Posteriormente, en fecha 12 de mayo de 2025, esta Dirección, en conjunto con la Dirección de Asesoría Jurídica, reiteró la solicitud al CND con el propósito de obtener una respuesta concreta respecto a la conciliación de datos previamente solicitada.

Lo anterior limita la posibilidad de avanzar en la validación de las diferencias detectadas en el informe anterior, impidiendo identificar con certeza las causas específicas que generan las discrepancias entre la



liquidación del mercado de contratos efectuada por el operador del sistema y la facturación que realiza la ENEE a los generadores.

En ese sentido, se reitera la necesidad de que el CND y la ENEE presenten a la brevedad la conciliación solicitada, conforme a los lineamientos establecidos en la Ley General de la Industria Eléctrica y el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales, con el objetivo de asegurar la transparencia y trazabilidad de los valores trasladados a la tarifa del usuario final, así como de garantizar el cumplimiento del marco regulatorio vigente.

Es importante mencionar que, a pesar de los esfuerzos realizados por esta Dirección para identificar y cuantificar las discrepancias entre la liquidación realizada por el CND y la facturación de la ENEE, aún persisten inconsistencias importantes en los registros, incluso para los meses posteriores a la reforma del Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales del 17 de septiembre de 2024, situación que debe normalizarse en la brevedad posible debido al impacto que tienen estos costos en las tarifas de los usuarios finales de la ENEE.

CONCLUSIONES

1. La magnitud de la diferencia acumulada desde 2021 hasta noviembre de 2024, que asciende a **USD 150,266,775.12**, evidencia el incumplimiento a las disposiciones establecidas en la normativa vigente a la fecha de los hallazgos mencionados anteriormente, así como una falta de coordinación adecuada entre las entidades involucradas.
2. Las diferencias mostradas en el **Gráfico 1** pueden ser atribuidas a varios factores, como la facturación por parte de la ENEE a las centrales durante su periodo de prueba, la liquidación realizada con por el CND utilizando costos estándar para los contratos 011-2018, 012-2018 y 013-2018, así como la inclusión de otros cargos o ajustes que no fueron contemplados en la liquidación del CND.
3. Hasta la fecha de emisión del presente informe, no se ha recibido por parte del CND la conciliación formal requerida, a pesar de los requerimientos emitidos. Esta situación limita el avance en la validación técnica de las liquidaciones, lo que puede tener un impacto directo en la correcta determinación de los costos a ser trasladados a los usuarios regulados.

RECOMENDACIONES

1. Reiterar el requerimiento al CND con el objetivo de que presenten la conciliación de las liquidaciones y facturaciones correspondientes, incluyendo:
 - Archivos detallados por central generadora.
 - Documentación de respaldo.
 - Justificación de cualquier diferencia o ajuste aplicado en las liquidaciones.
2. Proponer la implementación de medidas disuasorias que fomenten el cumplimiento oportuno y completo de los requerimientos de información, en caso de persistencia en la falta de respuesta o entrega parcial por parte de los entes regulados.

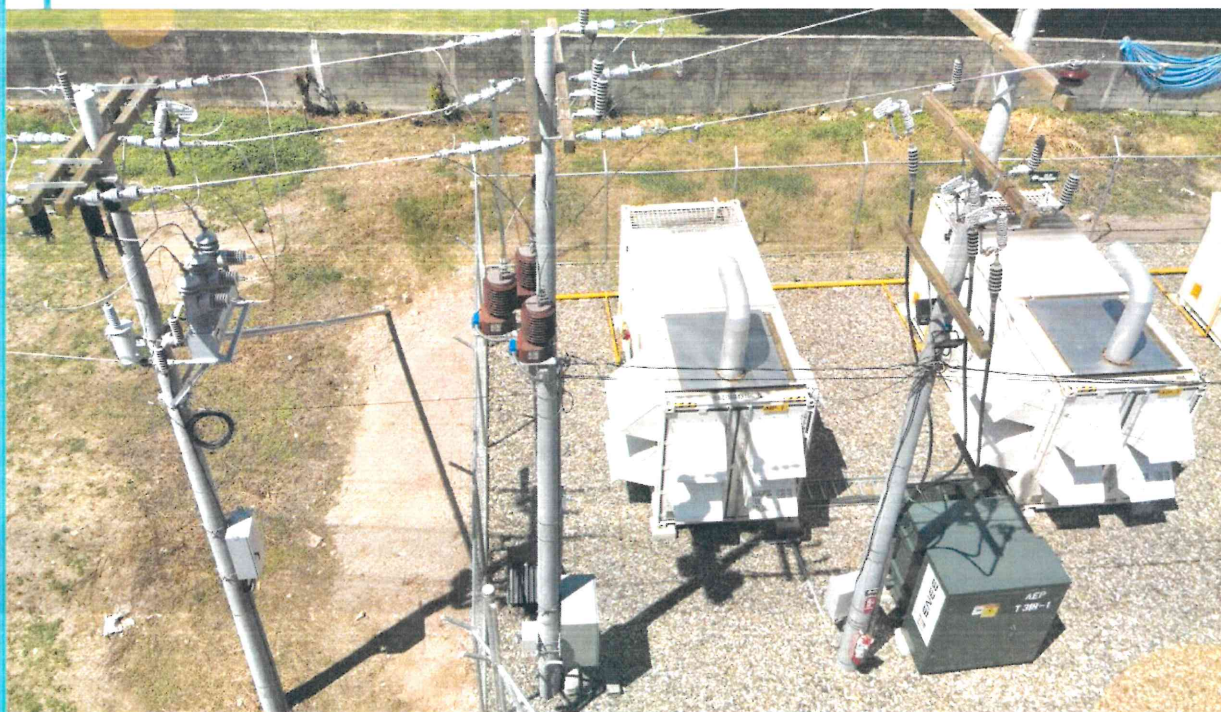
MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Requerimiento al CND para que presenten la conciliación de las discrepancias identificadas (incluyendo diferencias en la fecha de inicio de operación comercial, otros cargos, costos estándar, etc.), aclarando las funciones y obligaciones que le fueron atribuidas según la normativa vigente en el periodo correspondiente.	Reunión y requerimiento	Reunión y correo electrónico	Semana 41	No iniciado



FISCALIZACIÓN DE LA NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN COMERCIAL

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



SEPTIEMBRE 2025

FISCALIZACIÓN DE NORMATIVA DE MEDICIÓN COMERCIAL

AVANCES DE SEGUIMIENTOS

A continuación, se presenta el seguimiento de las recomendaciones generadas en los informes trimestre T2 2025.

No.	Recomendación	Seguimiento	Estado
1	Elaboración de documentos que permitan advertir a los agentes del MEN y la Empresa Transmisora sobre las obligaciones de estos respecto a la NT-MC.	Actualmente se están elaborando un análisis normativo con la finalidad de instruir a los actores del MEN. El seguimiento de esta actividad se brindará en el siguiente trimestre.	En proceso
2	Remisión de instrucción al CND hallazgos obtenidos de la revisión del informe IMMYS.	Mediante el Requerimiento F03-MC-2024, con fecha del 5 de agosto de 2025, se comunicaron las observaciones sobre los hallazgos encontrados. En respuesta, el Centro Nacional de Despacho (CND) emitió el Oficio GD-363-08-2025 el 14 de agosto de 2025. La Dirección de Fiscalización evaluará esta respuesta durante el próximo trimestre.	En proceso
3	Remisión de oficio a la empresa distribuidora y transmisora para dar seguimiento al proceso transitorio de oficialización e integración de los puntos de medición.	Se elaboró el borrador de oficio con el objetivo de informar las obligaciones de la Empresa Distribuidora y Transmisora. El seguimiento de esta actividad se brindará en el siguiente trimestre.	No iniciado
4	Seguimiento del Plan Anual de Verificaciones.	El seguimiento de esta actividad se brindará en el siguiente trimestre.	No iniciado

INTRODUCCIÓN

El Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) y la Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC) establecen los criterios técnicos y regulatorios de los equipos de medición comercial, así como las responsabilidades y obligaciones de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) y el Operador del Sistema. Esto tiene como finalidad asegurar una adecuada liquidación de las transacciones que realizan los Agentes del MEN y evitar la transferencia de ineficiencias operativas o administrativas de las empresas del subsector eléctrico al consumidor final.

En vista de lo anterior, la Dirección de Fiscalización ha identificado en los datos publicados por el Centro Nacional de Despacho (CND), que al mes de mayo de 2025 cuenta con un registro de 356 puntos de medición comercial, de los cuales se observó que el 24 % tienen una oficialización activa, el 74 % están no oficializados y el 2 % de los puntos cuentan con oficializaciones vencidas.

Considerando estos hallazgos, y basándose en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) y sus reglamentos, se realizó un proceso de inspección a un grupo de centrales generadoras. La selección de las



cuales se definió según criterios como: la capacidad instalada, el estado de oficialización vencida, la eventualidad de los procesos de integración y una selección aleatoria de centrales de arrendamiento.

El presente informe tiene como objetivo detallar los hallazgos de estas inspecciones y evaluar el cumplimiento de la normativa vigente sobre los procesos de verificación y oficialización de los equipos de medición comercial

MARCO LEGAL

A continuación, se describen las disposiciones legales y reglamentarias asociadas al presente informe:

1. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE o Ley), aprobada mediante el Decreto 404-2013 publicado en el diario oficial “La Gaceta” en fecha 20 de mayo de 2014 y sus reformas, tiene por objeto regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el territorio de la República de Honduras.
2. Que el artículo 18 de la LGIE establece que las tarifas reflejarán los costos de generación y transmisión. En ningún caso se trasladarán al consumidor final, vía tarifas, las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas públicas, privadas o mixtas del subsector eléctrico, sean éstas de generación, transmisión o distribución.
3. Que el artículo 9 Literal K del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM), manifiesta que los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN), tienen la obligación de disponer de los sistemas de medición y comunicación con el operador del sistema (ODS) necesario para liquidar las transacciones comerciales y realizar la operación del sistema.
4. Que el artículo 10 Literal W del ROM establece dentro de las funciones del Operador del Sistema implementar y mantener un sistema de medición comercial que le permita cumplir con sus obligaciones de realizar las liquidaciones de las transacciones económicas y elaborar los informes de funcionamiento del MEN y de la operación del sistema.
5. Que el artículo 95 del ROM define que los Agentes del MEN tienen la obligación de instalar el sistema de medición en su punto de conexión según los requisitos establecidos en la Norma Técnica de Medición Comercial. Estos requisitos deberán cumplir lo establecido en el RMER, incluyendo los requisitos técnicos de los equipos y el registro de estos, garantizar el acceso del ODS a los equipos y

datos de medición, disponer de procedimientos para la transferencia de datos directamente o por medios alternos, reportar daños y problemas, realizar las pruebas y suministrar la información requerida por el ODS.

6. Que el artículo 72 del Reglamento de Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE), modificado mediante Acuerdo CREE-01-2023, establece que las empresas que realizan la actividad regulada de generación que tengan un contrato de suministro de energía y/o potencia, suscrito con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley, deberán cumplir con los requisitos y procedimientos para habilitación legal que contempla la LGIE y su reglamentación. Esta obligación también aplica a las empresas cuyo contrato preexistente haya vencido durante el período de vigencia de la LGIE. Las empresas mencionadas en el párrafo anterior disponen de un plazo de seis meses contados a partir de la entrada en vigencia de las presentes disposiciones reglamentarias para culminar los procedimientos legales y reglamentarios para habilitarse en el desempeño de la actividad regulada de generación. El presente periodo transitorio no exime a las empresas reguladas de su obligación legal de cumplir con todos los requisitos derivados de otras normas legales y reglamentarias vigentes que les sean aplicables.
7. Que la Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC), define:
 - a. Sistema de medición comercial: conjunto de equipos, programas y sistema de comunicación, que permite medir las transferencias de energía y otros parámetros eléctricos, de manera eficiente, precisa y transparente, con la finalidad de valorar las transacciones de electricidad y demás cargos operativos que liquida el ODS, incluyendo realizar las liquidaciones con base en mediciones confiables y de calidad.
 - b. Verificación: es el procedimiento por el cual se determina si los componentes del SIMEC que son responsabilidad de los Agentes del MEN cumplen con las especificaciones establecidas en esta Norma Técnica.
 - c. Oficialización: es el proceso realizado por el ODS para la habilitación e inclusión de equipos de medición en el SIMEC y en el registro de medidores del MEN, debiendo previamente el Agente del Mercado Eléctrico Nacional o la Empresa Transmisora realizar la verificación exitosa de dichos equipos de medición.
 - d. Punto de Medición: Es el punto eléctrico en donde se mide la transferencia de energía, el cual deberá coincidir con el punto de conexión.



- e. Punto de Conexión: Es el punto de conexión eléctrica que permite la transferencia de energía, y que puede ser: (i) en el cual los activos de un usuario o de un generador se conectan a la red de transmisión o a la red de distribución.
8. Que la NT-MC, Sección 5, Define que el Sistema de Medición Comercial (SIMEC) estará conformado por:
- a. Los equipos de medición instalados en los Puntos de Medición, con un sistema primario de medición y en paralelo un sistema de respaldo con las mismas características que el sistema primario de medición.
 - b. Los dispositivos y medios de comunicación que permiten la Telemedición por parte del ODS y de cada Responsable de los equipos de medición, de los datos almacenados en los medidores registradores.
 - c. La Terminal Portátil de Lectura - TPL.
 - f. El Concentrador de Mediciones.

Asimismo, manifiesta que ninguno de los equipos mencionados en los literales a, b y c precedentes se considerarán parte del SIMEC si no cuentan con las certificaciones de verificación exigidas en esta Norma Técnica.

9. Que la NT-MC, Sección 7.1, establece las obligaciones del operador del sistema, de las cuales se enlistan continuación las siguientes:
- a. Asignar a cada Punto de Medición un código de identificación único, permanente e inequívoco, conforme a normas previamente establecidas y comunicadas por parte del ODS a los Agentes del MEN y Empresas Transmisoras;
 - b. Atender las solicitudes de Oficialización de equipos de medición, y autorizar los equipos de medición con base en los resultados de los procesos de Verificación;
 - c. Organizar, administrar y mantener el registro de medidores del MEN, con la información de cada Agente del MEN, Empresas Transmisoras, de los Puntos de Medición y factores de ajuste cuando corresponda, de acuerdo con lo que establece esta Norma Técnica, para realizar las liquidaciones del ODS;
 - d. Contar con un sistema recolector y de almacenamiento de las mediciones comerciales del MEN (el Concentrador de Mediciones) obtenidas de los sistemas de medición de los Agentes del MEN y Empresas Transmisoras, con mecanismos de seguridad para proteger que los valores no sean

modificados; facilitar a todos los Agentes del MEN y Empresas Transmisoras los mecanismos de acceso a la información de los Puntos de Medición recibidos en el CDM en forma estructurada e individualizada, asignando a cada uno las claves de acceso por nivel de usuario, a la programación y lectura de los equipos de medición, respetando los criterios de confidencialidad y seguridad de la información;

- e. Supervisar el correcto funcionamiento del SIMEC y asegurar la integridad de los datos de las mediciones comerciales;
- f. Elaborar y ejecutar un plan anual de Verificaciones y pruebas de los equipos de medición y medios de comunicación del SIMEC. Este plan será publicado anualmente bajo los medios correspondientes.

10. Que la NT-MC Sección 7.2, establece las obligaciones de los Agentes del MEN y Empresa Transmisora, de las cuales se enlistan continuación las siguientes:

- a. Instalar y garantizar que el sistema de medición en cada uno de sus puntos de conexión cumpla con las características y requisitos que establece esta Norma Técnica;
- b. Obtener el certificado de Verificación de los equipos de mediciones y solicitar al ODS su Oficialización;
- c. Contar con medios de comunicación desde los Puntos de Medición, con las características y requisitos que establece esta Norma Técnica;
- d. Garantizar que sus equipos de medición estén protegidos, y cuentan con sellos que permitan detectar accesos no autorizados y garantizar la seguridad de las mediciones;
- e. Garantizar el mantenimiento, reparación, reemplazo, inspección y ensayos o pruebas de sus equipos de medición;
- f. Hacer entrega, al ODS, de los accesos totales de los sistemas de medición;
- g. Informar inmediatamente al ODS ante fallas, daños u otros problemas en los equipos de medición o comunicaciones que lleven al incumplimiento transitorio de uno o más de los requisitos o procedimientos que establece esta Norma Técnica;
- h. Contratar los servicios del verificador que realizará las pruebas, y suministrar la información que requiera el ODS de acuerdo con lo que establece esta Norma Técnica;
- i. Mantener los registros de todas las Verificaciones, pruebas y auditorías de los equipos de medición, así como de todas las modificaciones realizadas;



- j. Enviar al ODS la solicitud de cambios del SIMEC en sus equipos de medición y puntos de conexión con suficiente anticipación y documentación previo a realizar la modificación, de acuerdo con el formato y medio que defina el ODS, para aprobación de y coordinación con el ODS;

Las Empresas Transmisoras instalarán el equipamiento de medición comercial en cada nodo del Sistema Principal de Transmisión que el EOR defina como nodo del RTR y que no sea Punto de Medición de un Agente del MEN.

11. Que la NT-MC, subsección 10.3, define que la frecuencia de Verificación para los equipos de medición de los cuales es responsable el Agente del MEN o Empresa Transmisora, será de dos (2) años. La Oficialización emitida tendrá un tiempo de validez de dos (2) años a partir de su fecha de emisión.
12. Que la NT-MC, Sección 10.5 Resultado de la Verificación y requerimiento de Intervención define que, si una Verificación resulta con observaciones del Verificador de equipos de medición, el responsable de los equipos de medición informará al ODS las observaciones. El ODS establecerá el alcance de la intervención requerida con base en las observaciones, definiendo un plazo para su ejecución dentro de los siguientes 20 días calendario. Si dentro de dicho plazo, el Responsable de los equipos de medición cumple con los requisitos de la NT-MC, el ODS ratificará la oficialización. De lo contrario, no se oficializará el equipo y el Agente del MEN no podrá realizar transacciones
13. Que la NT-MC, Anexo 3 Especificaciones para los equipos de medición define los requisitos técnicos mínimos que deberán cumplir los equipos de medición comercial.
14. Que la NT-MC, Anexo 3, subsección 3.1.2 Transformador de corriente (TC), para fines del proceso de inspección establece los siguientes requerimientos:
 - d. El voltaje de trabajo debe corresponder al voltaje del Punto de Medición.
 - f- La placa de características debe ser visible y de fácil lectura permanente.
 - g- Los bornes deben ser fácilmente visibles e identificables.
 - i. Caja de bornes asegurables con sello aprobados por el ODS.
15. Que la NT-MC, Anexo 3 Especificaciones para los Equipos de Medición, subsección 3.1.3 Transformador de potencial (TP), para fines del proceso de inspección establece los siguientes requerimientos:
 - d. El voltaje de trabajo debe corresponder al voltaje del Punto de Medición.
 - f. La placa de características debe ser visible y de fácil lectura permanente.
 - g. Los bornes deben ser fácilmente visibles e identificables.

h. Los TP deben disponer de caja de tomas de los arrollamientos secundarios con los seguros correspondientes y de terminales de puesta a tierra.

16. Que la NT-MC, Anexo 3 Especificaciones para los Equipos de Medición, subsección 3.2 Medidor registrador, para fines del proceso de inspección establece los siguientes requerimientos:

k. Las borneras de prueba de corrientes deben ser cortocircuitables y estar instaladas antes de los medidores registradores, con los seguros correspondientes.

l. La caja del medidor se encuentre físicamente asegurada, cerrada y sellada por medio de dispositivos aprobados por el ODS.

o. El soporte de almacenamiento de los datos debe garantizar la presencia y la inalterabilidad de estos ante fallas de alimentación del equipo o externas, para lo cual deberá contar con baterías de siete (7) días de duración como mínimo, u otro sistema no volátil de alimentación independiente.

ANTECEDENTES

La Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC) especifica que, para oficializar un punto de medición, el Operador del Sistema deberá solicitar a los responsables de los equipos de medición los resultados de la verificación de los equipos que componen el sistema de medición comercial. Para asegurar el correcto funcionamiento de los equipos de medición comercial, su verificación y oficialización se deberá realizar cada dos años de acuerdo con la programación que establezca el Operador del Sistema.

La Dirección de Fiscalización, en apoyo al proceso de revisión del ajuste tarifario de los costos base de generación correspondiente al tercer trimestre de 2024, verificó el cumplimiento de la normativa vigente sobre los procesos de incorporación al sistema de medición comercial de las centrales en modalidad de arrendamiento de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) Arrendamiento Laeisz San Isidro, Arrendamiento Laeisz Danlí y Brassavola. Como resultado del proceso de revisión se identificó que el Centro Nacional de Despacho (CND) extendió la oficialización de los puntos de medición provisionales de la central Brassavola con una duración de dos años. Asimismo, extendió una *oficialización temporal* con una duración de 180 días a las centrales de Arrendamiento Laeisz Danlí y Laeisz San Isidro, período durante el cual debían realizar las correcciones plasmadas en las actas de verificación.

En seguimiento a lo anterior, se emitió el Requerimiento de fecha 19 de agosto de 2024, dirigido al CND, para la verificar los procesos de *oficialización temporal*. En respuesta, el CND, mediante oficio GD-496-10-



2024 de fecha 21 de octubre, manifestó que a la fecha la central Arrendamiento Laesiz San Isidro no había subsanado las observaciones dispuestas en el acta de verificación. Asimismo, la central Arrendamiento Laesiz Danlí subsanó las observaciones en fecha 28 de julio de 2024 de acuerdo con el documento OFI-ALD-06072024-01. Durante la inspección realizada a la central Arrendamiento Laesiz San Isidro en marzo de 2025 se verificó in situ, que no se habían ejecutado las acciones de corrección en el punto de medición designado, por lo que este punto cuenta con una oficialización vencida.

Asimismo, con la finalidad de validar el registro y estado de los equipos de medición comercial, se observó que el Operador del Sistema, en su Informe Mensual de Medición y SIMEC (IMMYS) Mayo, cuenta con un registro de 356 puntos de medición comercial. No obstante, en la respuesta al requerimiento en el Oficio CREE-160-2025 de fecha 29 de abril de 2025, el Operador del Sistema presentó un total de 351 puntos de medición comercial de los Agentes del MEN y Empresas Transmisoras, de la cuales se observó que el 24 % cuenta con una oficialización activa, el 73 % están no oficializados y el 2 % de los puntos cuentan con oficializaciones vencidas. El análisis se planteó con base a la información de 98 Empresas generadoras, una Empresa Distribuidora, dos Empresas Transmisoras y un consumidor calificado. (ver **Gráfico 2**).

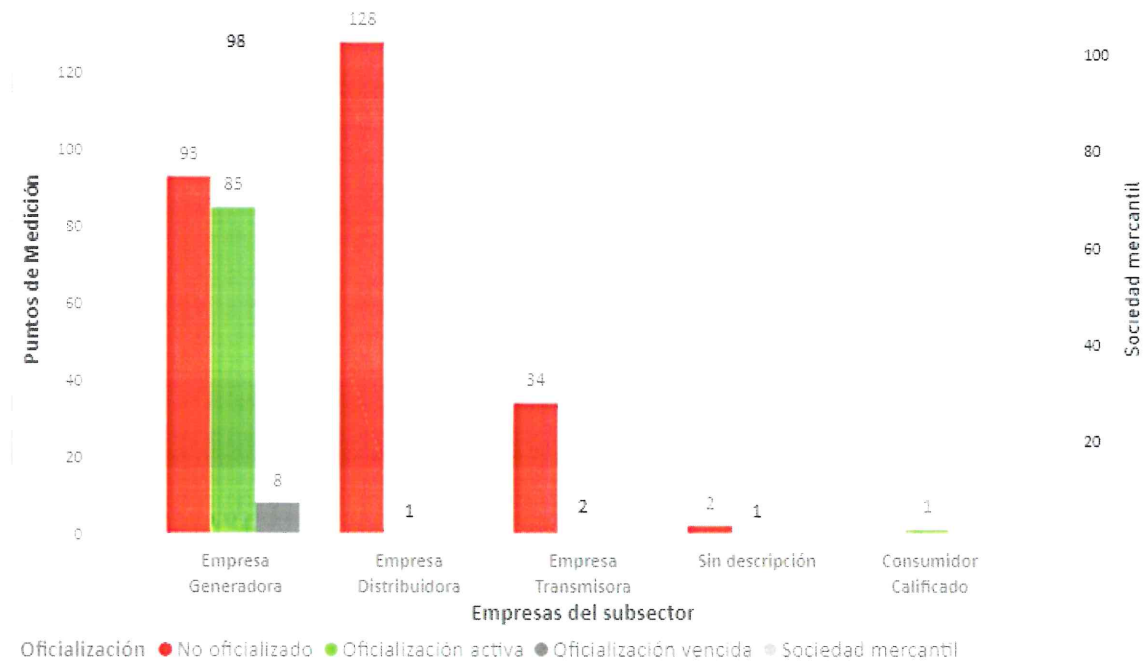


Gráfico 2 Distribución de los puntos de medición de los agentes del MEN y Empresas Transmisoras (fuente Requerimiento en respuesta a oficio CREE-160-2025)

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-049-2025

CENTRAL GENERADORA

ARRENDAMIENTO EL PROGRESO

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



SEPTIEMBRE 2025

En vista de lo anterior, se propuso un proceso de inspección para fiscalizar el cumplimiento de la NT-MC, en particular lo referente a los procesos de oficialización de los Agentes del MEN. A continuación, se describe en la Tabla 1 las centrales generadoras seleccionadas con base en los siguientes criterios: estado de oficialización vencida, estado de integración al Concentrador de Medidas (CDM) del CND, y en el caso de los arrendamientos de la ENEE se seleccionaron de acuerdo con la capacidad instalada.

No.	Código del PM	Central generadora	Tecnología	Estado de integración al CDM	Estado de oficialización	Capacidad instalada (MW)
1	T564_3185_105M1/M2	CHUMBAGUA	Biomasa	No integrado	Oficialización vencida	20
2	T555_3060_101M1/M2	CHURUNE	Hidroeléctrica de pasada	Integrado	Oficialización vencida	6.6
3	T602_3095_101M1/M2	ARRENDAMIENTO EL PROGRESO	Térmico	Integrado	Oficialización activa	30
4	T538_3123_104M1/M2	ARRENDAMIENTO VILLANUEVA	Térmico	Integrado	Oficialización activa	90

Tabla 1 Centrales generadoras seleccionada para el proceso de inspección

PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN

De acuerdo con el artículo 9 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, a continuación, se describe el procedimiento de inspección realizado en cada visita:

1. Elaboración de la orden inspección.
2. Notificación a los agentes del MEN.
3. Lectura de la orden de inspección a personal representante de la central.
4. Entrevista con el personal encargado.
5. Solicitud de información soporte de la entrevista.
6. Inspección de los equipos de generación y sistema de medición.
7. Elaboración y lectura del acta de inspección al personal representante de las centrales generadoras.

Para el procesamiento de los datos, se realizaron las siguientes actividades:

1. Procesamiento de la información.
2. Análisis de la información.
3. Elaboración del informe de inspección.
4. Presentación de conclusiones y recomendación de acciones que debe realizar la Comisión.

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-049-2025 CENTRAL ARRENDAMIENTO LAEISZ EL PROGRESO

OBJETIVOS

Presentar los resultados de la inspección realizada a la central generadora térmica Arrendamiento Laeisz El Progreso en fecha 22 de agosto de 2025, conforme a lo establecido en la Orden de Inspección CREE-049-2025, realizada con la finalidad de fiscalizar el proceso de verificación y oficialización de los equipos de medición comercial asociados a la central generadora conforme con lo establecido en el marco regulatorio vigente.

Objetivos específicos

1. Fiscalizar el procedimiento de verificación de los equipos de medición comercial conforme con lo establecido en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) y la Norma Técnica de Medición Comercial.
2. Validar el estado de la oficialización de los equipos de medición comercial brindado por el Centro Nacional de Despacho (CND), en su calidad de operador del sistema, de acuerdo con las obligaciones y responsabilidades otorgadas por el marco regulatorio vigente.
3. Validar la ubicación de los puntos de medición y conexión de la central generadora.

PRINCIPALES HALLAZGOS

Como producto del proceso de inspección se identificaron los hallazgos siguientes según el aspecto del analizado:

Aspectos generales

El 22 de agosto de 2025 se realizó la inspección CREE-049-2025 en la central térmica Arrendamiento Laeisz El Progreso ubicada en el municipio de El Progreso. La central generadora opera con 17 unidades de generación marca Cummins a base de combustible diésel, cada una con una capacidad de 1,150 kW. En total, la central cuenta con una capacidad instalada de 19.55 MW. Esta se conecta al Sistema Interconectado Nacional (SIN) mediante la línea L318 en 34.5 kV a la subestación El Progreso.

Esta central generadora inició operación comercial el 11 de marzo de 2025 y participa en el mercado de oportunidad bajo la modalidad de arrendamiento con la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) a través de la Unidad Técnica de Control de Distribución y Flujo Financiero (UTCD). Cuenta con un único



punto de medición, identificado con el código T602_3095_101M1/M2 que corresponde a los medidores registradores (principal y de respaldo).

Acerca de la medición comercial

El punto de medición T602_3095_101M1/M2 tiene una Oficialización Activa, que se otorgó mediante el documento OFI-CND-06032025-01 de fecha 06 de marzo de 2025. El proceso de oficialización se basó en los resultados de la inspección de verificación, realizada con el acompañamiento del personal del CND. Los resultados de dicha inspección de verificación se encuentran en el acta AV-CND-PL-2025-2026-21022025-01.

El acta de verificación contiene un registro de 20 ítems que reflejan información observada en campo. Los datos incluyen detalles como placas de transformador de corriente y potencial, medidores de registradores (principal y respaldo) y sellos de seguridad (ver **Imagen 1**).

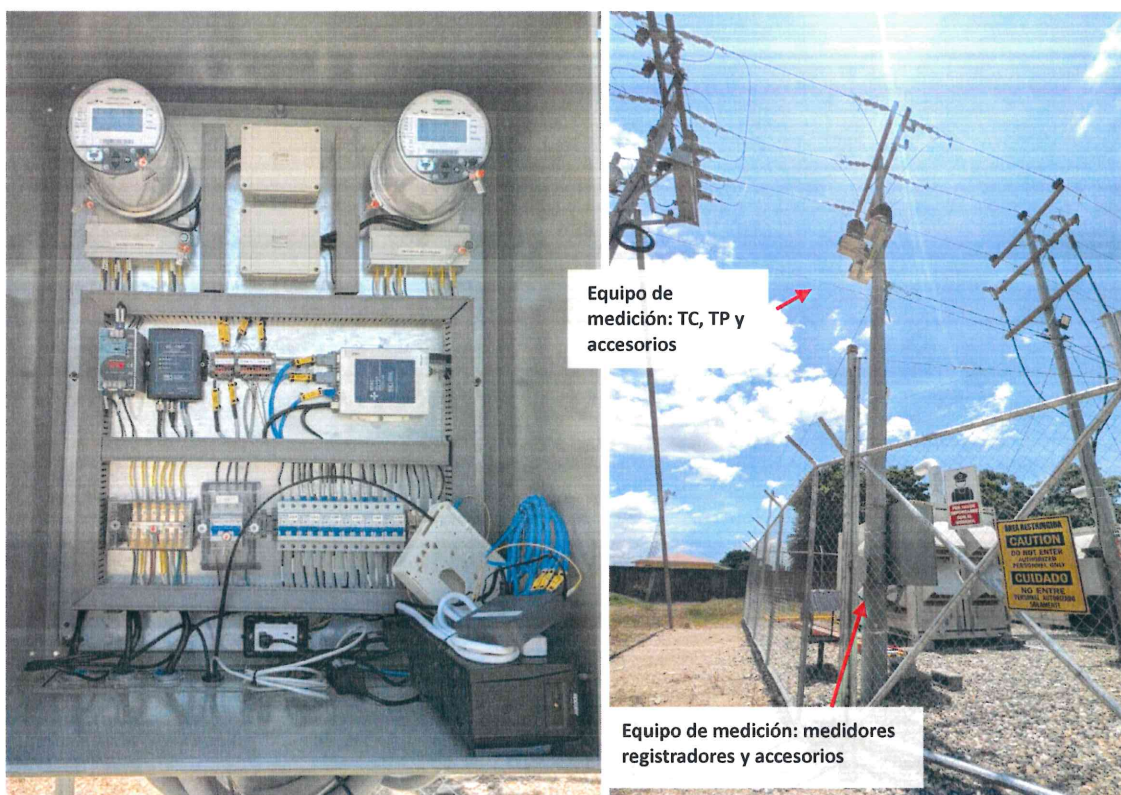


Imagen 1 Equipos de medición comercial Arrendamiento Laeisz El Progreso

El equipo de medición cuenta con una fuente alimentación temporal compuesto por una batería de respaldo (UPS) con duración promedio de 15 min y un generador marca HANWO modelo HW950DX-4 de 800 W/110V.

La inspección CREE-049-2025 permitió identificar y evaluar los componentes del sistema de medición comercial, específicamente en lo referente a su estado y coincidencia con los registros plasmados en el acta AV-CND-PL-2025-2026-21022025-01. El resumen del análisis de aspectos normativos específicos respecto a los componentes del sistema de medición comercial de la central generadora se encuentra en la **Tabla 2**.

No.	Equipo	¿Conforme a norma?
1	Transformador de corriente	Si
2	Transformador de potencial	Observaciones
3	Medidor registrador principal	Observaciones
4	Medidor registrador secundario	Observaciones
5	Fecha de notificación de verificación	Si
6	Fecha de verificación	Si

Tabla 2 Resultados de verificación de acuerdo con la NT-MC

En el **Anexo 1** se encuentra el detalle correspondiente a los aspectos evaluados de la NT-MC en relación con los equipos encontrados en la central generadora y el acta de inspección AV-CND-PL-2025-2026-21022025-01.

Puntos de conexión y medición

La central generadora cuenta con un punto de conexión al SIN a través de la red de distribución, a una tensión de 34.5 kV, mediante la línea L318 de la subestación El Progreso. El punto de medición se encuentra ubicado a la salida del plantel, aproximadamente a 100 metros del punto de conexión. En la **Imagen 2** se observa el detalle de la ubicación geográfica de los puntos descritos.



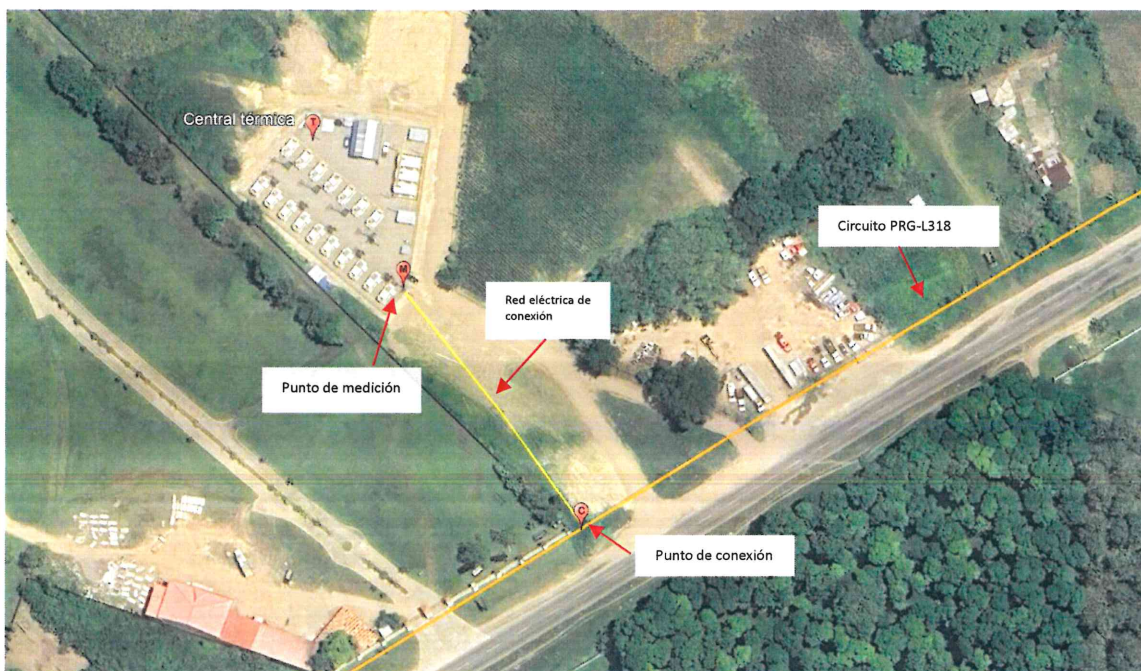


Imagen 2 Ubicación de los puntos de medición y conexión Arrendamiento Laeisz El Progreso (elaboración CREE)

Proceso de integración Concentrador de Medidas (CDM)

El 06 de marzo de 2025 la central generadora concluyó el proceso de integración de los equipos de medición comercial de la central generadora al Concentrador de Medidas del CND. Este proceso se confirmó mediante el Certificado de Incorporación Medidores Sistema PME/CND No. MC-06032025-02. Este documento certifica la integración exitosa de los medidores principal y de respaldo al sistema de medición comercial PME-CND.

CONCLUSIONES

A partir de los hallazgos obtenidos se concluye lo siguiente:

1. Con base en los resultados obtenidos respecto a la aplicación de la Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC) se validó que el punto de medición T602_3095_101M1/M2 cumple con lo dispuesto en el Anexo 3 Especificaciones para los Equipos de Medición, subsección 3.1.2 Transformador de corriente (TC) literal d, f, g y h; subsección 3.1.3 Transformador de potencial (TP) literal d, f, h y g y 3.2 Medidor registrador literal k y l.

Respecto a la sección 3.2 Medidor registrador literal o, el punto de medición cuenta elementos de alimentación externa. No obstante, es necesario analizar si sus características técnicas cumplen con las exigencias normativas, para determinar si se ajusta a lo establecido.

2. El estado de oficialización del punto de medición T602_3095_101M1/M2 se encuentra vigente, de acuerdo el documento CND-06032025-01 de fecha 06 de marzo de 2025, el cual tendrá una vigencia de dos años, conforme con el proceso establecido en la sección 10.3 Plan de verificaciones.
3. El punto de medición y conexión tienen una distancia de aproximadamente 100 metros entre ellos. Esta discrepancia no se alinea con la definición de los puntos en mención en la sección 3.2 Definiciones.

RECOMENDACIONES

De acuerdo con los hallazgos del presente informe se recomienda lo siguiente:

1. Remitir a la Dirección de Regulación el presente informe con el objetivo de obtener claridad respecto a la aplicación de la NT-MC sobre la coincidencia del punto de conexión y medición de las centrales generadoras.
2. Remitir a la Dirección de Regulación el presente informe con el objetivo de obtener claridad respecto a la aplicación del aspecto normativo sobre la capacidad y duración para la alimentación externa de los equipos de medición comercial.
3. Instruir al CND el cumplimiento de la NT-MC respecto a las exigencias que deben cumplir los equipos de medición comercial, con base a las recomendaciones que emita la Dirección de Regulación.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Remisión de solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre la coincidencia del punto de conexión y medición de las centrales generadoras.	Memorándum	Correo electrónico	Semana 45	No iniciado



No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
2	Remisión de solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre aplicación del aspecto normativo sobre la capacidad y duración para la alimentación externa de los equipos de medición comercial.	Memorándum	Correo electrónico	Semana 45	No iniciado
3	Remisión de instrucción al CND, sobre la aplicación de la NT-MC, conforme a las recomendaciones técnicas de la CREE.	Oficio	Correo electrónico	Semana 48	No iniciado

ANEXOS

Anexo 1. Resumen de especificaciones de acuerdo con la NT-MC

COMPONENTES DEL SIMEC DE ACUERDO CON EL ACTA DE VERIFICACIÓN				
No.	Equipo	NT-MC	¿Conforme a norma?	Descripción
1	Transformador de corriente	Anexo 3.1.2 Transformador de corriente (TC). Literales d), f), g) e i).	Si	-El voltaje de operación de los TC es de 36.5 kV. -La placa de datos se encuentra en un lugar accesible y aun son visibles los datos. -Los bornes del equipo son visibles. -La caja de bornes cuentan con sellos que coinciden con lo descrito en el acta de AV-CND-PL-2025-2026-21022025-01.
2	Transformador de potencial	Literales d), f), g) e i).	Observaciones	-El voltaje de operación de los TP es de 36.5 kV. -La placa de datos se encuentra en un lugar accesible y aun son visibles los datos. -Los bornes del equipo son visibles. -La caja de bornes cuentan con sellos que coinciden con lo descrito en el acta de AV-CND-PL-2025-2026-21022025-01.
3	Medidor registrador principal	Anexo 3.1.3 Transformador de potencial (TP).	Observaciones	-Cuenta con borneras de TC ubicadas antes del equipo. -El medidor cuenta con sellos de seguridad y con la correcta etiqueta de estos brindada por el CND. -La alimentación externa independiente (UPS de 15 y generador diésel de respaldo).
4	Medidor registrador secundario	Literales d), f), g) y h)	Observaciones	-Cuenta con borneras de TC ubicadas antes del equipo. -El medidor cuenta con sellos de seguridad y con la correcta etiqueta de estos brindada por el CND. -La alimentación externa independiente (UPS de 15 y generador diésel de respaldo).
5	Fecha de notificación de verificación:	Sección 10.4	Si	-Solicitud realizada en fecha 30 de enero de 2025. Solicitando la verificación conjunta con el CND para el 19 de febrero de 2025.
6	Fecha de verificación:	Sección 10.4	Si	Verificación realizada el 22 de febrero de 2025.





CREE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-055-2025 CENTRAL GENERADORA CHUMBAGUA

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



SEPTIEMBRE 2025

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-055-2025 CENTRAL GENERADORA CHUMBAGUA

OBJETIVOS

Presentar los resultados de la inspección realizada a la central generadora de tecnología biomasa Chumbagua en fecha 03 de septiembre de 2025 conforme a lo establecido en la Orden de Inspección CREE-055-2025, realizada con la finalidad de fiscalizar el proceso de verificación y oficialización de los equipos de medición comercial asociados a la central generadora conforme con lo establecido en el marco regulatorio vigente.

Objetivos específicos

1. Fiscalizar el procedimiento de verificación de los equipos de medición comercial conforme con lo establecido en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) y la Norma Técnica de Medición Comercial.
2. Validar el estado de la oficialización de los equipos de medición comercial brindado por el Centro Nacional de Despacho (CND), en su calidad de operador del sistema de acuerdo con las obligaciones y responsabilidades otorgadas por el marco regulatorio vigente.
3. Validar la ubicación de los puntos de medición y conexión de la central generadora.

PRINCIPALES HALLAZGOS

Como producto del proceso de inspección se identificaron los hallazgos siguientes según el aspecto del analizado:

Aspectos generales

El 03 de septiembre se realizó la inspección CREE-055-2025 en la central generadora Chumbagua ubicada en el municipio de San Marcos, Santa Barbara. La central generadora opera con una unidad principal de 20 MW y una segunda unidad de respaldo de 20 MW. Su conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) se realiza mediante la línea L364 en 34.5 kV a la subestación Naco.

Esta central generadora inició operación comercial en enero de 2014 y participa en el mercado de contratos con la Empresa Distribuidora a través del contrato No. 003-2014, y el cual cuenta con una adenda que vigente desde enero 2025.



Además, cuenta con un único punto de medición, identificado con el código T564_3185_105M1/M2 correspondiente a los medidores registradores (principal y respaldo), ubicado a la salida de la subestación Chumbagua y su conexión a la línea NCO-L364.

Acerca de la medición comercial

El punto de medición T564_3185_105M1/M2 tiene una Oficialización Vencida, que se otorgó mediante el documento CND -DMC-OPM-17022023-01 de fecha 17 de febrero de 2023. El proceso de oficialización se basó en los resultados de la inspección de verificación, realizada con el acompañamiento del personal del CND. Los resultados de dicha inspección de verificación se encuentran en el acta AV-CND-PL-2023-2024-14022023-01.

El personal de la central generadora solicitó al CND, mediante una comunicación del 18 de agosto de 2025, la reprogramación de la verificación para la semana 39 del año en curso. Esta solicitud se hizo con el fin de aprovechar la temporada fuera de zafra, mientras la planta se encuentra indisponible. En el Plan Anual de Verificación 2025-2026 la visita de verificación estaba programada para la semana 7.

El acta de verificación contiene un registro de 24 ítems que reflejan información observada en campo. Los datos incluyen detalles como placas de transformador de corriente y potencial, medidores registradores (principal y respaldo) y sellos de seguridad (ver **Imagen 3**).

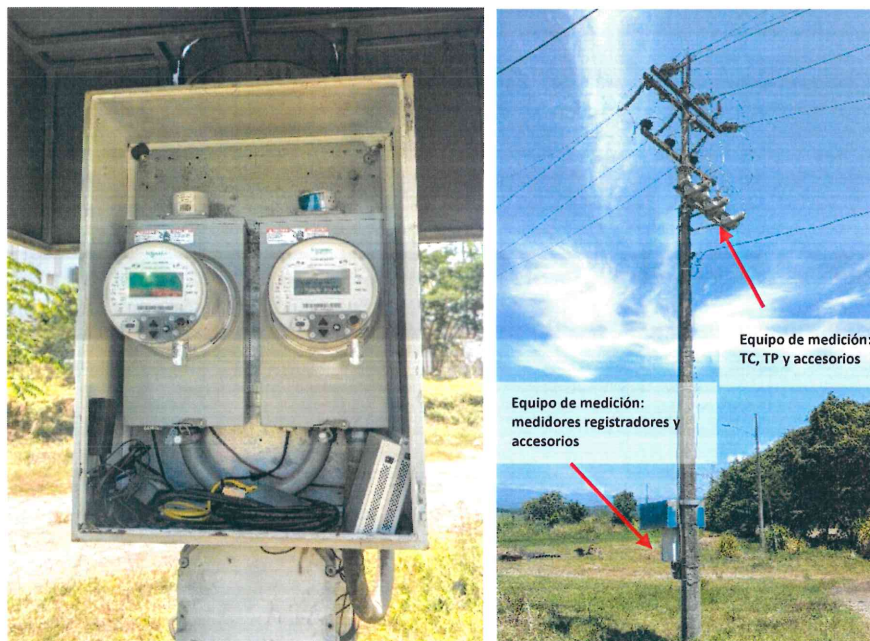


Imagen 3 Equipos de medición comercial Chumbagua

Los equipos de medición actualmente cuentan con una alimentación principal desde la subestación Chumbagua. En la inspección no se logró validar la fuente alimentación de respaldo externa de los equipos de medición.

La inspección CREE-055-2025 permitió identificar y evaluar los componentes del sistema de medición comercial, específicamente en lo referente a su estado y coincidencia con los registros plasmados en el acta AV-CND-PL-2023-2024-14022023-01. El resumen del análisis de aspectos normativos específicos respecto a los componentes del sistema de medición comercial de la central generadora se encuentra en la **Tabla 3**.

No.	Equipo	¿Conforme a norma?
1	Transformador de corriente	Si
2	Transformador de potencial	Observaciones
3	Medidor registrador principal	No
4	Medidor registrador secundario	No
5	Fecha de notificación de verificación	Observaciones
6	Fecha de verificación	Observaciones

Tabla 3 Resultados de verificación de acuerdo con la NT-MC

En el **Anexo 1** se encuentra el detalle correspondiente a los aspectos evaluados de la NT-MC en relación con los equipos encontrados en la central generadora y el acta de inspección AV-CND-PL-2023-2024-14022023-01.

Puntos de conexión y medición

La central generadora se conecta al SIN mediante la red de distribución a una tensión de 34.5 kV en la línea L364 de la subestación Naco. Esta conexión se realiza específicamente en la línea L364 de la subestación Naco. El punto de medición se encuentra ubicado a la salida de la subestación Chumbagua. Como se observa en la **Imagen 4** el circuito NCO-L364 se extiende hasta el punto de medición, por lo que su punto de conexión al SIN se ubicaría cercano a este.



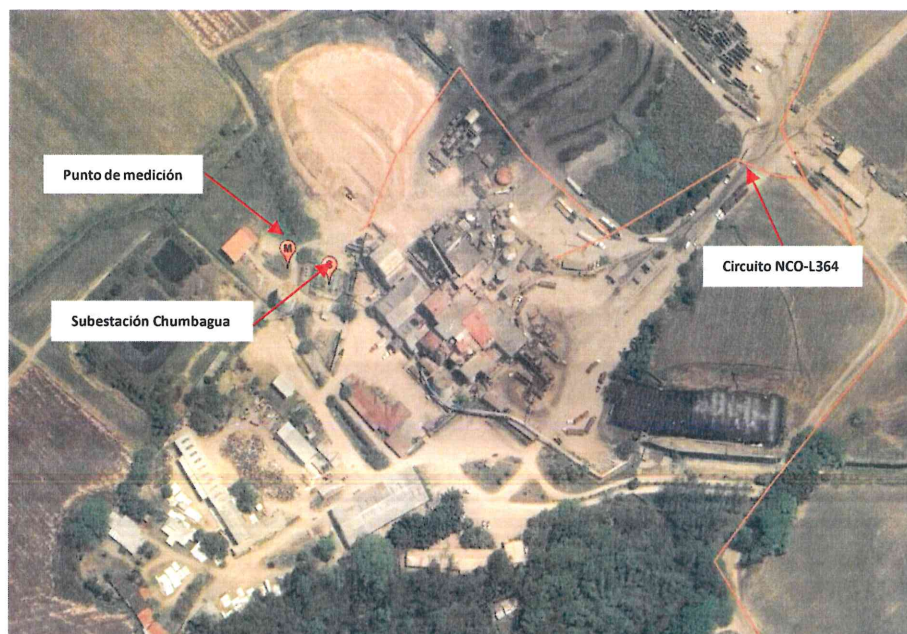


Imagen 4 Ubicación de los puntos de medición central generadora Chumbagua (elaboración propia)

Reubicación de su punto de medición

La central generadora presentó al Comité Operativo del contrato de suministro No. 003-2014, una solicitud de reubicación del punto de medición comercial en fecha 13 de enero de 2024. Esta solicitud contempla integrar otras cargas de la Compañía Chumbagua (Sistema de bombas y Gasolinera). Este punto se reubicaría a una posición cercana al restaurador contiguo a la central generadora ubicado a aproximadamente 5 Km de la ubicación actual del punto de medición.

CONCLUSIONES

A partir de los hallazgos obtenidos se concluye lo siguiente:

1. Con base en los resultados obtenidos respecto a la aplicación de la Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC) se validó que el punto de medición T564_3185_105M1/M2 cumple con lo dispuesto en el Anexo 3, Especificaciones para los Equipos de Medición, subsección 3.1.2 Transformador de corriente (TC) literal d, f, g y h, subsección 3.1.3 Transformador de potencial (TP) literal d, f, g y h.

Respecto a la subsección 3.2 Medidor registrador literal k, l y o, no se logró identificar los elementos eléctricos asociados al punto de medición que permitan la evaluación de la aplicación de la NT-MC.

2. El estado de oficialización del punto de medición T564_3185_105M1/M2 se encuentra vencida lo que implica que no cuenta la debida autorización para realizar transacciones en el Mercado Eléctrico Nacional de acuerdo con la sección 10.5 Resultado de la Verificación y requerimiento de Intervención. No obstante, la central generadora realizó una solicitud de reprogramación de la visita de verificación planificada por el CND en el Plan Anual de Verificación 2025-2026. Se deberá confirmar el estado de la solicitud y si esta cumple con lo dispuesto en la sección 10.3 Plan de verificaciones.
3. El punto de medición y conexión actualmente coinciden en la ubicación designada en el SIN, de acuerdo con la definición de los puntos en mención en la sección 3.2 Definiciones. No obstante, se deberá consultar con la Empresa Distribuidora la posible reubicación de las estructuras del circuito NCO-L364 hacia el punto de conexión con la central generadora en el SIN.

RECOMENDACIONES

De acuerdo con los hallazgos del presente informe se recomienda lo siguiente:

1. Validar con la Empresa Distribuidora la asignación del punto de conexión al SIN de la central generadora Chumbagua, dada las reubicaciones de las estructuras del circuito NCO-L364 y su conexión a la central generadora.
2. Realizar el seguimiento al proceso de cambio de ubicación del punto de medición comercial de la central generadora de acuerdo con los procedimientos establecidos en la NT-MC.
3. Remitir al CND los principales hallazgos del proceso de inspección.
4. Instruir al CND el cumplimiento de la NT-MC respecto a las exigencias que deben cumplir los equipos de medición comercial.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Validar el punto de conexión de la central generadora, con la Empresa Distribuidora.	Oficio	Correo electrónico	Semana 45	No iniciado
2	Solicitar información de seguimiento sobre la ubicación del punto de medición comercial de la central generadora.	Oficio	Correo electrónico	Semana 45	No iniciado



No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
3	Remisión de los principales resultados del informe de inspección	Oficio	Correo electrónico	Semana 45	No iniciado
4	Remisión de instrucción al CND, sobre la aplicación de la NT-MC, conforme a las recomendaciones técnicas de la CREE.	Oficio	Correo electrónico	Semana 45	No iniciado

ANEXOS

Anexo 1 Resumen de especificaciones de acuerdo con la NT-MC

COMPONENTES DEL SIMEC DE ACUERDO CON EL ACTA DE VERIFICACIÓN				
No.	Equipo	NT-MC	¿Conforme a norma?	Descripción
1	Transformador de corriente	Anexo 3.1.2 Transformador de corriente (TC). Literales d), f), g) e i).	Si	-El voltaje de operación de los TC es de 36.5 kV. -La placa de datos se encuentra en un lugar accesible y aun son visibles los datos. -Los bornes del equipo son visibles. -La caja de bornes cuentan con sellos que coinciden con lo descrito en el acta de AV-CND-PL-2023-2024-14022023-01
2	Transformador de potencial	Anexo 3.1.3 Transformador de potencial (TP). Literales: d), f), g) y h)	Observaciones	-El voltaje de operación de los TP es de 36.5 kV. -La placa de datos se encuentra en un lugar accesible y aun son visibles los datos. -Los bornes del equipo son visibles. -La caja de bornes cuentan con sellos que coinciden con lo descrito en el acta de AV-CND-PL-2023-2024-14022023-01
3	Medidor registrador principal	Anexo 3.2 Medidor registrador Literales k), l) y o)	No	-El medidor registrador no cuenta con borneas visibles ubicada antes del equipo. -El medidor cuenta con sellos de seguridad, sin embargo, el sello del selector de demanda no coincide con el código del acta AV-CND-PL-2023-2024-14022023-01. -No se observó elemento de alimentación externa de respaldo.
4	Medidor registrador secundario	Anexo 3.2 Medidor registrador Literales k), l) y o)	No	-El medidor registrador no cuenta con borneas visibles ubicada antes del equipo. -El medidor cuenta con sellos de seguridad, sin embargo, el sello del selector de demanda no coincide con el código del acta AV-CND-PL-2023-2024-14022023-01. No se observó alimentación de respaldo.
5	Fecha de notificación de verificación:	Sección 10.4 Antelación mínima de 10 días hábiles	Observaciones	Solicitud realizada en fecha 08 de agosto de 2025. La solicitud presentada no indica fecha de programada.
6	Fecha de verificación:	Sección 10.4	Observaciones	No se cuenta con respuesta del CND.

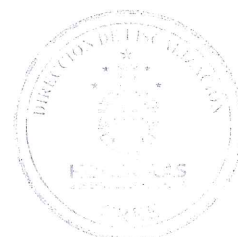


INFORME DE INSPECCIÓN CREE-056-2025

CENTRAL GENERADORA

ARRENDAMIENTO VILLANUEVA

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



SEPTIEMBRE 2025

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-056-2025 ARRENDAMIENTO LAEISZ VILLANUEVA

OBJETIVOS

Presentar los resultados de la inspección realizada a la central generadora térmica Arrendamiento Laeisz Villanueva en fecha 04 de septiembre de 2025 conforme a lo establecido en la Orden de Inspección CREE-056-2025, realizada con la finalidad de fiscalizar el proceso de verificación y oficialización de los equipos de medición comercial asociados a la central generadora conforme con lo establecido en el marco regulatorio vigente.

Objetivos específicos

1. Fiscalizar el procedimiento de verificación de los equipos de medición comercial conforme con lo establecido en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) y la Norma Técnica de Medición Comercial.
2. Validar el estado de la oficialización de los equipos de medición comercial brindado por el Centro Nacional de Despacho (CND), en su calidad de operador del sistema de acuerdo con las obligaciones y responsabilidades otorgadas por el marco regulatorio vigente.
3. Validar la ubicación de los puntos de medición y conexión de la central generadora.

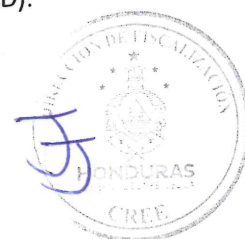
PRINCIPALES HALLAZGOS

Como producto del proceso de inspección se identificaron los hallazgos siguientes según el aspecto del analizado:

Aspectos generales

El 04 de septiembre de 2025 se realizó la inspección CREE-056-2025 en la central térmica Arrendamiento Laeisz Villanueva, ubicada en el municipio de Villanueva, Cortés. La central generadora opera con 104 unidades de generación marca Cummins a base de combustible diésel, cada una con capacidad de 1,150 kW. La capacidad total instalada es de 119 MW. Su conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) se realiza mediante las líneas L391, L392 y L393 de la subestación Villanueva a una tensión de 34.5 kV.

Esta central generadora inició operación comercial en abril de 2025 y participa en el mercado de oportunidad bajo la modalidad de arrendamiento con la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) a través de la Unidad Técnica de Control de Distribución y Flujo Financiero (UTCD).



Cuenta con tres puntos de medición asociados a los puntos de conexión de la central generadora con el Sistema Interconectado Nacional (SIN), como se detalla en la **Tabla 4**.

No.	Punto de conexión	Código de punto asignado
1	VNU-L391	T538_3123_104M1/M2
2	VNU-L392	T538_3123_105M1/M2
3	VNU-L393	T538_3123_106M1/M2

Tabla 4 Descripción de puntos de medición central térmica Arrendamiento Laeisz Villanueva

Acerca de la medición comercial

A continuación, se describe los hallazgos obtenidos de los tres puntos de medición asignados a la central generadora Arrendamiento Laeisz Villanueva:

Punto de medición No.1

El punto de medición T538_3123_104M1/M2 asignado al punto de conexión en la línea VNU-L391, cuenta con una Oficialización Activa, fue otorgada mediante el documento OFI-AVN-24042025-02 de fecha 24 de abril de 2025. El proceso de oficialización se basó en los resultados obtenidos de la inspección de verificación, realizada con el acompañamiento del personal del CND. Los resultados de dicha inspección de verificación se encuentran en el acta AV-CND-PL-2025-2026-04042025-01.

El acta de verificación contiene un registro de 20 ítems que reflejan información observada en campo. Los datos incluyen detalles como placas de transformador de corriente y potencial, medidores registradores (principal y respaldo) y sellos de seguridad (ver **Imagen 5**).

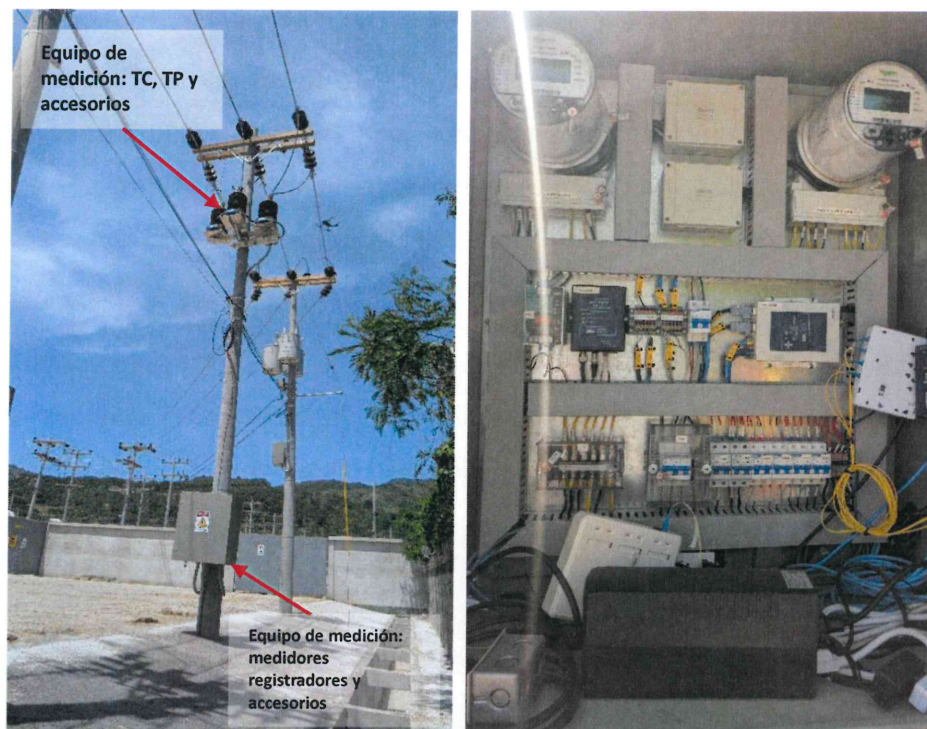


Imagen 5 Equipos de medición comercial Arrendamiento Laeisz Villanueva correspondiente a la línea VNU-L391

La inspección CREE-056-2025 permitió identificar y evaluar los componentes del sistema de medición comercial, específicamente en lo referente a su estado y coincidencia con los registros plasmados en el acta AV-CND-PL-2025-2026-04042025-01. El resumen del análisis de aspectos normativos específicos respecto a los componentes del sistema de medición comercial de la central generadora se encuentra en la **Tabla 5**.

No.	Equipo	¿Conforme a norma?
1	Transformador de corriente	Si
2	Transformador de potencial	Si
3	Medidor registrador principal	Observaciones
4	Medidor registrador secundario	Observaciones
5	Fecha de notificación de verificación	Si
6	Fecha de verificación	Si

Tabla 5 Resultados de verificación de acuerdo con la NT-MC

En el **Anexo 1** se encuentra el detalle correspondiente a los aspectos evaluados de la NT-MC en relación con los equipos encontrados en la central generadora y el acta de inspección AV-CND-PL-2025-2026-04042025-01.



Punto de medición No.2

El punto de medición T538_3123_105M1/M2 asignado al punto de conexión en la línea VNU-L392, cuenta con una Oficialización Activa, otorgada mediante el documento OFI-AVN-24042025-03 de fecha 24 de abril de 2025. El proceso de oficialización se basó en los resultados obtenidos de la inspección de verificación realizada con el personal del CND. Los resultados de dicha inspección de verificación se encuentran en el acta AV-CND-PL-2025-2026-04042025-02.

El acta de verificación contiene un registro de 20 ítems que reflejan información observada en campo. Los datos incluyen detalles como placas de transformador de corriente y potencial, medidores de registradores (principal y respaldo) y sellos de seguridad (ver **Imagen 6**).

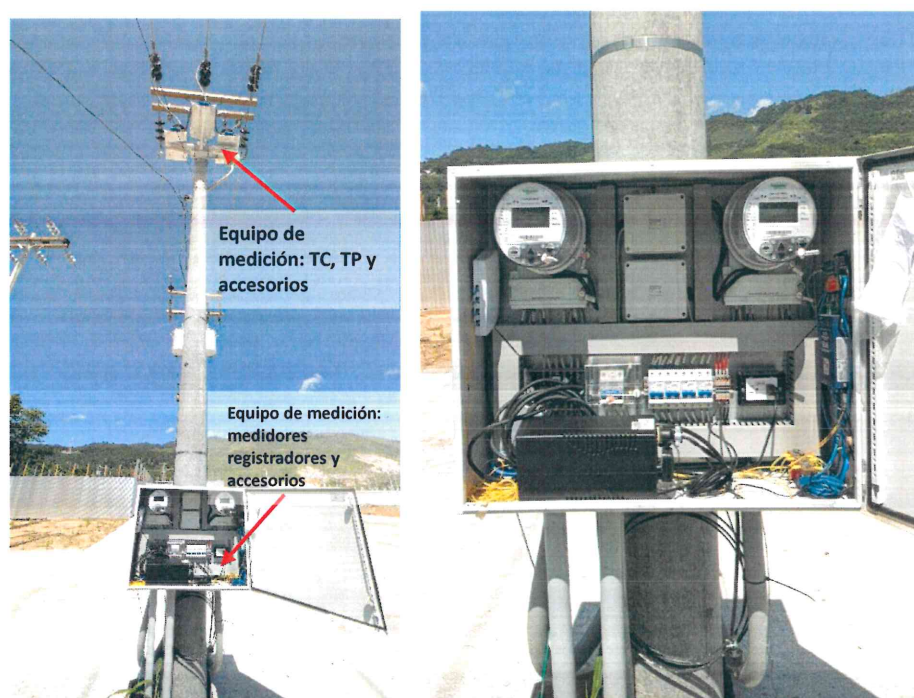


Imagen 6 Equipos de medición comercial Arrendamiento Laeisz Villanueva correspondiente a la línea VNU-L392

La inspección CREE-056-2025 permitió identificar y evaluar los componentes del sistema de medición comercial, específicamente en lo referente a su estado y coincidencia con los registros plasmados en el acta AV-CND-PL-2025-2026-04042025-02. El resumen del análisis de aspectos normativos específicos respecto a los componentes del sistema de medición comercial de la central generadora se encuentra en la **Tabla 6**.

No.	Equipo	¿Conforme a norma?
1	Transformador de corriente	Si
2	Transformador de potencial	Si
3	Medidor registrador principal	Observaciones
4	Medidor registrador secundario	Observaciones
5	Fecha de notificación de verificación	Si
6	Fecha de verificación	Si

Tabla 6 Resultados de verificación de acuerdo con la NT-MC

En el **Anexo 2** se encuentra el detalle correspondiente a los aspectos evaluados de la NT-MC en relación con los equipos encontrados en la central generadora y el acta de inspección AV-CND-PL-2025-2026-04042025-02.

Punto de medición No.3

El punto de medición T538_3123_106M1/M2 asignado al punto de conexión en la línea VNU-L393, cuenta con una Oficialización Activa, otorgada mediante el documento OFI-AVN-24042025-03 de fecha 24 de abril de 2025. El proceso de oficialización se basó en los resultados obtenidos de la inspección de verificación realizada con el personal del CND. Los resultados de dicha inspección de verificación se encuentran en el acta AV-CND-PL-2025-2026-08042025-01.

Cada acta de verificación contiene un registro de 20 ítems que reflejan información observada en campo. Los datos incluyen detalles como placas de transformador de corriente y potencial, medidores de registradores (principal y respaldo) y sellos de seguridad (ver **Imagen 7**).



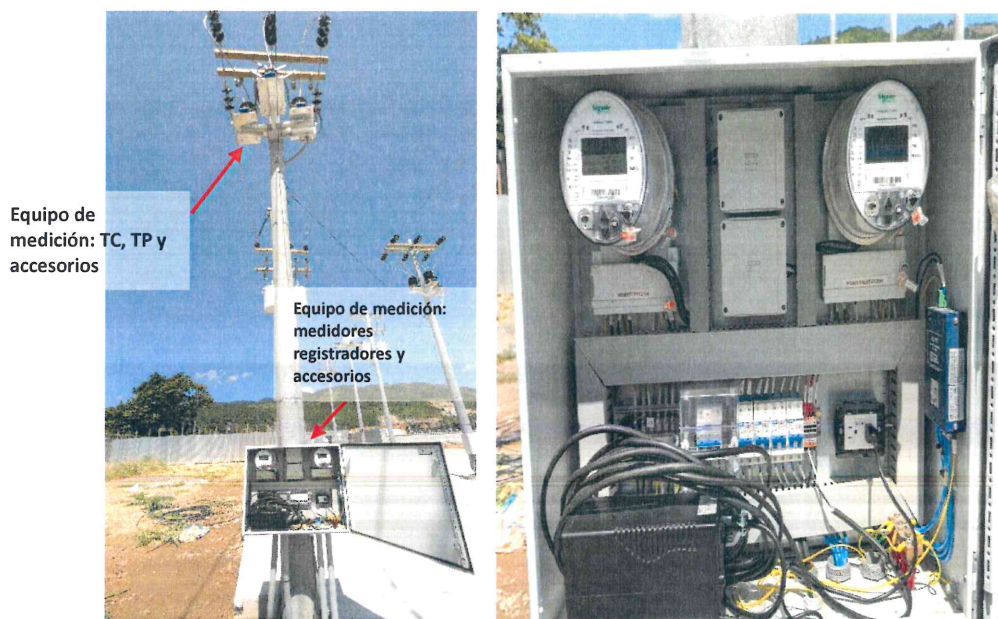


Imagen 7 Equipos de medición comercial Arrendamiento Laeisz Villanueva correspondiente a la línea VNU-L393

La inspección CREE-056-2025 permitió identificar y evaluar los componentes del sistema de medición comercial, específicamente en lo referente a su estado y coincidencia con los registros plasmados en el acta AV-CND-PL-2025-2026-21022025-01. El resumen del análisis de aspectos normativos específicos respecto a los componentes del sistema de medición comercial de la central generadora se encuentra en la **Tabla 7**.

No.	Equipo	¿Conforme a norma?
1	Transformador de corriente	Si
2	Transformador de potencial	Observaciones
3	Medidor registrador principal	Observaciones
4	Medidor registrador secundario	Observaciones
5	Fecha de notificación de verificación	Si
6	Fecha de verificación	Si

Tabla 7 Resultados de verificación de acuerdo con la NT-MC

En el **Anexo 3** se encuentra el detalle correspondiente a los aspectos evaluados de la NT-MC en relación con los equipos encontrados en la central generadora y en el acta de inspección AV-CND-PL-2025-2026-08042025-01.

Los equipos de medición cuentan con una fuente alimentación temporal compuesto por una batería de respaldo (UPS) con duración promedio de 15 min y un generador marca HANWO modelo HW950DX-4 de 800 W/110V.

Puntos de conexión y medición

Los puntos de medición de las líneas VNU-L392 y VNU-L393 se encuentran cercanos a sus respectivos puntos de conexión. Por otro lado, la distancia entre el punto de medición y el de conexión de la línea VNU-L391 es de aproximadamente 100 metros. En la Imagen 8 se puede observar el detalle de la ubicación geográfica de todos los puntos descritos.

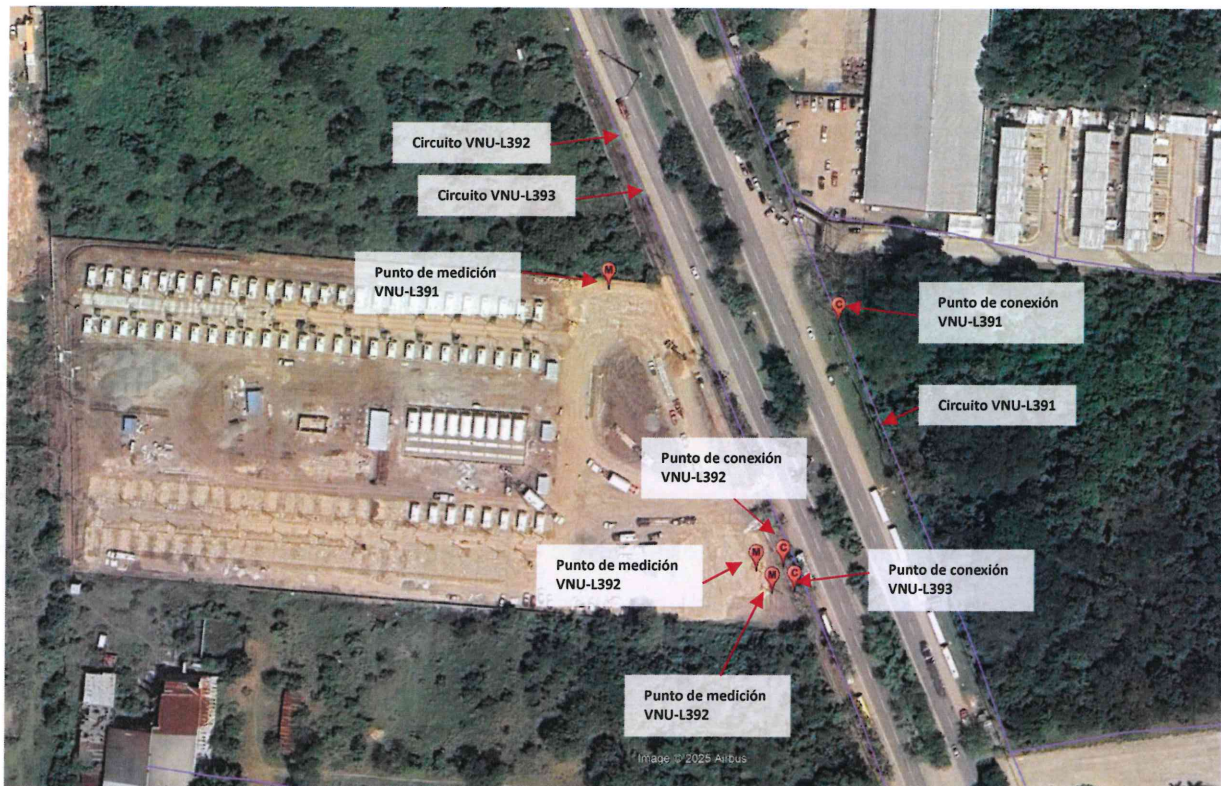


Imagen 8 Ubicación de los puntos de medición y conexión Arrendamiento Laeisz Villanueva (elaboración CREE)

Proceso de integración Concentrador de Medidas (CDM)

El 08 de abril de 2025 la central generadora concluyó los procesos de integración de los equipos de medición comercial de la central generadora al Concentrador de Medidas del CND. Este proceso se confirmó mediante el Certificado de Incorporación Medidores Sistema PME/CND No. MC-08042025-01, MC-08042025-02 y MC-08042025-03 correspondiente a cada punto de medición. Este documento

certifica la integración exitosa de los medidores principal y de respaldo al sistema de medición comercial PME-CND.

CONCLUSIONES

A partir de los hallazgos obtenidos se concluye lo siguiente:

1. Con base en los resultados obtenidos respecto a la aplicación de la Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC) se validó que el punto de medición T538_3123_104M1/M2 cumple con lo dispuesto en el Anexo 3 Especificaciones para los Equipos de Medición, subsección 3.1.2 Transformador de corriente (TC) literal d, f, g y h; subsección 3.1.3 Transformador de potencial (TP) literal d, f, g y h; y 3.2 Medidor registrador literal k y l.

Respecto a la sección 3.2 Medidor registrador literal o, el punto de medición cuenta elementos de alimentación externa. No obstante, es necesario analizar si sus características técnicas cumplen con las exigencias normativas, para determinar si se ajusta a lo establecido.

2. Con base en los resultados obtenidos respecto a la aplicación de la Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC) se validó que el punto de medición T538_3123_105M1/M2, cumple con lo dispuesto en el Anexo 3 Especificaciones para los Equipos de Medición, subsección 3.1.2 Transformador de corriente (TC) literal d, f, g y h; subsección 3.1.3 Transformador de potencial (TP) literal d, f, g y h; y 3.2 Medidor registrador literal k y l.

Respecto a la sección 3.2 Medidor registrador literal o, el punto de medición cuenta elementos de alimentación externa. No obstante, es necesario analizar si sus características técnicas cumplen con las exigencias normativas, para determinar si se ajusta a lo establecido

3. Con base en los resultados obtenidos respecto a la aplicación de la Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC) se validó que el punto de medición T538_3123_106M1/M2, cumple con lo dispuesto en el Anexo 3 Especificaciones para los Equipos de Medición, subsección 3.1.2 Transformador de corriente (TC) literal d, f, g y h; subsección 3.1.3 Transformador de potencial (TP) literal d, f, g y h; y 3.2 Medidor registrador literal k y l.

Respecto a la sección 3.2 Medidor registrador literal o, el punto de medición cuenta elementos de alimentación externa. No obstante, es necesario analizar si sus características técnicas cumplen con las exigencias normativas, para determinar si se ajusta a lo establecido.

4. Los puntos de medición y conexión de la central generadora correspondientes a la línea VNU-L391 no coinciden en la ubicación designada en el SIN, lo cual resulta en una discrepancia con la definición de los puntos en mención en la sección 3.2 Definiciones.
5. Los puntos de medición y conexión de la central generadora correspondientes a la línea VNU-L392, coinciden en la ubicación designada en el SIN, de acuerdo con la definición de los puntos en mención en la sección 3.2 Definiciones.
6. Los puntos de medición y conexión de la central generadora correspondientes a la línea VNU-L393, coinciden en la ubicación designada en el SIN, de acuerdo con la definición de los puntos en mención en la sección 3.2 Definiciones.
7. El estado de oficialización de los puntos de medición T538_3123_104M1/M2, T538_3123_105M1/M2 y T538_3123_106M1/M2 se encuentran vigentes, de acuerdo con los documentos de oficialización correspondiente a cada punto. Estas oficializaciones tendrán una vigencia de dos años, conforme con el proceso establecido en la sección 10.3 Plan de verificaciones.

RECOMENDACIONES

De acuerdo con los hallazgos del presente informe se recomienda lo siguiente:

1. Remitir a la Dirección de Regulación el presente informe con el objetivo de obtener claridad respecto a la aplicación de la NT-MC sobre la coincidencia del punto de conexión y medición de las centrales generadoras.
2. Remitir a la Dirección de Regulación el presente informe con el objetivo de obtener claridad respecto a la aplicación del aspecto normativo sobre la capacidad y duración para la alimentación externa de los equipos de medición comercial.
3. Instruir al CND el cumplimiento de la NT-MC respecto a las exigencias que deben cumplir los equipos de medición comercial, con base a las recomendaciones que emita la Dirección de Regulación.



MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Remisión de solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre la coincidencia del punto de conexión y medición de las centrales generadoras.	Memorándum	Correo electrónico	Semana 45	No iniciado
2	Remisión de solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre aplicación del aspecto normativo sobre la capacidad y duración para la alimentación externa de los equipos de medición comercial.	Memorándum	Correo electrónico	Semana 45	No iniciado
3	Remisión de instrucción al CND, sobre la aplicación de la NT-MC, conforme a las recomendaciones técnicas de la CREE.	Oficio	Correo electrónico	Semana 48	No iniciado

ANEXOS

Anexo 1 Resumen de especificaciones de acuerdo con la NT-MC -Punto de conexión 1

COMPONENTES DEL SIMEC DE ACUERDO CON EL ACTA DE VERIFICACIÓN				
No.	Equipo	NT-MC	¿Conforme a norma?	Descripción
1	Transformador de corriente	Anexo 3.1.2 Transformador de corriente (TC). Literales d), f), g) e i).	Si	-El voltaje de operación de los TC es de 36.5 kV. -La placa de datos se encuentra en un lugar accesible y aún son visibles los datos. -Los bornes del equipo son visibles. -La caja de bornes cuentan con sellos que coinciden con lo descrito en el acta de AV-CND-PL-2025-2026-04042025-01
2	Transformador de potencial	Anexo 3.1.3 Transformador de potencial (TP). Literales d), f), g) y h)	Si	-El voltaje de operación de los TP es de 36.5 kV. La placa de datos se encuentra en un lugar accesible y aún son visibles los datos. -Los bornes del equipo son visibles. -La caja de bornes cuentan con sellos que coinciden con lo descrito en el acta de AV-CND-PL-2025-2026-04042025-01
3	Medidor registrador principal	Anexo 3.2 Medidor registrador Literales k), l) y o).	Observaciones	-Cuenta con borneras de TC ubicadas antes del equipo. -El medidor cuenta con sellos de seguridad y con la correcta etiqueta de los mismos brindada por el CND. -La alimentación externa independiente (UPS de 15 y generador diésel de respaldo).
4	Medidor registrador secundario	Anexo 3.2 Medidor registrador Literales k), l) y o).	Observaciones	-Cuenta con borneras de TC ubicadas antes del equipo. El medidor cuenta con sellos de seguridad y con la correcta etiqueta de los mismos brindada por el CND. -La alimentación externa independiente consiste en una batería UPS (duración promedio de 20 min) y un generador diésel de respaldo.
5	Fecha de notificación de verificación:	Sección 10.4 Antelación mínima de 10 días hábiles	Si	Solicitud realizada en fecha 06 de febrero.
6	Fecha de verificación:	Sección 10.4	Si	Verificación realizada el 04 de abril de 2025.



Anexo 2 Resumen de especificaciones de acuerdo con la NT-MC -Punto de conexión 2

COMPONENTES DEL SIMEC DE ACUERDO CON EL ACTA DE VERIFICACIÓN				
No.	Equipo	NT-MC	¿Conforme a norma?	Descripción
1	Transformador de corriente	Anexo 3.1.2 Transformador de corriente (TC). Literales d), f), g) e i)	Si	-El voltaje de operación de los TC es de 36.5 kV. -La placa de datos se encuentra en un lugar accesible y aun son visibles los datos. -Los bornes del equipo son visibles. -La caja de bornes cuentan con sellos que coinciden con lo descrito en el acta de AV-CND-PL-2025-2026-04042025-02.
2	Transformador de potencial	Anexo 3.1.3 Transformador de potencial (TP). Literales d), f), g) y h)	Si	-El voltaje de operación de los TP es de 36.5 kV. La placa de datos se encuentra en un lugar accesible y aun son visibles los datos. -Los bornes del equipo son visibles. -La caja de bornes cuentan con sellos que coinciden con lo descrito en el acta de AV-CND-PL-2025-2026-04042025-02.
3	Medidor registrador principal	Anexo 3.2 Medidor registrador Literales k), l) y o).	Observaciones	-Cuenta con borneras de TC ubicadas antes del equipo. -El medidor cuenta con sellos de seguridad y con la correcta etiqueta de los mismos brindada por el CND. -La alimentación externa independiente (UPS de 15 y generador diésel de respaldo).
4	Medidor registrador secundario	Anexo 3.2 Medidor registrador Literales k), l) y o).	Observaciones	-Cuenta con borneras de TC ubicadas antes del equipo. El medidor cuenta con sellos de seguridad y con la correcta etiqueta de los mismos brindada por el CND. -La alimentación externa independiente consiste en una batería UPS (duración promedio de 20 min) y un generador diésel de respaldo
5	Fecha de notificación de verificación:	Sección 10.4 Antelación mínima de 10 días hábiles	Si	Solicitud realizada en fecha 06 de febrero.
6	Fecha de verificación:	Sección 10.4	Si	Verificación realizada el 04 de abril de 2025.

Anexo 3 Resumen de especificaciones de acuerdo con la NT-MC -Punto de conexión 3

COMPONENTES DEL SIMEC DE ACUERDO CON EL ACTA DE VERIFICACIÓN				
No.	Equipo	NT-MC	¿Conforme a norma?	Descripción
1	Transformador de corriente	Anexo 3.1.3 Transformador de potencial (TC). Literales d), f), g) e i)	Si	-El voltaje de operación de los TC es de 36.5 kV. -La placa de datos se encuentra en un lugar accesible y aun son visibles los datos. -Los bornes del equipo son visibles. -La caja de bornes cuentan con sellos que coinciden con lo descrito en el acta de AV-CND-PL-2025-2026-08042025-01
2	Transformador de potencial	Anexo 3.1.3 Transformador de potencial (TP). Literales d), f), g), y h).	Si	-El voltaje de operación de los TP es de 36.5 kV. La placa de datos se encuentra en un lugar accesible y aun son visibles los datos. -Los bornes del equipo son visibles. -La caja de bornes cuentan con sellos que coinciden con lo descrito en el acta de AV-CND-PL-2025-2026-08042025-01
3	Medidor registrador principal	Anexo 3.2 Medidor registrador Literales k), l) y o).	Observaciones	-Cuenta con borneras de TC ubicadas antes del equipo. -El medidor cuenta con sellos de seguridad y con la correcta etiqueta de los mismos brindada por el CND. -La alimentación externa independiente (UPS de 15 y generador diésel de respaldo).
4	Medidor registrador secundario	Anexo 3.2 Medidor registrador Literales k), l) y o).	Observaciones	-Cuenta con borneras de TC ubicadas antes del equipo. El medidor cuenta con sellos de seguridad y con la correcta etiqueta de los mismos brindada por el CND. -La alimentación externa independiente consiste en una batería UPS (duración promedio de 20 min) y un generador diésel de respaldo.
5	Fecha de notificación de verificación:	Sección 10.4 Antelación mínima de 10 días hábiles	Si	Solicitud realizada en fecha 06 de febrero.
6	Fecha de verificación:	Sección 10.4	Si	Verificación realizada el 08 de abril de 2025.



INFORME DE INSPECCIÓN CREE-057-2025 CENTRAL GENERADORA CHURUNE

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



SEPTIEMBRE 2025

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-057-2025 CENTRAL GENERADORA CHURUNE

OBJETIVOS

Presentar los resultados de la inspección realizada a la central generadora hidroeléctrica en fecha 05 de septiembre de 2025 conforme a lo establecido en la Orden de Inspección CREE-057-2025, realizada con la finalidad de fiscalizar el proceso de verificación y oficialización de los equipos de medición comercial asociados a la central generadora conforme con lo establecido en el marco regulatorio vigente.

Objetivos específicos

1. Fiscalizar el procedimiento de verificación de los equipos de medición comercial conforme con lo establecido en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) y la Norma Técnica de Medición Comercial.
2. Validar el estado de la oficialización de los equipos de medición comercial brindado por el Centro Nacional de Despacho (CND), en su calidad de operador del sistema de acuerdo con las obligaciones y responsabilidades otorgadas por el marco regulatorio vigente.
3. Validar la ubicación de los puntos de medición y conexión de la central generadora.

PRINCIPALES HALLAZGOS

Como producto del proceso de inspección se identificaron los hallazgos siguientes según el aspecto del analizado:

Aspectos generales

El 03 de septiembre se realizó la inspección CREE-057-2025 en la central generadora Churune ubicada en el municipio de San Jerónimo, Comayagua. La central generadora es una hidroeléctrica de pasada y cuenta con un pequeño embalse con una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 34,000 metros cúbicos. Tiene una capacidad instalada de 6.4 MW, compuesta por dos unidades de generación de 3.2 MW. Su conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) se realiza a través de la línea L386, que opera a 34.5 kV y se enlaza a la subestación Comayagua.

Esta central generadora inició operación comercial en junio de 2018 y participa en el mercado de contratos mediante el contrato No. 045-2011 suscrito con la Empresa Distribuidora. Asimismo, participa en el mercado de oportunidad inyectado los excedentes que superan la capacidad comprometida en su contrato.



Cuenta con un único punto de medición identificado con el código T555_3060_101M1/M2 que corresponde a los medidores registradores (principal y respaldo).

Acerca de la medición comercial

El punto de medición T555_3060_101M1/M2 tiene una Oficialización Vencida, que se otorgó mediante el documento CND-DMC-OPM-16112922-01 de fecha 16 de noviembre de 2022. El proceso de oficialización se basó en los resultados obtenidos de la inspección de verificación realizada con el personal del CND.

El 07 de mayo de 2024, el CND realizó la verificación del punto de medición, sin embargo, este proceso concluyó con observaciones descritas en el acta de inspección No. AV-CND-PL-2023-2024-07052024-01. Dado que la central generadora no realizó las actividades requeridas para corregir las observaciones, la oficialización del punto de medición no fue ratificada. Actualmente, no existe una solicitud formal para programar una nueva verificación este año.

El acta de verificación contiene un registro de 24 ítem que reflejan información observada en campo. Los datos incluyen detalles como placas de transformador de corriente y potencial, medidores registradores (principal y respaldo) y sellos de seguridad (ver **Imagen 9**).

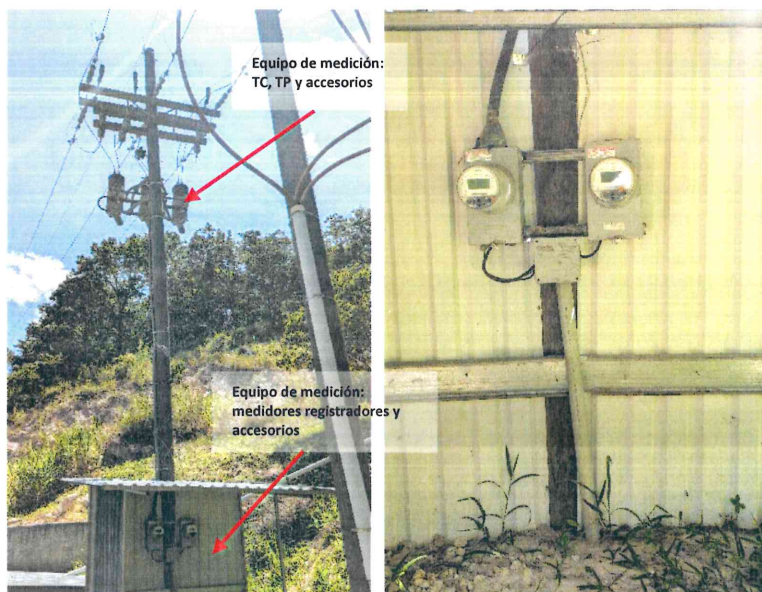


Imagen 9 Equipos de medición comercial Churune

La inspección CREE-057-2025 permitió identificar y evaluar los componentes del sistema de medición comercial, su estado y coincidencia con los registros plasmados en el acta AV-CND-PL-2023-2024-

07052024-01. El resumen del análisis de aspectos normativos específicos respecto a los componentes del sistema de medición comercial de la central generadora se encuentra en la Tabla 8.

No.	Equipo	¿Conforme a norma?
1	Transformador de corriente	Observaciones
2	Transformador de potencial	Observaciones
3	Medidor registrador principal	No
4	Medidor registrador secundario	No
5	Fecha de notificación de verificación	Observaciones
6	Fecha de verificación	Observaciones

Tabla 8 Resultados de verificación de acuerdo con la NT-MC

Los equipos de medición actualmente cuentan con una alimentación principal desde la subestación Churune. El equipo de medición no cuenta con una fuente alimentación de respaldo externa dedicada. La alimentación secundaria de los equipos de medición es la misma que alimentación de respaldo de la central generadora. Consiste en un generador marca Perkins con una capacidad estimada de 600 kW y un banco de dos baterías de 3000 W/45 A.

En el **Anexo 1** se encuentra el detalle correspondiente a los aspectos evaluados de la NT-MC en relación con los equipos encontrados en la central generadora y el acta de inspección AV-CND-PL-2023-2024-07052024-01.

Puntos de conexión y medición

La central generadora se conecta al SIN mediante la red de distribución a una tensión de 34.5 kV en la línea L386 de la subestación Comayagua (este dato se valida con los circuitos de la Empresa Distribuidora). El punto de medición se encuentra ubicado a la salida de casa de máquinas, la distancia entre estos dos puntos es de aproximadamente 100 metros (ver **Imagen 10**).

Sin embargo, el personal designado por la central generadora indicó que el punto de conexión al SIN se encuentra ubicado a 5 km de casa de máquinas, en la comunidad de San Jerónimo. Manifestó el personal designado que ellos brindan mantenimiento a este tramo de red. (ver **Imagen 11**)





Imagen 10 Ubicación de los puntos de medición central generadora Churune (elaboración propia)



Imagen 11 Puntos de conexión descritos por el personal designado de Churune (elaboración propia)

CONCLUSIONES

A partir de los hallazgos obtenidos se concluye lo siguiente:

1. Con base en los resultados obtenidos respecto a la aplicación de la Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC) se validó que el punto de medición T555_3060_101M1/M2 cumple con lo dispuesto en el Anexo 3 Especificaciones para los Equipos de Medición, subsección 3.1.2 Transformador de corriente (TC) literal d, f, g y h, subsección 3.1.3 Transformador de potencial (TP) literal f, h y g.

Respecto a la subsección 3.2 Medidor registrador literal k, y l, no se logró identificar los elementos eléctricos asociados al punto de medición que permitan la evaluación de la aplicación de la NT-MC.

Con relación respecto a la subsección 3.2 Medidor registrador literal o, el punto de medición cuenta elementos de alimentación externa. No obstante, es necesario analizar si sus características técnicas cumplen con las exigencias normativas, para determinar si se ajusta a lo establecido

2. El estado de oficialización del punto de medición T555_3060_101M1/M2 se encuentra vencida lo que implica que no cuenta la debida autorización para realizar transacciones en el Mercado Eléctrico Nacional de acuerdo con la sección 10.5 Resultado de la Verificación y requerimiento de Intervención.
3. El punto de medición y conexión actualmente no coinciden en la ubicación designada en el SIN, de acuerdo con la definición de los puntos en mención en la sección 3.2 Definiciones.

RECOMENDACIONES

A partir de los hallazgos obtenidos se recomienda lo siguiente

1. Validar con la Empresa Distribuidora la asignación del punto de conexión al SIN de la central generadora Churune, dada las inconsistencias en la declaración de ubicación.
2. Instruir a la central generadora realizar las adecuaciones recomendadas en la última visita de inspección a los equipos de medición comercial coordinadas de acuerdo con el procedimiento establecido en la NT-MC.



3. Remitir a la Dirección de Regulación el presente informe con el objetivo de obtener claridad respecto a la aplicación del aspecto normativo sobre la capacidad, duración y demás parámetros técnicos sobre la alimentación externa de los equipos de medición comercial.
4. Instruir al CND el cumplimiento de la NT-MC respecto a las exigencias que deben cumplir los equipos de medición comercial, considerando las recomendaciones que emita la Dirección de Regulación.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Validación del punto de conexión de la central generadora con la Empresa Distribuidora	Oficio	Correo electrónico	Semana 45	No iniciado
2	Remisión de solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre aplicación de los aspectos normativos de la alimentación externa de los equipos de medición comercial.	Memorándum	Correo electrónico	Semana 45	No iniciado
3	Remisión de instrucción al CND, sobre la aplicación de la NT-MC, conforme a las recomendaciones técnicas de la CREE.	Oficio	Correo electrónico	Semana 48	No iniciado

ANEXOS

Anexo 1 Resumen de especificaciones de acuerdo con la NT-MC

COMPONENTES DEL SIMEC DE ACUERDO CON EL ACTA DE VERIFICACIÓN				
No.	Equipo	NT-MC	¿Conforme a norma?	Descripción
1	Transformador de corriente	Anexo 3.1.2 Transformador de corriente (TC). Literales d), f), g) e i)	Observaciones	-No fue posible verificar los datos de placa del equipo. -Los bornes del equipo son visibles. -La caja de bornes cuentan con sellos que coinciden con lo descrito en el acta de AV-CND-PL-2023-2024-14022023-01
2	Transformador de potencial	Anexo 3.1.3 Transformador de potencial (TP). Literal d), f), g) y h)	Si	-Actualmente este punto se encuentra a una tensión de 34.5 kV, y el dato de placa es de 36.5 kV. -El voltaje de operación de los TP es de 36.5 kV. -La placa de datos se encuentra en un lugar accesible y aun son visibles los datos. -Los bornes del equipo son visibles. -La caja de bornes cuentan con sellos que coinciden con lo descrito en el acta de AV-CND-PL-2023-2024-07052024-01.
3	Medidor registrador principal	Anexo 3.2 Medidor registrador Literales k), l) y o)	No	-El medidor registrador no cuenta con borneras visibles ubicada antes del equipo. -El medidor cuenta con sellos de seguridad. -La alimentación de respaldo de los equipos de medición es la misma alimentación de respaldo de la central generadora. No es de uso exclusivo para la medición.
4	Medidor registrador secundario	Anexo 3.2 Medidor registrador Literales k), l) y o)	No	-El medidor registrador no cuenta con borneras visibles ubicada antes del equipo. -El medidor cuenta con sellos de seguridad. -La alimentación de respaldo de los equipos de medición es la misma alimentación de respaldo de la central generadora. No es de uso exclusivo para la medición.
5	Fecha de notificación de verificación:	Sección 10.4 Antelación mínima de 10 días hábiles	Observaciones	No se cuenta con información para validar el ítem.
6	Fecha de verificación:	Sección 10.4	Observaciones	No se cuenta con información para validar el ítem.



INFORME DE INSPECCIÓN CREE- 048-2025 CERVECERÍA HONDUREÑA

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



SEPTIEMBRE 2025

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-048-2025 CERVECERÍA HONDUREÑA

INTRODUCCIÓN

De acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución (RSED), los usuarios regulados que deseen instalar equipos de generación para autoconsumo deben solicitar autorización a la Empresa Distribuidora. Esta medida busca asegurar que la operación de dichos equipos cumpla con los requisitos técnicos de la distribuidora.

Asimismo, en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) define los requisitos para que los Consumidores Calificados puedan ser habilitados como Agentes Compradores y puedan realizar transacciones en el Mercado Eléctrico Nacional.

Considerando el marco regulatorio vigente, la Dirección de Fiscalización, en el ejercicio de las funciones otorgadas por la Ley General de la Industria Eléctrica, da seguimiento a los procesos de inspección desarrollada en el año 2024, fiscalizando las actividades que desarrolla la sociedad mercantil Cervecería Hondureña.

A continuación, se presentan los hallazgos obtenidos durante el proceso de inspección CREE-048-2025 de fecha 21 de agosto de 2025, así como las conclusiones y recomendaciones referente a la aplicación de las disposiciones normativas vigentes.

OBJETIVOS

Verificar las actividades desarrolladas por la sociedad mercantil Cervecería Hondureña S.A. de C.V. en el Mercado Eléctrico Hondureño conforme a lo dispuesto en el marco regulatorio vigente.

1. Validar el estatus de Cervecería Hondureña como usuario regulado de la empresa Distribuidora, conforme a lo establecido en el marco regulatorio vigente.
2. Verificar el estado de la conexión a la red del plantel de Cervecería Hondureña en la ciudad de San Pedro Sula, conforme a lo establecido el Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución (RSED).
3. Validar el estatus de Cervecería Hondureña como Agente Comprador en el mercado eléctrico hondureño, conforme a lo establecido en el marco regulatorio vigente.



MARCO LEGAL

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE o Ley), aprobada mediante el Decreto No. 404-2013 y publicada en el Diario Oficial “La Gaceta” el 20 de mayo de 2014, fue reformada por el artículo 19 del Decreto Legislativo No. 46-2022, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el 16 de mayo de 2022. Esta ley tiene como objetivo regular las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el territorio de la República de Honduras, asimismo, establece:

1. En su artículo 1, literal C, los conceptos de:
 - II. Comercialización: La compra y venta de capacidad y energía eléctrica a precios libremente pactados.
 - III. Consumidor calificado: Aquel cuya demanda exceda el valor que fijará la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), y que está facultado para comprar energía eléctrica y/o potencia directamente de generadores, comercializadores o distribuidores, a precios libremente pactados con ellos.
 - V. Distribución: El transporte de la energía desde la red eléctrica de alta tensión hasta las instalaciones de los consumidores finales; las redes de distribución están formadas por instalaciones de tensión inferior a sesenta mil voltios más los transformadores y equipos asociados para conectarlas a la red de transmisión.
 - VI. Electricidad: El bien físico subyacente en las transacciones comerciales en cualquiera de sus aspectos: energía, potencia o servicios complementarios, entendiéndose que la potencia es la razón de flujo de la energía por unidad de tiempo, la capacidad de una instalación es la potencia máxima que puede entregar, transportar, o utilizar, y los servicios complementarios son servicios esenciales para mantener la calidad del suministro que serán identificados en los Reglamentos.
 - VIII. Generación: La producción de electricidad mediante el aprovechamiento y transformación de la energía de diversas clases de fuentes.
 - X. Transmisión: El transporte de la energía a través de la red eléctrica de alta tensión; se entenderá por alta tensión aquella que es igual o superior a sesenta mil voltios; la red de transmisión liga a centrales generadoras, empresas distribuidoras y a grandes consumidores.
 - XIV. Sistema Interconectado Nacional: El sistema eléctrico formado por las centrales

generadoras, las redes de distribución y la red nacional de transmisión que los une físicamente sin interrupción.

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

2. Además, este mismo artículo define el orden siguiente para aplicabilidad de normas supletorias: Código de Comercio, Código Civil, leyes especiales y leyes generales.
3. Según el artículo 3, literal D, romano I de la LGIE, que es función de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) la aplicación y fiscalización del cumplimiento de las normas y reglamentos que rigen el subsector eléctrico. Para ello, la CREE podrá realizar las inspecciones necesarias con el fin de verificar la veracidad de la información proporcionada por las empresas del sector o los consumidores.
4. En sus artículos 4 y 5, que las actividades reguladas por Ley pueden ser realizadas por sociedades mercantiles, las cuales están obligadas a cumplir en tiempo y forma con las normas de calidad en el servicio establecidas y con todos los requisitos derivados de otras normas legales y reglamentarias vigentes que les sean aplicables. Estas empresas del subsector eléctrico deben inscribirse en el Registro Público que lleva la CREE, notificando al regulador cada vez que se produzcan cambios en sus instalaciones u operación. Para el caso de las empresas transmisoras y distribuidoras, se añade el requisito de solicitud y obtención de una licencia de operación para el servicio público de electricidad emitida por la CREE.
5. En su artículo 10, que los consumidores calificados que actúen como agentes del mercado deberán tener contratada capacidad firme suficiente para cubrir el porcentaje de su demanda máxima de potencia superior a 5 MW. Ningún consumidor que tenga demandas inferiores a ésta podrá ser consumidor calificado.
6. En su artículo 11, que la generación de energía por cualquier medio se registrará por la presente Ley y sus Reglamentos. Asimismo, define que las empresas generadoras podrán vender sus productos a empresas distribuidoras, consumidores calificados, otras empresas generadoras y al mercado eléctrico de oportunidad nacional o regional.
7. En su artículo 13, que operación de toda instalación que forme parte de la red de transmisión en el territorio nacional estará sujeta a la dirección y control del Operador del Sistema. Asimismo, define que las obras de transmisión de interés particular podrán ser realizadas por los interesados, previos estudios del Operador del Sistema para comprobar que no afectarán negativamente la



operación, y previa aprobación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). Si estas obras contribuyen a incrementar la capacidad de la red para los usuarios en general, una parte de sus costos podrá ser recuperada vía tarifas, previa aprobación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

Que el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RGLIE) tiene por objeto desarrollar las disposiciones de la Ley General de la Industria Eléctrica. En particular, el presente reglamento desarrolla la regulación de las actividades de generación, transmisión, operación, distribución y comercialización de electricidad en el territorio de la República de Honduras;

En su Artículo 17, el RGLIE define las condiciones para clasificarse como consumidor calificado y ser un agente comprador en el MEN. Para ello, deberá cumplir con las siguientes disposiciones:

1. Cumplir con el requisito de potencia contratada en el punto de suministro con su Empresa Distribuidora;
2. Contar con el registro como consumidor calificado extendido por la CREE.
3. Solicitar al ODS la autorización para realizar transacciones en el MEN como agente comprador;
4. Incluir en la solicitud del ODS una certificación de solvencia emitida por la Empresa Distribuidora;
5. Cumplir con los requisitos establecidos para registrarse como Agente del MEN, a todos los efectos de derechos y obligaciones, y de la notificación de autorización para realizar transacciones en el MEN, con un período mínimo de permanencia de tres (3) años;
6. Contar un sistema de medición comercial en el punto de suministro, de acuerdo con lo establecido en la Norma Técnica de Medición Comercial.

Que el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista, vigente mediante publicación en La Gaceta de fecha 03 de julio de 2020 tiene como objeto establecer las normas y procedimientos para la operación del Sistema Interconectado Nacional de Honduras y para la administración del Mercado Eléctrico Nacional (MEN). Asimismo, define las funciones y responsabilidades del Operador del Sistema y derechos y obligaciones de los Agentes del MEN.

En su Artículo 6, modificado mediante Acuerdo CREE-01-2023 define que los consumidores calificados que cuenten con equipos de generación de energía eléctrica serán considerados como usuarios autoprodutores, estos deberán cumplir con la normativa específica que defina los criterios técnicos y regulatorios aplicable a la conexión e inyección de excedentes de energía a la red eléctrica.

Que el Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución (RSED), modificado mediante Acuerdo CREE-099-2025, tiene como objeto regular las condiciones para la prestación del servicio eléctrico, que es un bien público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social, dentro del territorio de la República de Honduras.

En el Artículo 41 establece que el Usuario deberá solicitar a la Empresa Distribuidora la autorización para la conexión de equipo de generación de energía eléctrica o de sistemas de almacenamiento de energía, indicando si su instalación permitirá la inyección de excedentes a la red de distribución. Para el caso de equipos de generación utilizados para la autoproducción en los términos establecidos en el Artículo 15 literal D de la Ley General de la Industria Eléctrica, se aplicarán los plazos para la atención de solicitudes de autorización definidos en la Norma Técnica de Usuarios Autoprodutores Residenciales y Comerciales.

ANTECEDENTES

A continuación, se representan los principales antecedentes del proceso de inspección descrito en el presente informe.

El 3 de mayo de 2024 se realizó una inspección al Consumidor Calificado Cervecería Hondureña mediante Orden de Inspección CREE-020-2024, con el objetivo de validar la información declarada en el Registro Público de Consumidores Calificados, así como verificar los datos del punto de conexión, medición y demanda.

Durante la inspección en 2024, Cervecería Hondureña declaró que contaba con siete generadores de combustible diésel con una capacidad total de 5.075 MW, diez generadores diésel en el área de refrescos con una capacidad total de 6.9 MW, y un sistema de paneles solares con una capacidad aproximada de 4 MW, considerado como el techo solar más grande de Latinoamérica.

En seguimiento al informe de resultados, se identificó la necesidad de desarrollar una inspección a las instalaciones eléctricas de la Cervecería Hondureña, incluyendo la planta de generación solar instalada.

HALLAZGOS RELEVANTES

Aspectos generales

El 21 de agosto de 2025 se realizó el proceso de inspección CREE-048-2025 a la sociedad mercantil Cervecería Hondureña S.A. de C.V., el cual cuenta con un plantel con una carga industrial ubicado en la



ciudad de San Pedro Sula Cortés. En la **Tabla 20** se muestra el detalle resumen de la información validada en sitio.

INFORMACIÓN GENERAL	
Orden de inspección:	CREE-048-2025
Fecha de inspección:	21/8/2025
Sociedad mercantil:	Cervecería Hondureña S.A. de C.V. (SPS)
Clasificación del actor o usuario	Consumidor Calificado
Resolución para realizar transacciones	No habilitado
Estado en régimen de usuario regulado	Activo
Circuito asociado	BER-L247
Nivel de tensión (kV):	13.8
Demanda MW (ultimo 12 meses)	9.54
¿Cuenta con equipos de generación de energía eléctrica?	Sí
Capacidad instalada:	12.95 MW-Térmico/Diesel 8.408 MW Fotovoltaico

Tabla 9 Descripción de datos generales Cervecería Hondureña

Consumo de energía eléctrica

Las instalaciones del plantel de Cervecería Hondureña SPS cuenta con un único punto de suministro con la Empresa Distribuidora, el cual abastece la mayor parte de la energía eléctrica utilizada en sus procesos de producción (ver Imagen 21 a).

De forma complementaria cuenta con equipos de generación dentro sus de sus instalaciones, dispuesta de la siguiente manera:

1. Generación renovable fotovoltaica: tiene una capacidad instalada de 8,408 kW/DC compuesta por 14,153 paneles solares, esta tiene cinco (5) puntos de entrega dispuestos en la red interna del usuario, que abastece las operaciones del plantel industrial durante el día (ver Imagen 21 b) estos puntos de suministro cuentan con equipos de medición.
2. Generación no renovable con una capacidad instalada de 12.95 MW compuesta por 16 generadores de combustible diésel, con tres (3) de entrega a la red interna. Su función consiste en abastecer el plantel durante cortes de energía o variaciones del servicio eléctrico.

La información sobre los equipos de generación se obtuvo de sus datos de placa y de los diagramas unifilares proporcionados en la inspección reciente.



Imagen 12 a. Punto de suministro ENEE - Cervecería Hondureña SPS. || b. Instalación de paneles solares sobre las instalaciones de Cervecería Hondureña SPS

En el **Gráfico 16** muestra el detalle respecto al consumo eléctrico de energía eléctrica de Cervecería Hondureña SPS, comprendido en el periodo del 01 al 30 de abril de 2025, fue de 4,828,970.99 kWh, donde se observó que el 79 % proviene del suministro de la Empresa Distribuidora y el 21 % es producto de la generación solar.

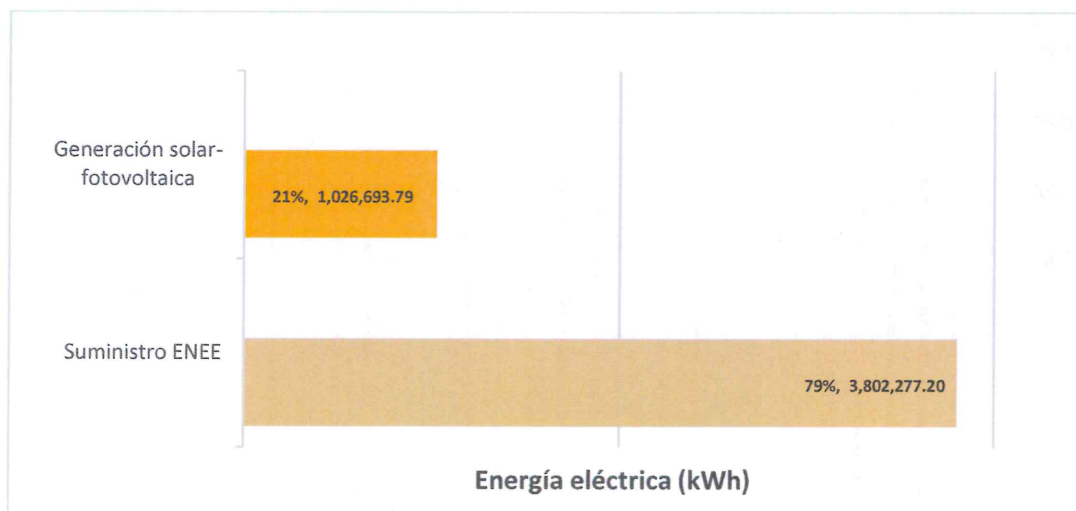


Gráfico 3 Consumo de energía activa según fuente de suministro eléctrico del 01 al 30 de abril de 2025 (elaboración CREE, fuente Perfil de Energía ENEE y CELSIA)

En el **Gráfico 17** se observa el comportamiento del consumo eléctrico del plantel Cervecería Hondureña SPS de sus diferentes fuentes, durante el periodo de estudio.



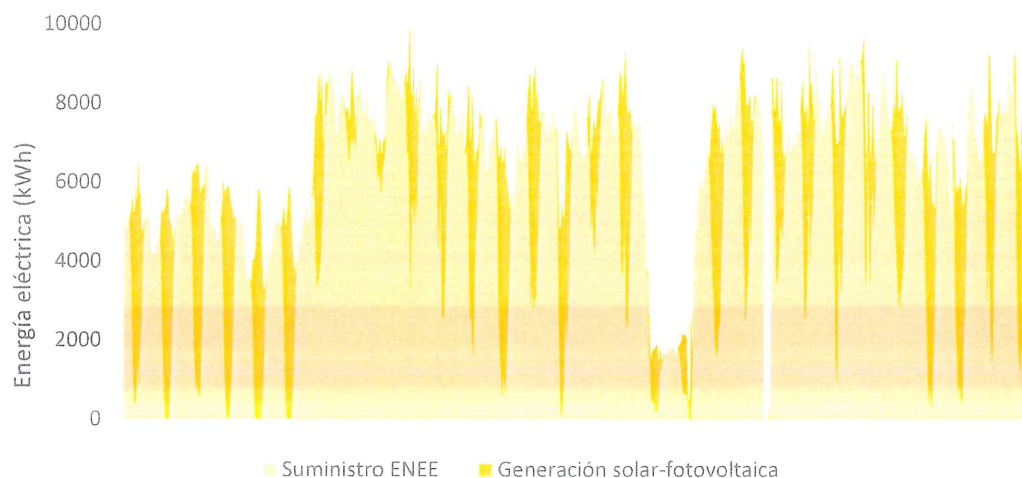


Gráfico 4 Comportamiento del consumo energético según su fuente de suministro de 01 al 30 de abril de 2025 (fuentes: perfiles de consumo ENEE-abril; perfil de generación solar-abril. elaboración CREE)

El Gráfico 18 a continuación ilustra el comportamiento de la generación solar-fotovoltaica y las inyecciones de excedentes a la red de distribución, durante el periodo de estudio. Los excedentes inyectados a la red representaron un porcentaje de 3 % de la energía eléctrica generada por el sistema solar-fotovoltaico.

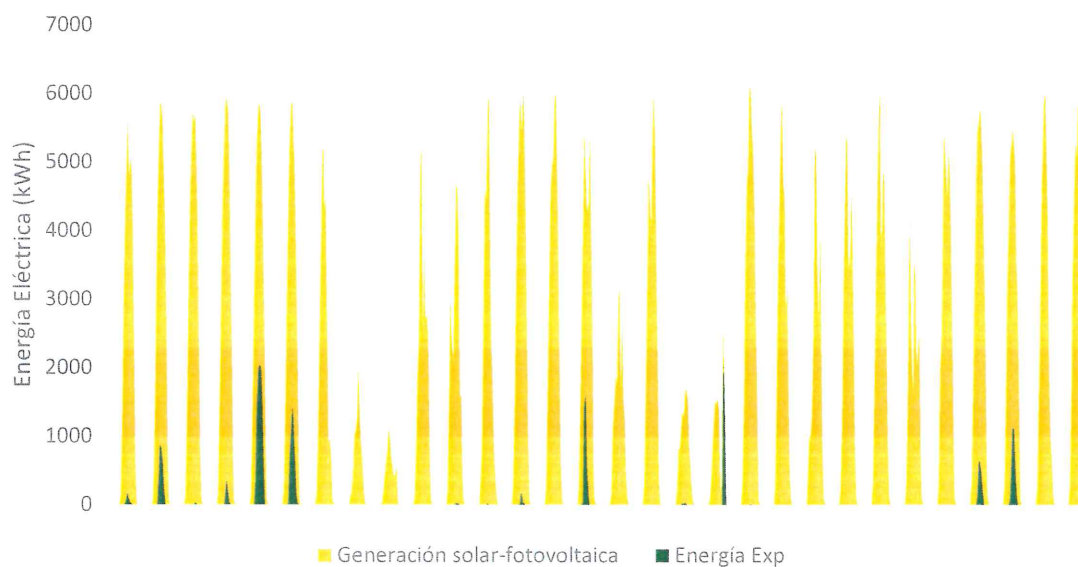


Gráfico 5 Comportamiento de la inyección de excedente vs. generación solar-fotovoltaica de 01 al 30 de abril de 2025 (fuentes: perfiles de consumo ENEE-abril; perfil de generación solar-abril. elaboración CREE)

Suministro eléctrico y red interna

En la **Imagen 23** se observa un diagrama eléctrico que describe de brevemente las fuentes del suministro eléctrico del plantel. El sistema eléctrico del plantel está dividido en dos plantas: Planta 1 (Cervezas) y Planta 2 (Refrescos). Ambas plantas se conectan al punto de suministro principal a través de una red eléctrica interna que se divide a la entrada del plantel eléctrico industrial.

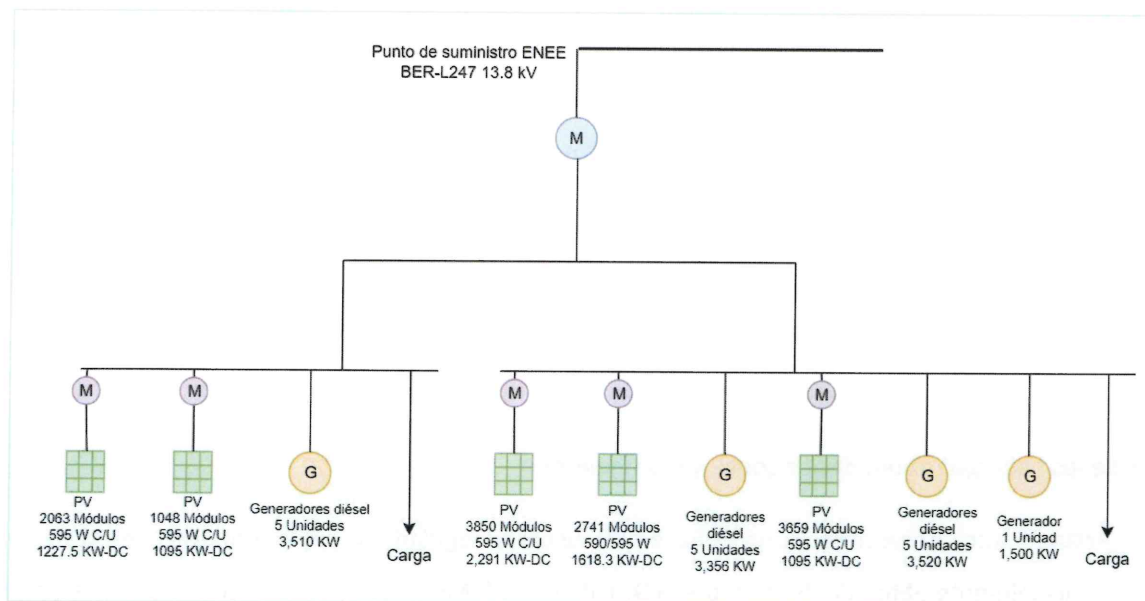


Imagen 13 Diagrama resumen Cervecería Hondureña (fuente Diagrama unifilar Cervecería Hondureña, placas de unidades de generación; elaboración CREE)

Permisos de conexión a la red de distribución

Durante el proceso de inspección no se logró identificar la existencia de documentación que permita validar el estado del proceso de estudios, resoluciones u oficios que determinen el cumplimiento de la solicitud de conexión de equipos de generación en las instalaciones del plantel industrial en su calidad de usuario regulado. Con la finalidad de confirmar el estado de los procesos se dará seguimiento con la Empresa Distribuidora.

Proceso de habilitación como Agente Comprador

Para el proceso de habilitación como Agente Comprador en el Mercado Eléctrico Nacional (MEN), se cuenta con el certificado de consumidor calificado otorgado por la CREE. Este certificado se concedió al cumplir con los requisitos técnicos y regulatorios exigidos por la Ley y sus reglamentos. Dicho proceso fue



aprobado mediante la Resolución CREE-02-2024 del 9 de enero de 2024, por la cual se extiende la constancia CC-22-2024 (ver **Constancia** de registro como Consumidor Calificado).

Actualmente no cuenta con autorización para realizar transacciones en el MEN. Este sería el próximo paso para dar seguimiento al proceso de habilitación como Agente Comprador.

Otros hallazgos

Actualmente, la generación de energía eléctrica de origen solar-fotovoltaico de Cervecería Hondureña SPS es provista a través de un acuerdo contractual con la empresa CELSIA. Este acuerdo requiere un análisis legal exhaustivo para determinar si cumple con todos los requisitos de la normativa vigente.

Asimismo, durante la inspección, el personal designado expuso que Cervecería Hondureña cuenta con varios Centros de Distribución (CD) en Honduras que tienen equipos de generación fotovoltaica en sus instalaciones. Actualmente, son aproximadamente 9 CD que tienen esta configuración.

CONCLUSIONES

A partir de los hallazgos obtenidos se concluye lo siguiente:

1. Actualmente, Cervecería Hondureña es un usuario regulado y cuyo suministro eléctrico es principalmente obtenido de la Empresa Distribuidora (ENEE), su estado es activo y con cuentas al día. Durante el mes de abril de 2025, se observó que el 72 % de la energía fue suministrado por la ENEE, mientras que el 28 % proviene del sistema de generación fotovoltaico. Adicionalmente, durante este periodo se identificó que realizan inyecciones de excedentes a la red de ENEE, principalmente durante el mediodía.
2. Respecto a la conexión de equipos de generación eléctrica, Cervecería Hondureña no cuenta con documentación que permita validar la solicitud y autorización ante la Empresa Distribuidora, conforme a lo establecido en el Artículo 41 del RSED y la normativa vigente aplicable.
3. Actualmente, Cervecería Hondureña no cumple con todos los requisitos exigidos por el RLGE Artículo 17 para habilitarse como Agente Comprador en el MEN. Este ha iniciado el proceso, sin embargo, solo cuenta con su registro como en el Registro de Consumidores Calificado de la CREE, aprobado mediante Resolución CREE-02-2024 de fecha 9 de enero de 2024 y constancia No. CC-22-2024.

RECOMENDACIONES

A partir de los hallazgos obtenidos se recomienda lo siguiente:

1. Solicitar a la Empresa Distribuidora la documentación sobre solicitudes para la autorización de equipos de generación asociadas al usuario Cervecería Hondureña ubicado en San Pedro Sula, en conformidad al marco regulatorio vigente.
2. Solicitar a la Empresa Distribuidora la documentación sobre solicitudes para la autorización de equipos de generación asociadas a los CD Cervecería Hondureña dentro del territorio hondureño, en conformidad al marco regulatorio vigente.
3. Solicitar a la Dirección de Asesoría Jurídica una opinión legal que permita identificar la figura como Agente del MEN, que permite regularizar la participación del usuario Cervecería Hondureña ubicado en San Pedro Sula en el MEN de acuerdo con la regulación vigente.
4. Solicitar a la Dirección de Asesoría Jurídica una opinión legal que permita identificar la figura como Agente del MEN, que permite regularizar la participación de los demás Centros de Distribución de Cervecería Hondureña en el MEN de acuerdo con la regulación vigente.
5. Emitir instrucciones para la regularización de las actividades que desarrolla la sociedad mercantil Cervecería Hondureña, de acuerdo con las recomendaciones que emita la Dirección de Asesoría Jurídica.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Solicitud de información dirigida a la ENEE, relacionadas a solicitud de proyectos de conexión de equipos de generación para autoconsumo. Realizada por Cervecería Hondureña SPS.	Oficio	Correo electrónico	Semana 41	No iniciado
2	Solicitud de información dirigida a la ENEE, relacionadas a solicitud de proyectos de conexión de equipos de generación para autoconsumo. Realizadas por los demás Centros de	Oficio	Correo electrónico	Semana 41	No iniciado



No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
	Distribución de Cervecería Hondureña.				
3	Remisión de solicitud de opinión legal dirigida a la Dirección de Asesoría Jurídica.	Memorándum	Correo electrónico	Semana 41	No iniciado
4	Emitir instrucciones para regularizar las actividades desarrolladas por Cervecería Hondureña SPS.	Oficio/ Requerimiento	Correo electrónico	Semana 47	No iniciado
5	Emitir instrucciones para regularizar las actividades desarrolladas por Centros de Distribución de Cervecería Hondureña.	Oficio/ Requerimiento	Correo electrónico	Semana 47	No iniciado

ANEXOS

Anexo 1. Constancia de registro como Consumidor Calificado

