GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS

CREE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2026 - TRIMESTRE III

P12 PF02
INFORME DE FISCALIZACIÓN DE PROCESOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA



Dirección de
Fiscalización

Septiembre 2026

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO.....3

1 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA PROGRAMACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA.....7

2 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA.....66

RESUMEN EJECUTIVO

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) es el ente encargado de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de la normativa vigente que regula el subsector eléctrico hondureño, con el fin de garantizar la confiabilidad, continuidad y calidad del servicio eléctrico suministrado a los usuarios. En este marco, la Dirección de Fiscalización de la CREE, con el objetivo de cumplir con los compromisos establecidos en el Plan Operativo Anual de la institución para el año 2026, en particular con respecto al Producto Final 2 del Programa 12, ha elaborado el presente documento, en el cual se presentan los resultados de las actividades de fiscalización y supervisión realizadas durante el tercer trimestre de 2026.

1. **Informe de Fiscalización de la Programación y Operación del Sistema**

   Durante el tercer trimestre de 2026, la Dirección de Fiscalización continuó las actividades de supervisión sobre la programación y operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), con énfasis en el cumplimiento de las obligaciones de declaración de información operativa por parte de los agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) y en el seguimiento a la ejecución del Plan Anual de Auditorías Técnicas (PAAT).

   Como resultado de las acciones de fiscalización, seguimiento institucional y coordinación con el Centro Nacional de Despacho (CND), se observaron avances en la calidad y la oportunidad de la información utilizada para la programación operativa. En particular, los mayores resultados se registraron en los horizontes de programación semanal y predespacho diario, donde los porcentajes de cumplimiento aumentaron respecto al período enero-mayo de 2026. Destaca especialmente la programación diaria, cuyo nivel de cumplimiento pasó del 40.2 % al 59.8 %, lo que refleja el impacto positivo de las medidas de digitalización, validación y seguimiento implementadas por el CND.

   Asimismo, durante el trimestre se fortaleció el proceso de coordinación regulatoria mediante el requerimiento formal de información al CND sobre las causas de los incumplimientos identificados, las acciones correctivas implementadas y las oportunidades de mejora en la calidad y trazabilidad de la información operativa.

Estas actuaciones permitieron obtener una mejor comprensión de las debilidades existentes y establecer una base técnica para futuras acciones de supervisión.

Como parte de las acciones preventivas orientadas a fortalecer el cumplimiento regulatorio, la Comisión desarrolló una jornada técnica de socialización sobre derechos y obligaciones de los actores del Mercado Eléctrico Nacional, con la participación de más de 140 asistentes entre modalidad presencial y virtual. Esta actividad contribuye al fortalecimiento del conocimiento normativo, la coordinación institucional y la mejora progresiva de las prácticas de reporte de información operativa.

En relación con la ejecución del Plan Anual de Auditorías Técnicas (PAAT), se continuó el seguimiento de los procesos correspondientes a los períodos 2023 y 2024, identificándose retrasos e incumplimientos en diversas etapas de las auditorías técnicas. No obstante, se observaron avances en la emisión de resoluciones y cierre de procesos por parte del CND, así como el cumplimiento oportuno en la publicación y socialización del PAAT 2027, lo que representa una mejora respecto a los procesos fiscalizados en años anteriores.

2. **Informe de Fiscalización de Administración del Mercado Mayorista**

La CREE, en el marco de sus funciones de supervisión y fiscalización del subsector eléctrico, evalúa la aplicación de los procedimientos que intervienen en el funcionamiento del Mercado Eléctrico Nacional (MEN). La revisión comprende aspectos relacionados con el despacho económico, la medición comercial, la liquidación de transacciones, el registro y validación de contratos, los desvíos de potencia firme, la provisión de servicios complementarios y la trazabilidad de la información utilizada en los procesos de liquidación.

Este análisis adquiere especial relevancia a partir de la entrada en vigor del Decreto Legislativo No. 198-2026, que contiene la Ley de Justicia Energética, publicado el 29 de septiembre de 2026, mediante el cual se introducen modificaciones importantes a la Ley General de la Industria Eléctrica y a la estructura del mercado eléctrico. Entre estos cambios se encuentra la creación del Operador del Sistema y del Mercado (OSM) como entidad técnica e independiente encargada de la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional y de la administración del mercado eléctrico,

bajo principios de independencia, eficiencia, transparencia, continuidad y neutralidad competitiva.

La reforma también incorpora y fortalece la participación de las Empresas Comercializadoras y modifica el régimen aplicable a los Consumidores Calificados, estableciendo que corresponde a la CREE fijar el valor de demanda que estos deberán superar para ser reconocidos como tales. Asimismo, el nuevo marco dispone que el OSM administrará el mercado mayorista, que comprende el Mercado de Contratos, el Mercado de Oportunidad y el Mercado de Servicios Complementarios, lo que supone una estructura con una mayor diversidad de participantes y transacciones comerciales.

En este contexto, resulta fundamental que los procedimientos de administración y, en particular, las reglas de liquidación del mercado sean claros, verificables y coherentes con la nueva estructura establecida por la Ley. La normativa vigente dispone que las liquidaciones deben sustentarse en información proveniente de la medición comercial, de los contratos y de los sistemas operativos, y contemplar los distintos cargos y obligaciones económicas correspondientes a generadores, comercializadores, distribuidores y Consumidores Calificados. Por ello, la transición hacia el nuevo esquema requiere asegurar la adecuada identificación de los participantes, el registro de sus transacciones y contratos, la calidad y la trazabilidad de la información utilizada, y la correcta asignación de los cargos correspondientes.

P12-PF02-PI01
INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA PROGRAMACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



Septiembre 2026

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS

CREE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA PROGRAMACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA

1.1 INTRODUCCIÓN

El presente informe expone los resultados del análisis de fiscalización de la programación y operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), desarrollado por la Dirección de Fiscalización con el propósito de verificar el cumplimiento de las disposiciones normativas que regulan la planificación operativa, la programación de la operación, el suministro de información por parte de los agentes y los mecanismos técnicos complementarios de seguimiento y control. Para tal efecto, se revisa el marco legal aplicable, considerando los antecedentes regulatorios y metodológicos del análisis, así como las obligaciones asociadas a los distintos horizontes de programación y a las planificaciones complementarias previstas en la normativa sectorial.

Sobre esta base, el informe presenta los resultados de la verificación efectuada respecto del cumplimiento de la declaración de información operativa y del Plan Anual de Auditorías Técnicas (PAAT), con el fin de identificar hallazgos relevantes, determinar su incidencia regulatoria y sustentar conclusiones, recomendaciones y acciones de seguimiento en el ámbito de competencia de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

1.2 OBJETIVOS

Desarrollar un plan integral de fiscalización enfocado a evaluar la coherencia, cumplimiento normativo y correcta aplicación de los criterios de despacho económico, y su vinculación con la planificación operativa en los distintos horizontes del Sistema Interconectado Nacional (SIN), con énfasis en la verificación de la calidad, conformidad y consistencia de la información suministrada por los agentes.

1.2.1 Objetivos específicos

1. Identificar y sistematizar el análisis de la implementación de las disposiciones normativas regulatorias aplicables a la programación del despacho económico de los recursos de generación en el MEN incluyendo las obligaciones relacionadas con la entrega, calidad y oportunidad de la información técnica y operativa de los agentes.
2. Identificar las etapas definidas en la normativa con relación a la planificación operativa y la programación del despacho, estableciendo indicadores que permitan evaluar el grado

de cumplimiento normativo, con especial énfasis en las deficiencias detectadas en la presentación de información por parte de los agentes.

3. Desarrollar una metodología y cronograma de fiscalización orientados a atender las brechas detectadas en el proceso de planificación y programación del despacho económico, priorizando la verificación de la calidad, consistencia y trazabilidad de la información utilizada en la toma de decisiones operativas.
4. Definir mecanismos que permitan evaluar de manera continua la ejecución del despacho en relación con lo programado, verificando el cumplimiento de los criterios de mínimo costo y de las restricciones técnicas del sistema, así como la adecuada provisión de información por parte de los agentes conforme a lo establecido en la normativa vigente.

1.3 MARCO LEGAL

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

1.3.1 Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE)

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, asimismo:

1. Define en el Artículo 1, literal C, romano XI, que la operación del sistema es la planificación y la conducción de la operación del sistema eléctrico y del mercado eléctrico nacional, incluyendo las relaciones con los sistemas eléctricos de los países vecinos y con el sistema y mercado eléctrico regional.
2. Establece en el Artículo 9, literal A, que la figura a cargo de la operación del sistema eléctrico nacional será la entidad denominada Operador del Sistema (ODS).
3. Establece en el Artículo 9, literal C, que las empresas del subsector eléctrico deben suministrar, en los plazos y por los medios que defina el Reglamento, la información que el Operador del Sistema les solicite para el ejercicio de sus funciones.
4. Define en el Artículo 9, literal E, las funciones adicionales del Centro Nacional de Despacho, en su calidad de operador del sistema, que para términos del presente informe se enlistan las siguientes:

a. Efectuar diariamente el Despacho Nacional, aprovechando la posibilidad de ventas y compras en el MER, de forma que se garantice la satisfacción de la demanda al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado eléctrico.
b. Calcular los costos marginales de corto plazo de la energía de conformidad con un despacho en base a un orden de mérito y lo que establezcan los Reglamentos aplicables.
c. Coordinar, modificar y autorizar, en su caso, los planes de mantenimiento de las unidades de generación y de las instalaciones de transmisión.
d. Determinar la capacidad de los elementos de la red nacional de transmisión y de sus conexiones con la red eléctrica regional;
e. Impartir las instrucciones de funcionamiento de las unidades de generación, así como las de operación de la red de transmisión, incluidas las interconexiones internacionales;
f. Ordenar el funcionamiento de las instalaciones de generación cuya indisponibilidad no haya sido previamente autorizada por él, cuando se requiera para asegurar la continuidad del suministro eléctrico;
g. Dirigir los procedimientos para el restablecimiento del suministro eléctrico en situaciones de emergencia;
h. Efectuar la liquidación financiera de las operaciones en el mercado de electricidad;
i. Calcular con la periodicidad que establezca el Reglamento, y proponer a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), para su aprobación, los costos de generación que entrarán en el cálculo de las tarifas a los usuarios finales.

1.3.2 Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica

El Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) tiene por objeto desarrollar las disposiciones de la LGIE. En particular, este reglamento desarrolla la regulación de las actividades de generación, transmisión, operación, distribución y comercialización de electricidad en el territorio de la República de Honduras. Asimismo:

1. En el Artículo 3 Definiciones, para términos del presente informe se toma en consideración lo siguiente:
    a. Actores del Mercado Eléctrico Nacional: Son todos los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, Empresas Transmisoras y el Operador del Sistema que estén autorizados por las leyes para operar en el territorio nacional.

b. Agentes del Mercado Eléctrico Nacional: Las Empresas Generadoras, Empresas Distribuidoras y Empresas Comercializadoras, así como los Consumidores Calificados que hayan optado por participar del Mercado Eléctrico Nacional, que cumplan los requisitos que a tal efecto establezca este Reglamento y el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista.
c. Despacho Económico: Es la programación de mínimo costo de producción de las centrales o unidades de generación disponibles para suministrar la demanda eléctrica teniendo en cuenta las restricciones operativas de dichas centrales o unidades de generación, así como las restricciones que imponen la calidad y seguridad del sistema.

2. El Artículo 11 define que el Mercado Eléctrico Nacional es un mercado mayorista que es administrado por el ODS y está compuesto por un mercado de contratos y un mercado de oportunidad.

1.3.3 Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Eléctrico Nacional

El Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Eléctrico Nacional (ROM) tiene por objeto establecer las normas y procedimientos para la operación del Sistema Interconectado Nacional de Honduras y para la administración del Mercado Eléctrico Nacional de Honduras (MEN), incluyendo su relación con los sistemas eléctricos de los países vecinos, así como con el Sistema Eléctrico Regional y el Mercado Eléctrico Regional centroamericano. Asimismo, este Reglamento desarrolla la Ley y su Reglamento en lo relativo a las funciones y responsabilidades del ODS, así como las obligaciones y derechos de los agentes del MEN.

1. En su Artículo 9 define las obligaciones de los Agentes del MEN que para términos del presente informe se enlistan las siguientes:
    a. Cumplir las instrucciones que dicte el ODS, salvo causas de fuerza mayor que impliquen un riesgo para la seguridad de las instalaciones o las personas las cuales podrán ser verificadas por el ODS.
    b. Suministrar la información que el ODS les solicite para el ejercicio de sus funciones dentro de los plazos y por los medios que requiera el ODS.
    c. Comunicar al ODS la información necesaria para la gestión de los mantenimientos, así como información a la mayor brevedad después de la ocurrencia de Indisponibilidades Forzadas.

d. Los Agentes Compradores deberán enviar al ODS proyecciones de crecimiento de la demanda y los planes de expansión para su consideración en la planificación de la expansión del Sistema Principal de Transmisión.
e. Los Agentes Productores estarán obligados a poner a las órdenes del ODS toda la capacidad disponible de sus centrales. Esta obligación incluye la potestad del ODS de presentar ofertas de oportunidad en el MER con el fin de minimizar el costo de abastecer la demanda eléctrica nacional.
f. Suministrar los Servicios Complementarios requeridos por el ODS de acuerdo con los mecanismos definidos en este Reglamento y cumplir con los requisitos técnicos fijados para ello en la Norma Técnica de Servicios Complementarios.

2. En su Artículo 10 define las funciones específicas del ODS, para términos del presente informe se enlistan las siguientes:
   a. Supervisar y controlar las operaciones del SIN en coordinación con los Agentes del MEN, operador de sistema y agentes transmisores de la región, bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia económica.
   b. Definir el Período Crítico del Sistema y determinar la Potencia Firme de Centrales Generadoras, así como el Requerimiento de Potencia Firme de los Agentes Compradores mediante los procedimientos establecidos en este Reglamento y la metodología definida en la Norma Técnica de Potencia Firme.
   c. Impartir instrucciones de operación a los recursos de generación e instalaciones de transmisión, incluidas las interconexiones internacionales, con el objetivo de asegurar la continuidad del suministro eléctrico nacional y satisfacer las transacciones resultantes del MEN y el MER.
   d. Administrar diariamente el Mercado de Oportunidad para cada Periodo de Mercado, determinando el Despacho Económico e incorporando la posibilidad de efectuar transacciones en el MER, y calculando los Precios Nodales resultantes.
   e. Presentar ofertas de retiro e inyección regionales en los nodos de la RTR con el fin de reducir los costos de abastecer la demanda eléctrica nacional y hacer posible la exportación e importación de energía bajo criterios de eficiencia económica.
   f. Verificar los costos variables de las unidades generadoras de acuerdo con la metodología definida en la normativa correspondiente para tal efecto e informar a la CREE sobre aquellos generadores cuyos costos variables no cumplan con lo

establecido en este Reglamento y las Normas Técnicas, o que no representen el costo real de generación.

g. Coordinar, modificar y autorizar, en su caso, los planes de mantenimiento de las unidades de generación y de las instalaciones de transmisión.
h. Realizar la programación de la operación con diferentes horizontes temporales de acuerdo con lo establecido en el presente Reglamento asegurando una adecuada Programación Hidrotérmica que minimice los costos de suministro nacional y la garantice la seguridad de suministro.
i. Elaborar una guía para el restablecimiento del servicio eléctrico y dirigir los procedimientos para el restablecimiento de este en caso de producirse la formación de islas o el colapso del sistema.
j. Administrar y supervisar la provisión de Servicios Complementarios por parte de los Agentes del MEN de acuerdo con los procedimientos y requisitos definidos en el presente Reglamento.
k. Calcular anualmente el costo base de generación a trasladar a las tarifas de los usuarios finales y proponerlo a la CREE para su aprobación.
l. Elaborar y remitir mensualmente a la CREE y a los Agentes del MEN informes de funcionamiento de la operación del sistema y del MEN, así como realizar los informes solicitados por la Secretaría. Los contenidos de estos informes serán definidos por la CREE.

3. Mediante el Artículo 21 define que la planificación operativa estará basada en tres tipos de programación con distintos horizontes temporales: largo plazo, semanal y planificación diaria o Predespacho.
4. El Artículo 22 define que la planificación operativa de largo plazo se realizará con un horizonte temporal de tres (3) años, detallada de forma semanal y se deberá actualizar al menos con una periodicidad mensual. Los objetivos principales de la Planificación Operativa de Largo Plazo son:

a. Realizar una programación indicativa de la operación del sistema a mínimo costo garantizando la continuidad y seguridad del suministro.
b. Calcular el Valor del Agua de las centrales hidroeléctricas de embalse, que se utilizará en la programación semanal y en el Predespacho.

c. Calcular los costos base de generación previstos para el siguiente año, para su traslado a tarifa de acuerdo con el Reglamento de la Ley. Para este fin, se usará la última Planificación Operativa de Largo Plazo disponible.

5. Que el Artículo 24 modificado mediante Acuerdo CREE-07-2025, define que los Agentes del MEN con plantas de generación deberán realizar una declaración mensual de los costos variables de sus recursos de generación, el cual podrá ser auditado por la CREE. El ODS llevará a cabo una auditoría técnica para determinar la curva de rendimiento de cada unidad generadora según su nivel de carga y los costos de arranque y parada. Asimismo, el ODS podrá realizar una auditoría técnica de los parámetros operativos de cualquier tipo de centrales.
6. Que el Artículo 25 modificado mediante Acuerdo CREE-07-2025, establece que la programación semanal se realizará una vez por semana, para la siguiente semana de calendario, con un detalle horario. El objetivo de esta es realizar una programación y despacho indicativos de los recursos de generación, así como una estimación de los Precios Nodales en el Sistema Principal de Transmisión.
7. Que el Artículo 27 modificado mediante Acuerdo CREE-07-2025, establece que Predespacho nacional se realiza con detalle horario el día anterior al despacho físico de los recursos de generación, utilizando como base la demanda horaria prevista en cada nodo, recursos de generación e instalaciones de transmisión declaradas como disponibles teniendo en cuenta los límites operativos asociados a las restricciones de seguridad y los márgenes de reserva y potencia reactiva necesarios para la operación segura del sistema.
8. Que el Artículo 53 establece sobre la operación en tiempo real. El ODS podrá realizar modificaciones en el despacho de los recursos de generación en tiempo real por razones de seguridad del sistema. Estas modificaciones podrían ser causadas por restricciones físicas de transmisión, Indisponibilidades Programadas de instalaciones o el incumplimiento de otros criterios de seguridad y calidad. Asimismo, el ODS podrá requerir la provisión de Servicios Complementarios según lo establecido en el Título VI de este Reglamento.

1.3.4 Norma Técnica de Programación de la Operación

La Norma Técnica de Programación de la Operación (NT-PO) tiene por objeto establecer los plazos, requerimientos e intercambios de información, modelos, metodologías, criterios y procedimientos para la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Honduras para la planificación de la operación, los procesos de despacho, y la Operación en Tiempo Real. Para términos del presente informen se toma en consideración lo dispuesto a continuación:

1. La Sección 3.2 establece que cada empresa o instalación coordinada o despachada por el ODS tiene la obligación de suministrar la información requerida para la programación de la operación y el Despacho Económico, y de cumplir todas las instrucciones del ODS, salvo motivos de fuerza mayor o riesgo para la seguridad de sus instalaciones o las personas debidamente justificados por el Coordinado. En dicho caso, el Coordinado debe informar inmediatamente al ODS que no podrá cumplir, para que el ODS lo tenga en cuenta en el Despacho Económico y la Operación en Tiempo Real.

   El ODS podrá requerir información adicional al Coordinado para validar la justificación. De verificarse que la justificación no era válida, se considerará un incumplimiento del Coordinado a los programas, asignaciones o instrucciones del ODS.

   Todo propietario, usufructuario o gestor de instalaciones eléctricas o sistemas que opera en el SIN y que califica como Coordinado debe poner a disposición del ODS toda la potencia disponible de generación y capacidad de redes para optimizar la planificación de la operación, el Despacho Económico y la Operación en Tiempo Real, y garantizar el cumplimiento de los CCSDM.

   Todo propietario de generación o transmisión en construcción tiene la obligación de suministrar al ODS la información requerida para la Planificación Operativa de Largo Plazo y los Estudios de Seguridad Operativa, con una anticipación no menor a dieciocho (18) meses antes de su fecha prevista de entrada en operación.

   Las condiciones en los contratos registrados con el ODS no serán tenidas en cuenta para la Planificación Operativa de Largo Plazo, Programación Semanal o Despacho Económico. Las condiciones acordadas en los contratos entre Agentes del Mercado Eléctrico Nacional no podrán establecer restricciones al Despacho Económico, con excepción de los Contratos Preexistentes, en los que el ODS tendrá en cuenta obligaciones de despacho, en caso de existir. Para una Empresa Generadora, las diferencias entre la energía horaria generada resultante del Despacho Económico e instrucciones del ODS y la energía comprometida en contratos se conciliará como compra en el Mercado de Oportunidad en caso de ser lo generado menor que la energía total comprometida en contratos, o como ventas al Mercado de Oportunidad en caso de que en la hora haya generado más que la energía total contratada.

   En el caso de generación con capacidad instalada menor que cinco (5) MW conectada a la red de distribución y coordinada por el ODS, todo incumplimiento al suministro de información al ODS establecido en esta Norma Técnica aplicará a este tipo de generación,

salvo que el ODS haya designado a la Empresa Distribuidora como coordinador intermediario y que este reciba la información de estas Empresas Generadoras, pero no la suministre en tiempo y forma al ODS.

2. La Sección 5.1 establece que el ODS tiene la responsabilidad de organizar y mantener actualizada en una o más bases de datos, la información técnica y operativa del SIN (generación, demanda, redes, etc.) requerida para la planificación y programación de la operación, y que permitan modelar, realizar Estudios de Seguridad Operativa, optimizar, realizar el Despacho Económico y simular la operación del SIN. La información de la base de datos técnicos será pública para los Coordinados y para los que tienen obras en construcción aun cuando no califiquen aún como Coordinados, exceptuando la información que se considere confidencial.

   El no envío de la información requerida sin justificación válida o suministrar información incompleta o no veraz se considera una infracción a esta Norma Técnica. El ODS informará a la CREE del incumplimiento referido en el presente párrafo. El detalle de la información técnica a suministrar se establece en el Anexo Base de Datos del SIN.

3. Que la sección 9.2 define la información general a suministrar por lo coordinados para la planificación a Largo Plazo enlistada a continuación:
   a. Todas las Empresas Generadoras y Empresas Transmisoras: enviar las solicitudes de mantenimientos mayores o ajuste a los mantenimientos mayores programados, de acuerdo con lo que establece la Norma Técnica de Mantenimientos;
   b. La Empresa Transmisora suministrará la información necesaria para que el ODS realice los Estudios de Seguridad Operativa para los siguientes doce (12) meses y determine las restricciones a tener en cuenta en la Planificación Operativa de Largo Plazo para cumplir con los CCSDM, incluyendo informar entrada en operación de nuevo equipamiento;
   c. Todos los Coordinados con generación, previsiones de disponibilidad, y fechas e información sobre la entrada de nueva generación o de rehabilitación de generación existente, prevista durante los siguientes treinta y seis (36) meses;
   d. Las centrales hidroeléctricas con embalses de regulación, suministrar los pronósticos de caudales afluentes, de existir, y actualizar o confirmar las restricciones aguas abajo;
   e. Las centrales térmicas, toda restricción prevista a la disponibilidad de combustibles;

f. Salvo las centrales hidroeléctricas, cada Empresa Generadora debe suministrar su declaración mensual de costos variables y, para las unidades térmicas, su Costo de Arranque y Parada, de acuerdo a lo que establece el Anexo Costos Variables de Generación;

g. Las Empresas Distribuidoras, Empresas Comercializadoras y Consumidores Calificados que sean Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, deben suministrar pronósticos de demanda semanal para los próximos doce (12) meses (energía y potencia máxima) en cada punto de conexión, el crecimiento previsto de la demanda de energía y potencia máxima para los veinticuatro (24) meses subsiguientes, la información y supuestos en que se basan los pronósticos; y el perfil o perfiles típicos de carga.

4. La Sección 9.5 define los aspectos técnicos a considerar y cronograma para la elaboración del Informe de Planificación Operativa a Largo Plazo, describiendo lo siguiente: Cada Coordinado tiene la obligación de enviar al ODS durante la primera semana de cada mes la información requerida para la Planificación Operativa de Largo Plazo del siguiente mes.

   Antes del día quince (15) de cada mes, el ODS actualizará la base de datos del SIN y completará la versión preliminar del Informe Planificación Operativa de Largo Plazo correspondiente al siguiente mes.

   En la Planificación Operativa de Largo Plazo realizada para noviembre, el ODS incluirá además un Anexo para cada Empresa Distribuidora con la previsión de costos base de generación (correspondiente al escenario de media) y otros cargos a trasladar a tarifas de los usuarios (cargo del ODS, cargo por SSCC y cargos del MER que corresponden a la Empresa Distribuidora), de acuerdo con lo que establece el Reglamento de Tarifas. El ODS enviará la versión preliminar del Informe de Planificación Operativa de Largo Plazo a los Coordinados para que envíen sus comentarios dentro de los siguientes cinco (5) días hábiles.

   Antes de finalizar el mes, el ODS finalizará el informe teniendo en cuenta los comentarios recibidos de los Coordinados. El ODS publicará en su página web a más tardar el último viernes del mes la versión final del Informe de Planificación Operativa de Largo Plazo correspondiente al siguiente mes, para conocimiento de los Coordinados y la CREE. El ODS incluirá un anexo con la matriz de comentarios recibidos y las respuestas

Como parte del procedimiento para el informe del mes de noviembre, el ODS enviará a la CREE el anexo con los resultados para cada Empresa Distribuidora del costo base de generación y con la información de otros costos o cargos del MEN o MER a pagar por la Empresa Distribuidora.

5. Que la sección 10.3 define la información general de carácter semanal a suministrar por lo coordinados, esta se define de manera general en el Anexo Base de Datos del SIN, sin embargo, se enlista como mínimo la siguiente:
    a. Actualizar o confirmar toda restricción del Coordinado que afecte la Programación Semanal y/o el Despacho Económico, indicando el motivo que justifica la restricción;
    b. Informar mantenimientos requeridos o programados para la semana programada, de acuerdo con lo que establece la Norma Técnica de Mantenimientos;
    c. Informar disponibilidad, restricciones y ofertas referidas a SSCC, de acuerdo con lo que establece la NT-SSCC;
    d. La Empresa Transmisora debe suministrar:
        i. La información necesaria para los Estudios de Seguridad Operativa y para que el ODS actualice las restricciones de transmisión y cumplimiento de los CCSDM a tener en cuenta en la Programación Semanal; y
        ii. Disponibilidad programada o prevista de su equipamiento de transmisión, transformación y compensación, capacidad de cada vínculo de transmisión, estado de carga y disponibilidad de los SAE de transmisión y cualquier otra restricción que puede afectar el despacho y la operación informando los motivos de dicha restricción;
    e. La Empresa Distribuidora, Empresa Comercializadora o Consumidor Calificado que es Agente del Mercado Eléctrico Nacional: pronósticos de demanda para los siete (7) días horizonte de la Programación Semanal (energía diaria y demanda horaria) en cada punto de conexión (energía diaria y demanda horaria);
    f. Cada Empresa Generadora, informar Potencia Efectiva disponible de sus recursos de generación prevista para los siete (7) días horizonte de la Programación Semanal;
    g. Cada Central Generadora Híbrida, informar el Programa de Operación;
    h. Cada central hidroeléctrica con embalses, suministrar la información requerida para el cálculo del Valor del Agua, incluyendo los pronósticos de caudales afluentes

para 8 días horizonte de la Programación Semanal, en caso de existir, actualizar o confirmar las restricciones aguas abajo, y para los embalses de regulación nivel previsto al comienzo de la semana siguiente.

i. Cada central térmica, toda restricción prevista a su disponibilidad de combustibles incluyendo el motivo de la restricción y planes para resolver la situación;
j. Cada parque eólico, solar fotovoltaico o central hidroeléctrica de pasada: pronósticos de generación diaria y horaria para los siete (7) días horizonte de la Programación Semanal;

El Coordinado, cuando corresponda, puede informar que se mantienen datos informados en la última Programación Semanal.

El ODS actualizará la Base de Datos del SIN para la Programación Semanal con la siguiente información:

a. La información suministrada por los Coordinados, luego de la correspondiente validación con las correcciones o los ajustes que sean necesarios;
b. Completando los datos no suministrados por los Coordinados, pudiendo continuar utilizando los datos para dicha semana en la Planificación Operativa de Largo Plazo o los datos utilizados en la Programación Semanal de la semana vigente;
c. Actualizando las restricciones de transmisión y por CCSDM;
d. Los programas de mantenimiento semanal acordados para generación y transmisión, incluyendo interconexiones regionales;
e. Realizar la previsión de precios de referencia de combustibles y actualizar los Costos Variables de Generación y los Costos de Arranque y Parada para la generación térmica;
f. Incorporar las restricciones a disponibilidad de combustible informadas;
g. Intercambios indicativos en los nodos de la RTR acuerdo a los contratos firmes regionales registrados con el EOR e informados al ODS.

6. La Sección 10.6 define los aspectos técnicos a considerar y cronograma para la elaboración de la Programación Semanal, describiendo lo siguiente: Antes del comienzo de cada semana, el ODS debe realizar la programación de la operación para la siguiente semana, considerando cada semana de lunes a domingo; es decir un horizonte de siete (7) días con detalle diario y horario. Se considerará como primera semana de cada año calendario la semana desde el primer lunes del año hasta el siguiente domingo. Se considerará como

última semana de cada año calendario la semana desde el último lunes del año hasta el siguiente domingo.

El Informe de Programación Semanal del ODS incluirá la siguiente información: datos de entrada, supuestos y resultados para la siguiente semana y una estimación preliminar indicativa para la semana subsiguiente.

7. Que la sección 11.3 define la información general requerida para el predespacho a suministrar por lo coordinados, esta se define de manera general en el Anexo Base de Datos del SIN, sin embargo, se enlista como mínimo la siguiente:
   a. Actualizar o confirmar toda restricción del Coordinado que afecte el Despacho Económico y que no fue informada en la Programación Semanal vigente, indicando el motivo que justifica la restricción, incluyendo modificación o cancelación a los mantenimientos acordados en la Programación Semanal de acuerdo con lo que establece para el Predespacho la Normativa Técnica de Mantenimiento;
   b. Solicitar ensayos o pruebas que afectan el Despacho Económico y pueden impactar cumplir con los CCSDM;
   c. Informar disponibilidad, restricciones y ofertas para SSCC, de acuerdo con lo que establece la NT-SSCC para el Predespacho;
   d. Las Empresas Transmisoras: Informar la disponibilidad programada o prevista de su equipamiento de transmisión, transformación, SAE de transmisión y compensación de energía reactiva;
   e. Cada Empresa Distribuidora, Empresa Comercializadora o Consumidor Calificado que es Agente del Mercado Eléctrico Nacional: pronósticos de demanda horaria en cada punto de conexión;
   f. Cada Empresa Generadora, informar Potencia Efectiva disponible prevista para las siguientes treinta y seis (36) horas;
   g. Cada central de generación térmica: informar sus precios de combustible (puesto en la central) y, en caso de existir, las restricciones o falta de combustible indicando la causa y duración de la restricción;
   h. Cada central hidroeléctrica que no sea de regulación, parque eólico y solar fotovoltaico o central hidroeléctrica de pasada: pronósticos de generación horaria para las siguientes treinta y seis (36) horas.

i. Adicionalmente a requerimientos mencionados anteriormente para centrales generadoras, cada Central Generadora Híbrida debe informar su Programa de Operación.

j. Los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional autorizados a realizar transacciones en el MER, declarar los contratos regionales y ofertas regionales para el día siguiente, suministrando al ODS la información requerida en el RMER.

8. Que la Sección 11.11 define los aspectos técnicos a considerar y cronograma para la elaboración del Predespacho

Cada día, antes de las 9:00 horas, cada Coordinado debe suministrar al ODS la información requerida para el Predespacho del día siguiente. El Coordinado podrá indicar que mantiene la misma información que el Predespacho o Redespacho vigente. Antes de las 9:30 horas, el ODS debe realizar: (i) la validación de datos para el Predespacho, (ii) el pronóstico de demanda total del SIN y por nodo de conexión, y (iii) completar y actualizar la base de datos del SIN para el Predespacho, sin incluir intercambios regionales. El ODS enviará al EOR la información sobre la red principal de transmisión de acuerdo con lo que establece el RMER.

Antes de las 10:00 horas, el ODS debe realizar la validación de la declaración de contratos y ofertas regionales, para enviar al EOR de acuerdo con lo que establece el RMER. Las inconsistencias que se identifiquen se deberán resolver en coordinación con el EOR y los Agente del Mercado Eléctrico Nacional que las declararon, y podrán ser modificadas o eliminadas de acuerdo con lo que establece esta Norma Técnica. Los ajustes y clarificaciones se acordarán antes de las 11:30 horas.

Antes de las 13:00 horas el ODS debe finalizar el Predespacho inicial, resultado del Despacho Económico y asignación de SSCC, pero sin incluir transacciones regionales, y calcular las ofertas de oportunidad al MER. El ODS publicará el Predespacho inicial en su página web.

El ODS debe enviar al EOR el Predespacho inicial del SIN antes de las 13:00 horas, incluyendo las ofertas de oportunidad y los contratos regionales dentro de los plazos y con la información que establece el RMER.

El ODS realizará la coordinación con el EOR del Predespacho Regional y servicios auxiliares regionales de acuerdo con los procedimientos y plazos que se establecen en el RMER y las normas técnicas del ROM.

El EOR enviará al ODS el Predespacho Regional acordado dentro de los plazos establecidos en el RMER, pero no más tarde que las 16:00 horas.

Antes de las 18:00 horas, el ODS informará a los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional sus transacciones regionales resultantes y a incluir Predespacho final del SIN.

9. En la sección 14.3 establece que es un incumplimiento de suministro de información, el ODS tiene el derecho de completar la información faltante y corregir información que considera inválida. El Coordinado debe aceptar los resultados de los valores del ODS que afectan sus instalaciones y equipamiento en el Despacho Económico, cumplimiento de CCSDM y asignación de SSCC.
10. En el Anexo 2, información técnica y operativa de la generación, establece que Cada Empresa Generadora debe suministrar al ODS toda la información requerida para la Planificación Operativa de Largo Plazo, la Programación Semanal, el Despacho Económico, la asignación de SSCC, y el cálculo de costos marginales del SIN.

    Toda empresa con nueva generación comprometida en ventas a un Agente Comprador o prevista entrar en operación dentro de los siguientes dieciocho (18) meses debe suministrar al ODS la información requerida para la Planificación Operativa de Largo Plazo y Estudios de Seguridad Operativa, aún en el caso que todavía no califique como Coordinado.

    La información a suministrar para generación incluirá como mínimo la siguiente:

    a. Fechas previstas para la entrada en operación comercial de nueva generación;
    b. Tecnología de generación;
    c. Datos de potencia, incluyendo potencia instalada, Potencia Efectiva a plena carga, potencia mínima operativa, y Consumo Propio de Generación informado como porcentaje de la potencia generada;
    d. Parámetros eléctricos de los equipos o instalaciones de la central y de las unidades generadoras, incluyendo diagramas;

e. Parámetros y restricciones operativas de arranque y parada de unidades generadoras térmicas, incluyendo tiempo de arranque desde parada fría hasta sincronismo y desde sincronismo hasta plena carga; restricciones, en caso de existir, al tiempo mínimo requerido entre una parada y un nuevo arranque;

f. Restricciones al despacho: rampas máximas de subida (toma de carga) y bajada (reducción de carga); cualquier otra restricción que afecte el despacho, así como los motivos que justifican dicha restricción;

g. Datos referidos a los Servicios Complementarios de acuerdo con lo establecido en la NT-SSCC para el procedimiento de habilitación, incluyendo entre otros: (i) parámetros y características para regulación primaria y secundaria de frecuencia; (ii) parámetros y características para regulación de voltaje y potencia reactiva, curva de capabilidad, márgenes de sub-excitación y sobreexcitación, y (iii) toda restricción a los compromisos acordados en la habilitación de SSCC;

h. Información adicional según tecnología:

   i. Para cada central hidroeléctrica: número de unidades generadoras, información técnica y operativas de la central y del embalse incluyendo nivel máximo y mínimo operativo, curva de volumen embalsado en función del nivel, volumen de regulación; caudal máximo y mínimo turbinable; factor de producción nivel del embalse-caudal; restricciones aguas debajo de existir, serie(s) de hidrología histórica; evaporación media mensual; y costos variables de operación y mantenimiento.

   ii. Para cada unidad térmica: tipos de combustibles (tales como combustible líquidos, gas natural, carbón), almacenamiento de combustibles, para el siguiente mes declaración de los Costos Variables de Generación incluyendo Consumo Específico de Combustible (medio y curva o rendimiento) según nivel de carga, poder calorífico inferior del combustible (kcal / unidad de combustible), y Costos de Arranque y Parada; tasa de indisponibilidad forzada prevista para generación nueva; cualquier restricción a la disponibilidad de combustibles. El ODS coordinará ensayos o una auditoría técnica para determinar la curva de rendimiento de cada unidad generadora según su grado de carga, y los Costos de Arranque y Parada.

iii. Para cada central geotérmica: potencia máxima neta, tiempos y restricciones de arranque y parada, de operación previstas y su disponibilidad (por ejemplo, mantenimiento o trabajos en pozos).

iv. Para cada central de biomasa: información similar a la generación térmica si combina la operación con quemado de combustible; y además tipo de biomasa, mezcla prevista (combustible – biomasa).

v. Para cada parque eólico, estadística de energía generable (horaria, semanal) con base en estadística de medición de viento; pronósticos de generación diaria y horaria para la Programación Semanal y el Predespacho, y de ser necesario correcciones al pronóstico para Predespacho; costo variable de operación y mantenimiento.

vi. Para cada parque solar fotovoltaico, estadística de energía generable (horaria, semanal) con base en estadística de irradiación; pronósticos de generación

vii. diaria y horaria para Programación Semanal y Predespacho, y de ser necesario correcciones al pronóstico para Predespacho; costo variable de operación y mantenimiento.

11. En el Anexo 3, Costos Variables de Generación sección 8, establece que los titulares de centrales generadoras, o los compradores que hayan adquirido el derecho a la producción de estas, están obligados a poner a disposición del ODS toda la potencia disponible de sus unidades o centrales generadoras, declarando la información de sus Costos Variables de Generación para el Despacho Económico de acuerdo con lo que se establece en este Anexo. La declaración de costos variables será según la tecnología de acuerdo con lo siguiente:

    a. Generación térmica: La Empresa Generadora debe suministrar una declaración mensual de Costos Variables Térmicos y Costo de Arranque y Parada para el mes siguiente junto con los datos para la Planificación Operativa de Largo Plazo. El Costo Variable Térmico por el ODS se utilizará para el Despacho Económico del mes siguiente. En caso de que la Empresa Generadora no suministre la información dentro de los plazos requeridos, el ODS podrá continuar utilizando el Costo Variable Térmico vigente o ajustarlo de acuerdo a precios de referencia.

        i. Generación con Contrato Pre-existente: suministrar la información para los Costos Variables Térmicos de acuerdo a lo que establece este Anexo, dado por los precios de combustibles, costos de transporte, consumo específico con curva por nivel de carga, poder calorífico inferior del combustible (kcal / unidad de

combustible), Costo Variable de Operación y Mantenimiento, y el Costo de Arranque y Parada. La Empresa Generadora debe informar el precio de la energía en el contrato para que, en caso de existir capacidad disponible que no resulte generando en el Predespacho, el ODS pueda ofertar dicha capacidad disponible al mercado de oportunidad del MER. La Empresa Distribuidora, que es la parte compradora en el contrato, validará la información a través de notificar al ODS que la información suministrada por la Empresa Generadora corresponde a lo que establece el contrato. En caso de que no se informe al ODS el precio de la energía en el contrato, el ODS no ofertará al MER la capacidad disponible cuando exista, debido a la información faltante.

ii. Generación sin Contrato Preexistente: suministrar la información para los Costos Variables Térmicos de acuerdo con lo que establece este Anexo, dado por los precios de combustibles, costos de transporte, consumo específico con curva por nivel de carga, poder calorífico inferior del combustible (kcal/ unidad de combustible), Costo Variable de Operación y Mantenimiento, y el Costo de Arranque y Parada.

iii. El ODS llevará a cabo una auditoría técnica para validar la curva de rendimiento de cada unidad generadora según su grado de carga, y los Costos de Arranque y Parada.

iv. En caso de que la Empresa Generadora no realice la declaración mensual durante dos (2) meses, el ODS deberá realizar una auditoría técnica para verificar los Costos Variables Térmicos, y el costo de dicha auditoría será a cargo de la Empresa Generadora dado el incumplimiento en su obligación a la declaración mensual.

b. Centrales generadoras hidroeléctricas: El costo variable para la optimización hidrotérmica y el Despacho Económico será el Valor del Agua calculado por el ODS junto con la Programación Semanal, de acuerdo con lo que se establece en el Anexo Tipos de Centrales Hidroeléctricas y Valor del Agua. La Empresa Generadora debe enviar la información requerida en dicho anexo. El ODS podrá realizar una auditoría técnica de los parámetros operativos de las centrales hidroeléctricas que afectan su despacho y Valor del Agua.

c. Generación geotérmica, solar fotovoltaica y eólica:

i. Generación con Contrato Pre-existente: El costo variable se considera nulo para el Despacho Económico, de acuerdo con lo establecido en el marco legal. La Empresa

Generadora debe informar el precio de la energía en el contrato para que, en caso de existir excedentes que no resultan previstos generando en el Predespacho, el ODS pueda ofertar dicha energía al mercado de oportunidad del MER. La Empresa Distribuidora, que es la parte compradora en el contrato, validará la información a través de notificar al ODS que la información suministrada por la Empresa Generadora corresponde a lo que establece el contrato. En caso de que no se informe al ODS el precio de la energía en el contrato, el ODS no ofertará al MER excedentes cuando existan debido a la información faltante.

ii. Generación sin Contrato Pre-existente: La Empresa Generadora debe suministrar, junto con los datos para la Planificación Operativa de Largo Plazo, una declaración mensual del Costo Variable de Operación y Mantenimiento para el mes siguiente, incluyendo cuando sea necesario o lo requiera el ODS la documentación que lo valida. El costo variable validado por el ODS se utilizará para el Despacho Económico del mes siguiente. En caso de que la Empresa Generadora no suministre la información dentro de los plazos requeridos, el ODS podrá continuar utilizando el costo variable vigente.

1.3.5 Norma Técnica de Mantenimientos

La Norma Técnica de Mantenimientos tiene por objeto establecer los plazos, requerimientos, intercambios de información y procedimientos para (i) elaborar y actualizar el Plan Anual de Mantenimientos del SIN; (ii) enviar solicitudes de mantenimiento semanal, diarios y de emergencia, y su coordinación y autorización por el ODS; (iii) la evaluación del cumplimiento de los programas de mantenimiento y análisis de los Mantenimiento Forzados; y, (iv) cálculo de indicadores de Indisponibilidad para cada generación. Para términos del presente informen se toma en consideración lo dispuesto a continuación:

1. La sección 7.1.1 define la calendarización de la programación semanal de mantenimientos para lo cual, las empresas generadoras y transmisoras, deberán enviar las solicitudes de mantenimiento para la siguiente semana todos los jueves antes de las 09:00 horas (Empresas Generadoras) y los martes antes de las 16:00 horas (Empresas Transmisoras), e informar una previsión indicativa para la semana subsiguiente, para la coordinación y programación del ODS.
2. La sección 7.1.2 define la calendarización de la programación semanal de mantenimientos para lo cual las empresas distribuidoras deberán enviar las solicitudes de los mantenimientos para la siguiente semana a más tardar el martes de cada semana a las

16:00 horas y junto con la información para la Programación Semanal, debe enviar un pronóstico de demanda semanal horaria por nodo el jueves de cada semana antes de las 09:00 horas; e informar una previsión indicativa para la semana subsiguiente, para los equipos de distribución, incluyendo todo equipo que afecte sus compromisos de SSCC.

3. La sección 8.1.2 establece que durante la Operación en Tiempo Real cuando sea necesario y con la debida justificación, una Empresa Generadora, Empresa Transmisora, o Empresa Distribuidora podrá solicitar un Mantenimiento de Emergencia a la Sala de Control del ODS por cualquier medio de comunicación disponible. La solicitud debe incluir como mínimo los datos que se establecen en esta Norma Técnica, y una evaluación preliminar de la situación que justifica clasificar el mantenimiento como emergencia.
   En el Informe del Posdespacho Operativo, el ODS incluirá los Mantenimiento de Emergencia autorizados en tiempo real.

4. La sección 6.1 define el análisis de la solicitud del mantenimiento mayores definiendo la siguiente calendarización: Cada año, antes del quince (15) de septiembre, cada Empresa Generadora y cada Empresa Transmisora debe suministrar al ODS las solicitudes de Mantenimientos Mayores para el siguiente año calendario (enero a diciembre, 52 semanas), y una previsión indicativa para los dos años subsiguientes.
   A más tardar el quince (15) de octubre, el ODS notificará a las Empresas Generadoras y Empresas Transmisoras la propuesta del PAM para el siguiente año calendario, identificando cada modificación acordada a las fechas de los Mantenimientos Mayores solicitados, y las solicitudes que resultan como Mantenimiento Programado con observaciones, con la correspondiente justificación. Cada Empresa Generadora y cada Empresa Transmisora contará con dos (2) semanas para enviar sus comentarios al PAM, incluyendo a la justificación de calificar con observaciones su Mantenimiento Programado.

5. La sección 6.3 complementa la planificación incorporando la coordinación regional la cual a más tardar el quince (15) de noviembre, el ODS publicará en su página web el Plan Anual de Mantenimientos coordinado, teniendo en cuenta los criterios definidos y los comentarios recibidos, y realizando estudios adicionales de ser necesario.
   A más tardar el quince (15) de diciembre de cada año, el ODS finalizará el PAM para el siguiente año calendario, incorporando el plan de transmisión regional coordinado con el EOR, y lo publicará en su página web como el PAM final para el siguiente año calendario.

El informe de Planificación Operativa de Largo Plazo que se publique en diciembre incluirá como anexo el PAM final y las observaciones y la justificación e identificando los mantenimientos que resultan de la coordinación con el EOR.

6. La Sección 6.4 define las consideraciones en la modificación de las solicitudes de mantenimiento en las cuales durante el año calendario, podrán resultar modificaciones al PAM final informado en diciembre del año anterior. El ODS debe solicitar con una anticipación mínima de quince (15) días y coordinar con el EOR cualquier modificación al plan anual coordinado informando la correspondiente justificación, de acuerdo a lo que establece el RMER.

   El PAM vigente para un mes será el PAM final con los ajustes realizados hasta dicho mes.

   La Empresa Generadora o Empresa Transmisora debe informar si cancela un Mantenimiento Mayor del PAM vigente como mínimo cinco (5) semanas antes del inicio programado para dicho mantenimiento en el PAM. El ODS ajustará el PAM vigente para eliminar dicho mantenimiento.

   Junto con la información para la Planificación Operativa de Largo Plazo, la Empresa Generadora o la Empresa Transmisora puede solicitar modificación a las fechas (semanas, duración) o alcance de Mantenimientos Mayores en el PAM vigente, con la correspondiente justificación, sujeto a que la solicitud sea como mínimo un (1) mes antes del inicio previsto del mantenimiento en el PAM. La solicitud se enviará con los formatos y medios que defina el ODS, y el contenido para la solicitud de Mantenimientos Mayores que define esta Norma Técnica. En situaciones debidamente justificadas por la Empresa Generadora o Empresa Transmisora, el ODS podrá aceptar una solicitud de modificación al PAM vigente con una anticipación mínima de diez (10) días, garantizando que el ODS cuenta con el tiempo requerido de ser necesario coordinar con el EOR.

   El ODS realizará un análisis similar al requerido para el PAM inicial, debiendo requerir y buscando acordar modificaciones si los estudios y análisis identifican incumplimiento a los criterios definidos. El ODS incorporará la modificación al PAM, calificándose como Mantenimiento Programado o Mantenimiento Programado con observaciones según corresponda.

   En el informe de Planificación Operativa de Largo Plazo para cada mes, el ODS incluirá el PAM vigente indicando las modificaciones coordinadas para el mes y las que resultan con observaciones, de existir.

1.3.6 Norma Técnica de Inspección y Verificación

La Norma Técnica de Inspección y Verificación tiene por objeto establecer los deberes y las obligaciones de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, Empresas Transmisoras y Operador del Sistema en lo relativo a las condiciones, procedimientos y plazos para llevar a cabo las inspecciones, verificaciones o Auditorías Técnicas de las instalaciones, equipos, sistemas y parámetros de las centrales generadoras, instalaciones de transmisión o distribución. Para términos del presente informen se toma en consideración lo dispuesto a continuación:

1. La Sección 7 define el proceso de ejecución de una auditoría técnica:

   Toda Auditoría Técnica sólo podrá iniciarse con la aprobación del Protocolo de Auditoría Técnica, por parte del ODS. Previo al inicio de una Auditoría Técnica debe llevarse a cabo las actividades siguientes:

   a) El ODS emitirá una notificación de Auditoría Técnica al Coordinado con base en lo definido en el PAAT.
   b) El Coordinado que reciba una notificación de Auditoría Técnica, en un plazo máximo de cinco (5) días hábiles deberá proponer un Auditor Técnico del registro del ODS. El ODS en un plazo máximo de cinco (5) días hábiles aprobará la propuesta de Auditor Técnico y notificará al Coordinado. En caso de que el Auditor Técnico propuesto por el Coordinado no cumpla con lo descrito en la sección de Condiciones para la Selección del Auditor Técnico el ODS seleccionará el Auditor Técnico bajo su criterio.
   c) Una vez seleccionado el Auditor Técnico, el Coordinado tendrá un plazo de cinco (5) días hábiles para realizar la contratación del Auditor Técnico.
   d) En el plazo máximo de diez (10) días hábiles desde la suscripción del contrato de la Auditoría Técnica, el Auditor Técnico elaborará el Protocolo de Auditoría Técnica para presentarlo al ODS y al Coordinado propietario de las instalaciones a auditar.
   e) El Coordinado contará con un plazo máximo de cinco (5) días hábiles a partir de la recepción del Protocolo de Auditoría Técnica para realizar observaciones al Protocolo de Auditoría Técnica y comunicarlo al ODS para su evaluación.
   f) El ODS contará con un plazo máximo de diez (10) días hábiles a partir de la recepción del Protocolo de Auditoría Técnica para aprobarlo y notificar al Coordinado o en su defecto realizar observaciones y comunicarlo al Coordinado y Auditor Técnico. En caso de existir observaciones al Protocolo de Auditoría Técnica, el Auditor Técnico contará con un plazo máximo de cinco (5) días hábiles para presentar una nueva propuesta al

ODS y al Coordinado propietario de las instalaciones a auditar, el ODS contará con un plazo máximo de diez (10) días hábiles a partir de la recepción de la nueva versión del Protocolo de Auditoría Técnica para aprobarlo y notificar al Coordinado o en su defecto rechazarlo. En caso de rechazar el Protocolo de Auditoría Técnica, el ODS deberá justificar la decisión, así como seleccionar un nuevo Auditor Técnico y retomar el proceso a partir del literal c.

Durante el desarrollo de una Auditoría Técnica el ODS deberá aprobar o rechazar el Informe de Auditoría Técnica o sus informes de avance a más tardar diez (10) días hábiles después de recibidos. Asimismo, podrá hacer observaciones al mismo. En caso de realizar observaciones, deberá señalar el plazo para la presentación definitiva del Informe de Auditoría Técnica el que no podrá ser mayor a diez (10) días hábiles. En caso de rechazo, el ODS deberá fundamentar dicha decisión y reactivar dentro del mismo plazo una nueva Auditoría Técnica, si fuese el caso.

2. La Sección 12 define que el ODS de manera anual elaborará el PAAT que le permita centrarse en los temas más críticos que afectan la correcta operación y desempeño del SIN. El PAAT, una vez elaborado por el ODS, deberá ser remitido a los Coordinados y a la CREE para su consideración a más tardar el treinta (30) marzo de cada año. La CREE y los Coordinados contarán con un máximo de diez (10) días hábiles para hacer comentarios al PAAT y remitirlos al ODS para su consideración. Finalmente, el ODS presentará la versión final del PAAT a más tardar el treinta (30) de abril de cada año. El PATT deberá ser publicado en la página web del ODS.

   Para elaborar el PAAT, el ODS deberá establecer un ranking y priorización de materias que se incluirán en el PAAT, el que se debe sustentar en un análisis de riesgos, basado en la importancia y el nivel de impacto sobre la operación y gestión del SIN. Para lo anterior el ODS calculará los indicadores que se establecen en esta sección para medir el desempeño de los Coordinados que sirva como referencia para identificar las instalaciones que tienen problemas para el cumplimiento de los requisitos aplicables y por tanto incluirse en el PAAT.

   Estos indicadores se definirán con base en la información solicitada para la habilitación de servicios complementarios, los informes de desempeño de servicios complementarios, información solicitada a los Coordinados para la programación de la operación, informes

de postdespacho operativo, información solicitada para la elaboración de mantenimientos y sus resultados, y otra información que considere conveniente el ODS.

El PAAT deberá incluir un cronograma de la ejecución de los trabajos contenidos, a través de una carta o diagrama de Gantt, especificando los recursos involucrados (tiempo, actividades, secuencia, entre otros) para su correcta gestión.

3. La Sección 12.2 estable que el ODS, con el fin de contar con criterios técnicos para la elaboración del PAAT, deberá desarrollar una guía que sirva para calcular indicadores de desempeño necesarios para identificar los coordinados cuyas instalaciones presentan problemas para cumplir los requisitos aplicables. Dichos indicadores deberán ser calculados en períodos semestrales consecutivos para cada unidad de generación, elemento o equipo de las redes de transmisión y distribución, así como para las instalaciones de los Consumidores Calificados correspondientes.
4. La Sección 15 define que producto de la ejecución del PAAT se deberán contar con informes de resultados de las auditorias técnicas. Este informe deberá contener como mínimo lo siguiente:
    a. Descripción del trabajo realizado durante la Auditoría Técnica.
    b. Resultados y análisis de las pruebas o verificaciones realizadas junto con su evidencia.
    c. Conclusiones y recomendaciones asociadas a la Auditoría Técnica, incluyendo la documentación y antecedentes de respaldo utilizados para su preparación.

En el caso de detectar anomalías o incumplimientos a la normativa técnica vigente, el ODS deberá solicitar un plan de normalización al Coordinado que permita estructurar un proceso de mejora que subsane con acciones y plazos concretos las deficiencias detectadas. El Coordinado tendrá un plazo máximo de veinte (20) días hábiles para remitir dicho plan al ODS. Una vez aprobado el plan de normalización será informado a la CREE para su conocimiento.

El Coordinado deberá informar al ODS de manera trimestral los avances en la ejecución del plan de normalización, indicando todas aquellas actividades que ha desarrollado para dar cumplimiento a sus compromisos.

El ODS podrá verificar después de la entrega del Informe de Auditoría Técnica, el cumplimiento de la planeación de la auditoría; el ODS y el Auditor Técnico establecerán la fecha de esta revisión.

1.3.7 Norma Técnica de Medición Comercial

La Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC) entre sus objetos de aplicación para fines del presente informe, incluye el empleo y la definición de los procedimientos para la verificación, intervención y operación del SIMEC. Para términos del presente informen se toma en consideración lo dispuesto a continuación:

La sección 10.3 establece que el Operador del Sistema elaborará un plan anual de verificaciones de los equipos de medición de los Agentes del MEN y de las Empresas Transmisoras. El ODS informará el plan inicial para el siguiente año en el Informe de Planificación Operativa de Largo Plazo correspondiente al mes de noviembre. El ODS podrá ajustar el plan de verificaciones durante el año, siempre que el cambio sea notificado con una anticipación no menor a un mes. En cada Informe de Planificación Operativa de Largo Plazo el ODS incluirá en el anexo “Medidores y SIMEC” el plan de verificaciones vigente.

La frecuencia de Verificación para los equipos de medición a 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.

1.4 ANTECEDENTES

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), publicada en mayo de 2014, regula las actividades de generación, transmisión, operación y distribución de energía eléctrica en Honduras, así como la importación y exportación de energía, en forma complementaria a lo dispuesto en los instrumentos internacionales aplicables. Asimismo, establece el marco jurídico general para la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y su vinculación con el mercado eléctrico regional.

El marco normativo define la figura del Operador del Sistema como la entidad responsable de la operación técnica del sistema eléctrico nacional y de la administración del mercado eléctrico. Entre sus funciones principales se encuentran garantizar la continuidad, seguridad, calidad y confiabilidad del suministro eléctrico, así como coordinar de manera eficiente las actividades de

generación y transmisión, procurando una operación al mínimo costo económico compatible con los criterios regulatorios y técnicos aplicables.

Para el cumplimiento de estas funciones, el Operador del Sistema debe elaborar, actualizar y ejecutar la planificación operativa del sistema eléctrico en los distintos horizontes temporales previstos por la normativa vigente. Esta planificación requiere el suministro oportuno y suficiente de información técnica, operativa y económica por parte de los agentes y demás sujetos obligados, a fin de sustentar la programación de la operación y la determinación del despacho económico de las centrales generadoras conforme a los parámetros y procedimientos establecidos en la regulación sectorial.

Con el propósito de contextualizar adecuadamente el presente análisis y asegurar su consistencia con el marco regulatorio aplicable, la Dirección de Fiscalización efectuó una revisión normativa de las disposiciones que regulan la planificación operativa, la programación de la operación, el suministro de información por parte de los agentes y los mecanismos complementarios de seguimiento técnico. Dicha revisión comprendió, de manera enunciativa mas no limitativa, las siguientes disposiciones:

1. Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE)
2. Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica
3. Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM)
4. Norma Técnica de Programación de la Operación, en lo relativo a los criterios y horizontes de planificación operativa
5. Norma Técnica de Mantenimientos, respecto de la coordinación y programación de indisponibilidades de las instalaciones
6. Norma Técnica de Inspección y Verificación, aplicable a los procedimientos de revisión técnica de las instalaciones
7. Norma Técnica de Medición Comercial, particularmente en lo concerniente a la verificación, oficialización y vigencia de los equipos de medición comercial

Como parte de las actividades permanentes de supervisión y fiscalización, la Dirección de Fiscalización ha venido desarrollando actuaciones orientadas a evaluar el grado de cumplimiento de estas obligaciones regulatorias, identificando oportunidades de mejora relacionadas con la calidad, consistencia y oportunidad de la información utilizada en la planificación y operación del SIN. Estas actuaciones han incluido la revisión de la declaración de información operativa por

parte de los agentes, el seguimiento a los procesos de auditorías técnicas y el análisis de los mecanismos implementados por el Operador del Sistema para la validación y utilización de la información reportada.

Durante el período objeto de análisis se dio continuidad a las acciones de seguimiento iniciadas en trimestres anteriores, incorporando la evaluación de las medidas implementadas por el Centro Nacional de Despacho (CND) para fortalecer el cumplimiento de las obligaciones de reporte, mejorar los mecanismos de validación de información y optimizar la ejecución de los procesos de auditoría técnica. Asimismo, se efectuó el análisis de los resultados obtenidos en materia de declaración de información operativa y de ejecución del Plan Anual de Auditorías Técnicas (PAAT), con el propósito de determinar los avances alcanzados, las desviaciones identificadas y los aspectos que requieren acciones adicionales de mejora.

Sobre esta base, el presente informe expone los resultados de la fiscalización realizada durante el tercer trimestre de 2026, destacando los avances observados en el cumplimiento de las obligaciones regulatorias, los principales hallazgos identificados y las acciones de seguimiento recomendadas para fortalecer la planificación, programación y operación del Sistema Interconectado Nacional.

1.5 METODOLOGÍA DE FISCALIZACIÓN

La presente sección describe de manera general el procedimiento de fiscalización aplicado por parte de la Dirección de Fiscalización en los análisis contenidos en este informe, según se muestra en la **Imagen 1-1.**

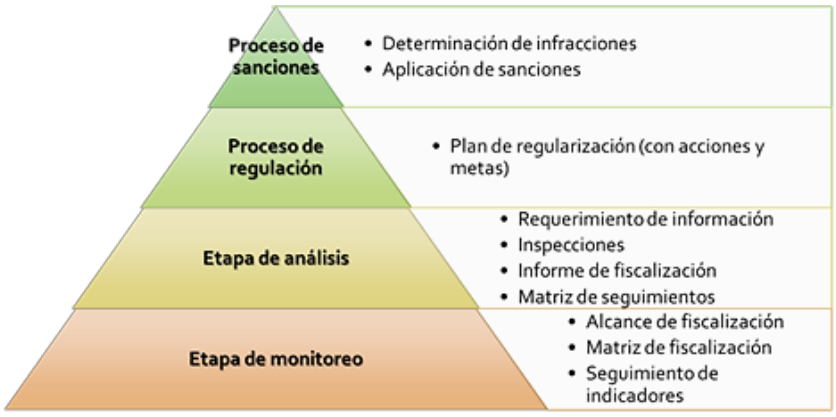


Imagen 1-1 Metodología de fiscalización de la Dirección de Fiscalización de la CREE

Las etapas que conforman dicha metodología son:

A. Etapa de monitoreo: describe el monitoreo continuo por parte de la Dirección sobre las actividades de los actores del subsector eléctrico, con base en los alcances, indicadores y disposiciones establecidas en la normativa objeto de fiscalización. Cuando se identifica un posible incumplimiento a la normativa o una posible irregularidad con respecto a una actividad regulada por la LGIE, se inicia la siguiente etapa.
B. Etapa de análisis: se realiza un análisis exhaustivo de información obtenida a través de canales de comunicación oficiales de las empresas objeto de análisis, requerimientos de información realizados por parte de la CREE como parte de su facultad de supervisión del subsector eléctrico e inspecciones para la verificación de información. Luego se realiza un informe de fiscalización que determina las acciones que la empresa objeto de análisis debe realizar para regularizar su actividad.
C. Proceso de regularización: esta etapa contempla el cumplimiento del plan de regularización en los plazos y con la formalidad establecida por la CREE. El incumplimiento de dicho plan conlleva al inicio de la siguiente etapa.
D. Proceso de sanciones: Se inicia el proceso de sanciones según se define en la LGIE y su reglamento, el cual inicia con la identificación de las infracciones a la Ley cometidas por el actor del subsector y concluye con la imposición de los valores de sanciones.

1.6 ANÁLISIS REGULATORIO

El marco regulatorio del subsector eléctrico hondureño define y establece las funciones y obligaciones de los Agentes que participan en el Mercado Eléctrico Nacional (MEN), de las empresas transmisoras, así como del Operador del Sistema, con el fin de garantizar una operación continua, eficiente y confiable del Sistema Interconectado Nacional (SIN). En este contexto, el presente análisis tiene como propósito interpretar las disposiciones regulatorias aplicables, particularmente aquellas relacionadas con la planificación y programación de la operación, así como otros aspectos complementarios que contribuyen al fortalecimiento de dicha planificación.

1.6.1 Planificación operativa

La LGIE establece que Operador del Sistema, será la entidad encargada de coordinar, generar e implementar la programación de la operación del sistema eléctrico nacional, aplicando las disposiciones normativas, fechas estimadas, criterios técnicos y herramientas especializadas. Esto

con la finalidad de obtener el despacho económico de las centrales de generación a mínimo costo, en cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM) asegurando la confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico.

Asimismo, la NT-PO define el término Coordinado como aquellos Agentes cuyas instalaciones están sujetas a la coordinación operativa del Operador del Sistema. En este sentido, se consideran Coordinados:

- Agentes Productores,
- Empresa Distribuidora,
- Empresa Transmisora,
- Y cualquier propietario de instalaciones de generación o transmisión cuya operación sea coordinada o despachada por el Operador del Sistema.

Esta definición abarca tanto a las unidades de generación sujetas a despacho económico como a las instalaciones de transmisión bajo control operativo del ODS, asegurando que todas ellas operen de acuerdo con los criterios técnicos, modelos, procedimientos y restricciones establecidos para la programación de la operación.

Finalmente, el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) y la NT-PO determinan que la programación operativa debe realizarse en tres horizontes de tiempo:

1. Largo Plazo,
2. Programación semanal,
3. Programación Diaria o Predespacho.

Estos horizontes permiten estructurar una operación de forma anticipada, coordinada y eficiente del SIN.

1.6.1.1 Planificación Operativo a Largo Plazo (PO-LP)

La PO-LP tiene un horizonte de 36 meses, con un nivel de detalle semanal y una actualización de carácter mensual. El Centro Nacional de Despacho (CND), en su calidad de Operador del Sistema, es responsable de elaborar y publicar la actualización correspondiente para el mes siguiente.

De acuerdo con lo establecido en la Sección 9.5 de la Norma Técnica de Programación de la Operación (NT-PO), la **Imagen 1-2** presenta el cronograma mensual, las actividades que realiza cada actor y los plazos definidos para el cumplimiento de dichas actividades.

Cabe mencionar que, el Operador del Sistema podrá completar los datos no suministrados por los Coordinados, pudiendo para ello continuar utilizando los datos de la Planificación Operativa de Largo Plazo anterior. Asimismo, la NT-PO establece que la falta de presentación de la información requerida constituye una infracción.

DOMINGO	LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES	SÁBADO
28	29	30	31	1	2	3
4	5 Suministro de información presentado por los Agentes del MEN	6 Suministro de información presentado por los Agentes del MEN	7 Suministro de información presentado por los Agentes del MEN	8 Suministro de información presentado por los Agentes del MEN	9 Suministro de información presentado por los Agentes del MEN	10
11	12	13	14	15 El Operador del sistema actualiza la base de datos del SIN y finaliza la versión preliminar del Informe PO-LP	16	17
18	19 Presentación de comentarios de los Agentes del MEN	20 Presentación de comentarios de los Agentes del MEN	21 Presentación de comentarios de los Agentes del MEN	22 Presentación de comentarios de los Agentes del MEN	23 Presentación de comentarios de los Agentes del MEN	24
25	26	27	28	29	30 Finalización y publicación del Informe PO-LP actualizado del siguiente mes	31

Imagen 1-2 Planificación mensual de la Informe de PO-LP (Elaboración propia 2026)

1.6.1.2 Programación semanal

La programación semanal se realiza una vez por semana y abarca la siguiente semana calendario, con un nivel de detalle horario. En este proceso, y conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Mantenimientos (NT-M), los agentes productores, la empresa distribuidora y la empresa transmisora deben presentar la calendarización semanal de los mantenimientos previstos para ejecutarse.

De acuerdo con lo indicado en la Sección 10.6 de la Norma Técnica de Programación de la Operación (NT-PO), la **Imagen 1-3** muestra el cronograma semanal, las actividades asignadas a cada actor y los plazos establecidos para su cumplimiento.



Imagen 1-3 Planificación semanal (Elaboración propia 2026)

1.6.1.3 Programación diaria o predespacho

El predespacho se ejecuta con detalle horario el día previo al despacho físico de los recursos de generación utilizando como insumos la demanda horaria prevista en cada nodo, la disponibilidad real de las unidades de generación y el estado operativo de las instalaciones de transmisión. El objetivo del Predespacho es anticipar la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y del Predespacho Regional. La **Imagen 1-3** también presenta la disposición semanal aplicable a la presentación del predespacho. Es importante señalar que a las 18:00 el CND debe publicar la versión final de predespacho diario para siguiente día.

1.6.1.4 Planificaciones complementarias

El Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM), además de definir los procesos de programación operativa en sus distintos horizontes de tiempo, establece una serie de planificaciones complementarias de cumplimiento obligatorio que deben ser elaboradas y ejecutadas anualmente. Entre estas se incluyen: el Plan Anual de Mantenimientos (PAM), el Plan Anual de Auditorías Técnicas (PAAT) y el Plan de Verificación de los Equipos de Medición Comercial.

En función de lo anterior, cada planificación es requerida explícitamente por el ROM y desarrollada conforme al enfoque y alcance normativo correspondiente. Para efectos de claridad, a continuación, se describen los principales elementos y periodos asociados a cada planificación.

1.6.1.4.1 Mantenimientos

La Norma Técnica de Mantenimientos y el ROM establecen una calendarización anual conforme a la cual los Agentes Productores y la Empresa Transmisora deben remitir al Operador del Sistema, antes del 15 de septiembre de cada año, las solicitudes de Mantenimientos Mayores correspondientes al año siguiente. Con base en las disposiciones de las secciones 6.1, 6.2 y 6.3, la **Imagen 1-4** detalla las fechas límite para el suministro de información y la presentación de modificaciones, así como el actor responsable de cada actividad.

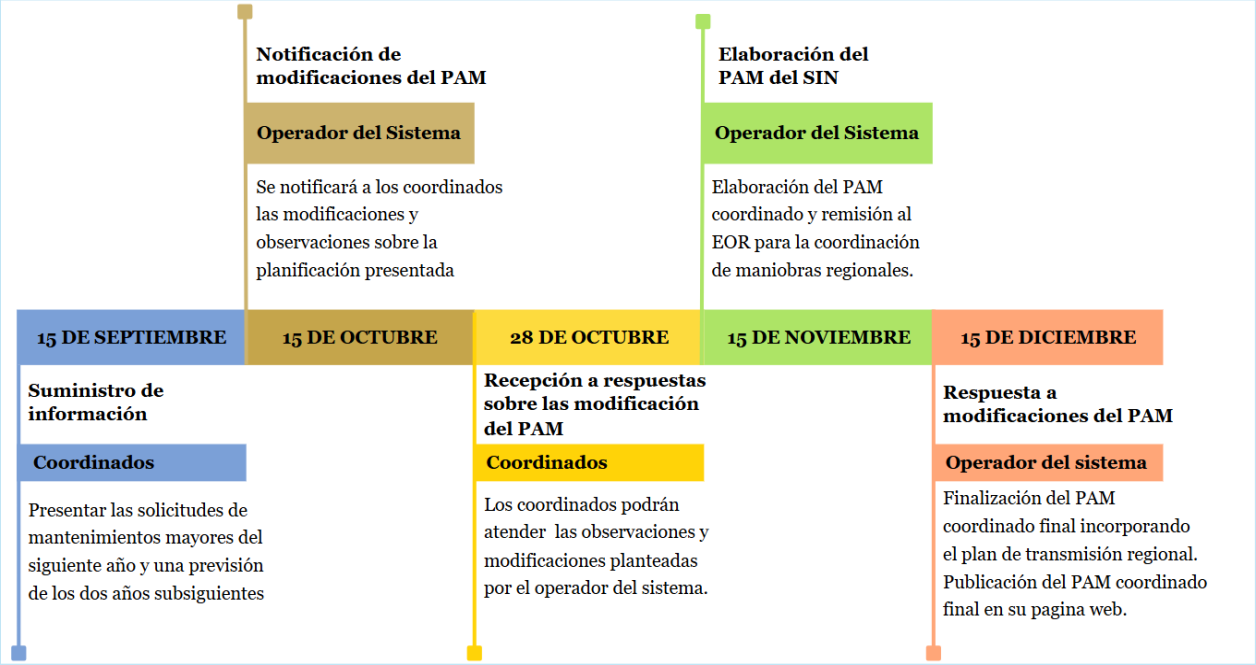


Imagen 1-4 Plan Anual de Mantenimiento (fuente Norma Técnica de Mantenimientos y ROM)

Asimismo, la Norma Técnica de Mantenimientos define una planificación semanal que se integra a la calendarización operativa, con los siguientes plazos de presentación según el actor responsable:

1. Los Agentes Productores deben remitir al Operador del Sistema sus solicitudes de mantenimiento semanal cada jueves antes de las 09:00 horas, para su análisis y coordinación.
2. La Empresa Transmisora debe remitir al Operador del Sistema sus solicitudes de mantenimiento semanal cada martes antes de las 16:00 horas, para su análisis y coordinación.

3. La Empresa Distribuidora debe remitir al Operador del Sistema sus solicitudes de mantenimiento semanal cada martes antes de las 16:00 horas, para su análisis y coordinación.

1.6.1.4.2 Auditorias Técnicas

Tanto la Norma Técnica de Programación de la Operación como la Norma Técnica de Inspección y Verificación (NT-IV) establecen las disposiciones aplicables al desarrollo de Auditorias Técnicas que contemplan la realización de pruebas técnicas como ser Potencia Efectiva, Potencia Maxima, Costos Variables de Generación y Control de Frecuencia Primaria. Asimismo, desarrolla el procedimiento de ejecución de las auditorias técnicas.

El Operador del Sistema (ODS) debe elaborar anualmente el Plan Anual de Auditorías Técnicas (PAAT) con el objetivo de priorizar las auditorías sobre aquellas instalaciones, equipos o parámetros que puedan afectar la operación segura y el desempeño del Sistema Interconectado Nacional (SIN). El PAAT debe remitirse a los Coordinados y a la CREE a más tardar el 30 de marzo, quienes disponen de diez (10) días hábiles para presentar observaciones. Posteriormente, el ODS debe emitir la versión final del plan antes del 30 de abril y publicarla en su sitio web.

La selección y priorización de las auditorías incluidas en el PAAT debe sustentarse en un análisis de riesgos y en indicadores de desempeño de los Coordinados, calculados a partir de información operativa relevante, incluyendo información solicitada para la habilitación de servicios complementarios, los informes de desempeño de servicios complementarios, información solicitada a los Coordinados para la programación de la operación, informes de posdespacho operativo, información solicitada para la elaboración de mantenimientos y sus resultados, entre otra que el ODS conveniente. El PAAT debe incorporar un cronograma de ejecución de las auditorías que detalle actividades, plazos y recursos.

El proceso de auditoría inicia mediante una notificación formal del ODS al Coordinado correspondiente. Luego, el Coordinado propone un Auditor Técnico del registro del ODS en un plazo máximo de cinco (5) días hábiles, quien debe ser aprobado por el ODS también en un plazo máximo de cinco (5) días hábiles. Posteriormente, el Coordinado cuenta con cinco (5) días hábiles para formalizar la contratación del auditor.

El siguiente paso consiste en la elaboración del Protocolo de Auditoría Técnica, el cual es desarrollado por el Auditor Técnico dentro de un plazo máximo de diez (10) días hábiles desde la suscripción del contrato, e incluye el plan de trabajo, las pruebas a realizar, los recursos necesarios

y los plazos. Este protocolo es revisado por el Coordinado, quien tiene cinco (5) días hábiles para formular observaciones, y posteriormente comunicarlo al ODS, que cuenta con diez (10) días hábiles para aprobarlo o emitir observaciones. En caso de ajustes, el Auditor Técnico dispone de cinco (5) días hábiles para presentar una nueva versión, la cual nuevamente debe ser evaluada por el ODS en un plazo de diez (10) días hábiles. La auditoría no puede iniciar sin esta aprobación previa, lo que garantiza que el proceso esté debidamente estructurado y validado.

Una vez aprobado el protocolo, se procede a la ejecución de la auditoría técnica, en la que se realizan inspecciones, pruebas y verificaciones sobre las instalaciones auditadas. Durante esta etapa participan el Auditor Técnico, el ODS y el Coordinado, levantándose actas y recopilando evidencia que respalde los resultados obtenidos. Todo el proceso se lleva a cabo conforme a estándares técnicos y normativos aplicables.

Finalizada la ejecución, el Auditor Técnico elabora el Informe de Auditoría Técnica, el cual contiene la descripción de las actividades realizadas, los resultados obtenidos, el análisis correspondiente, así como conclusiones y recomendaciones. Este informe es revisado por el ODS, quien debe aprobarlo, observarlo o rechazarlo en un plazo máximo de diez (10) días hábiles; en caso de observaciones, se establecerá un plazo para su corrección que no podrá exceder de diez (10) días hábiles. Una vez aprobado, el informe puede ser publicado, respetando la confidencialidad de la información sensible. En caso de rechazo, el ODS deberá fundamentar dicha decisión y reactivar dentro del mismo plazo una nueva Auditoría Técnica, si fuese el caso.

En caso de que el informe identifique incumplimientos o anomalías, el ODS solicita al Coordinado la elaboración de un Plan de Normalización, el cual debe incluir acciones correctivas concretas y plazos definidos para subsanar las deficiencias detectadas. Este plan debe ser presentado en un plazo máximo de veinte (20) días hábiles, aprobado por el ODS y comunicado a la CREE para su conocimiento. El Coordinado deberá reportar de manera trimestral los avances en la implementación del plan de normalización. El ODS podrá verificar el cumplimiento de las acciones comprometidas y evaluar la efectividad de las medidas adoptadas.

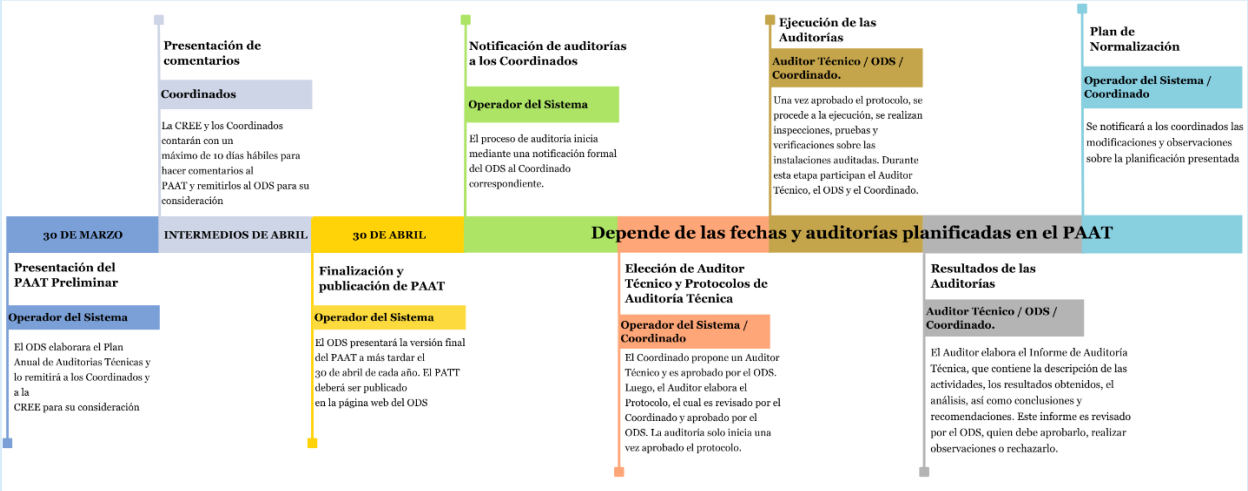


Imagen 1-5 Plan Anual de Auditorias Técnicas (fuente Norma Técnica de Inspección y Verificación)

En la **Imagen 1-5** se detalla un resumen de todo el proceso que conlleva la realización de las auditorias técnicas Considerando lo dispuesto en la NT-IV.

El ODS puede realizar auditorías técnicas extraordinarias cuando existan riesgos para la seguridad del sistema, inconsistencias en la información reportada o solicitudes justificadas de otros Coordinados, debiendo notificar previamente a los involucrados y a la CREE y emitir el correspondiente informe justificativo.

Por otro lado, el ODS debe desarrollar una guía para el cálculo de indicadores de desempeño, los cuales se evalúan semestralmente para identificar instalaciones con posibles incumplimientos que deban ser consideradas en el PAAT.

1.6.2 Calendario anual de planificación

Considerando las calendarizaciones anuales, en la **Imagen 1-6** se muestra la presentación y actualización de información e informes correspondientes a lo dispuesto en el marco normativo para un período de un año calendario, considerando que dichas planificaciones tienen un impacto operativo en la elaboración del despacho económico.



Imagen 1-6 Calendario anual de planificación de programación operativa en un año calendario

En síntesis, el marco regulatorio aplicable al subsector eléctrico hondureño establece un sistema de planificación integral que articula procesos de programación de la operación de largo plazo, semanal y predespacho diario, complementados por planificaciones anuales obligatorias orientadas a garantizar la confiabilidad operativa del SIN. La interacción entre agentes, la calidad de la información suministrada y el estricto cumplimiento de los procedimientos definidos en las normas técnicas constituyen elementos esenciales para asegurar una operación eficiente, transparente y alineada con los criterios regulatorios. En consecuencia, una adecuada observancia de estas disposiciones no solo fortalece la coordinación operativa, sino que también contribuye al desarrollo sostenible del mercado eléctrico y a la continuidad del suministro nacional.

1.6.3 Información operativa para presentar

El ROM y la NT-PO desarrollan la responsabilidad del ODS de planificar, programar y ejecutar la operación del SIN y, la obligación de los Agentes del MEN y demás Coordinados de suministrar la información necesaria para el ejercicio de dichas funciones.

Bajo este contexto, las Secciones 9.2, 10.3 y 11.3 NT-PO precisan el contenido mínimo, el horizonte temporal y los sujetos obligados en cada etapa de la planificación operativa. Por ello, en la **Tabla**

1-1 se consolida la información que los Coordinados deben remitir al Operador del Sistema, clasificada por actor, horizonte de programación y referencia normativa aplicable. Esta sistematización permite identificar, de forma ordenada, el contenido mínimo exigible para la planificación operativa de largo plazo, la programación semanal y el predespacho diario, y constituye una base técnica para verificar el cumplimiento oportuno de las obligaciones de reporte establecidas en la regulación vigente.

No.	Descripción	Actor/Tecnología	Horizonte	Referencia
1	Solicitudes de mantenimientos mayores o ajuste a los mantenimientos mayores programados	Empresas generadoras/ Empresa Transmisora	Largo plazo	NT-PO Sección 9.2
2	Información requerida para estudios de seguridad operativa para los siguientes 12 meses	Empresa Transmisora	Largo plazo	NT-PO Sección 9.2
3	Previsiones de disponibilidad, fechas e información sobre la entrada de nueva generación o de rehabilitación de generación existente	Empresas generadoras	Largo plazo	NT-PO Sección 9.2
4	Los pronósticos de caudales afluentes, de existir, y actualizar o confirmar las restricciones aguas abajo	Hidroeléctrica regulable	Largo plazo	NT-PO Sección 9.2
5	Toda restricción prevista a la disponibilidad de combustibles	Térmica	Largo plazo	NT-PO Sección 9.2
6	Declaración mensual de costos variables y para las unidades térmicas, su Costo de Arranque y Parada, de acuerdo con lo que establece el Anexo Costos Variables de Generación	Térmica	Largo plazo	ROM Art 24 NT-PO Sección 9.2
7	Los pronósticos de demanda semanal para los próximos doce (12) meses (energía y potencia máxima) en cada punto de conexión, el crecimiento previsto de la demanda de energía y potencia máxima para los veinticuatro (24) meses subsiguientes	Empresa Distribuidora	Largo plazo	NT-PO Sección 9.2
8	Actualizar o confirmar toda restricción	Coordinados	Semanal	NT-PO Sección 10.3
9	Informar mantenimientos requeridos o programados para la semana programada	Coordinados	Semanal	NT-PO Sección 10.3
10	Informar disponibilidad, restricciones y ofertas referidas SSCC	Empresa Generadora	Semanal	NT-PO Sección 10.3
11	La información necesaria para los Estudios de Seguridad Operativa y para que el ODS actualice las restricciones de transmisión y cumplimiento de los CCSDM	Empresa Transmisora	Semanal	NT-PO Sección 10.3
12	La disponibilidad programada o prevista de su equipamiento de transmisión, transformación y compensación, capacidad de cada vínculo de transmisión, estado de carga y disponibilidad de los SAE de transmisión y cualquier otra restricción que puede afectar el despacho y la operación informando los motivos de dicha restricción;	Empresa Transmisora	Semanal	NT-PO Sección 10.3
13	Los pronósticos de demanda para los siete (7) días horizonte de la Programación Semanal (energía diaria y demanda horaria) en cada punto de conexión	Empresa Distribuidora Agentes Compradores	Semanal	NT-PO Sección 10.3
14	La Potencia Efectiva disponible prevista para los siete (7) días horizonte	Empresa Generadora	Semanal	NT-PO Sección 10.3

No.	Descripción	Actor/Tecnología	Horizonte	Referencia
15	Informar el Programa de Operación.	Hibrida	Semanal	NT-PO Sección 10.3
16	Suministrar la información requerida para el cálculo del Valor del Agua, incluyendo los pronósticos de caudales afluentes para 8 días	Hidroeléctrica regulable	Semanal	NT-PO Sección 10.3
17	Toda restricción prevista a su disponibilidad de combustibles incluyendo el motivo de la restricción y planes para resolver la situación	Térmica	Semanal	NT-PO Sección 10.3
18	Pronósticos de generación diaria y horaria para los siete (7) días	Empresa Generadora	Semanal	NT-PO Sección 10.3
19	Actualizar o confirmar toda restricción del Coordinado que afecte el Despacho Económico y que no fue informada en la Programación Semanal vigente, indicando el motivo que justifica la restricción, incluyendo modificación o cancelación a los mantenimientos acordados en la Programación Semanal de acuerdo con lo que establece para el Predespacho la Normativa Técnica de Mantenimiento	Coordinados	Diaria	NT-PO Sección 11.3
20	Informar disponibilidad, restricciones y ofertas para SSCC, de acuerdo con lo que establece la NT-SSCC para el Predespacho	Coordinados	Diaria	NT-PO Sección 11.3
21	Informar la disponibilidad programada o prevista de su equipamiento de transmisión, transformación, SAE de transmisión y compensación de energía reactiva	Empresa Transmisora	Diaria	NT-PO Sección 11.3
22	Informar Potencia Efectiva disponible prevista para las siguientes treinta y seis (36) horas	Empresa Generadora	Diaria	NT-PO Sección 11.3
23	Informar sus precios de combustible (puesto en la central) y, en caso de existir, las restricciones o falta de combustible indicando la causa y duración de la restricción	Térmica	Diaria	NT-PO Sección 11.3
24	Pronósticos de generación horaria para las siguientes treinta y seis (36) horas	Hidroeléctrica de pasada, eólica, solar y toda hidroeléctrica que no sea regulable	Diaria	NT-PO Sección 11.3
25	Declaración de contratos y ofertas regionales para el día siguiente, suministrando al ODS la información requerida en el RMER.	Empresa Generadora	Diaria	NT-PO Sección 11.3
26	Pronósticos de demanda horaria en cada punto de conexión	Empresa Distribuidora	Diaria	NT-PO Sección 11.3

Tabla 1-1 Información a suministrar (fuente NT-PO)

Adicionalmente, el Anexo 1 “Base de Datos del SIN” de la NT-PO establece la información, mínima que cada agente productor debe suministrar al operador del sistema, para los procesos de la Planificación Operativa a Largo Plazo, Programación Semanal y el Despacho Económico. Esta información es esencial para asegurar que el operador cuente insumos suficientes, actualizados y verificables para modelar el sistema, evaluar restricciones operativas, estimar disponibilidades y ejecutar el despacho económico conforme a criterios de seguridad, eficiencia y confiabilidad. Entre dicha información se incluyen:

1. Fecha prevista para la entrada en operación comercial de nueva generación;
2. Tecnología de generación;
3. Datos de potencia instalada y efectiva a plena carga, potencia mínima operativa y consumo propio de generación;
4. Parámetros eléctricos de los equipos de generación, incluyendo diagramas;
5. Parámetros y restricciones operativas de arranque y parada de unidades generadoras térmicas, incluyendo tiempo de arranque desde parada fría hasta sincronismo y desde sincronismo hasta plena carga; restricciones, en caso de existir, al tiempo mínimo requerido entre una parada y un nuevo arranque;
6. Restricciones al despacho: rampas máximas de subida (toma de carga) y bajada (reducción de carga); cualquier otra restricción que afecte el despacho, así como los motivos que justifican dicha restricción;
7. Datos referidos a los Servicios Complementarios de acuerdo con lo establecido en la NT-SSCC.

La **Tabla 1-2** resume, por tecnología de generación, el detalle de la información mínima que debe ser reportada conforme al Anexo 1 de la NT-PO.

No.	Descripción	Tecnología	Referencia
1	Número de unidades generadoras, información técnica y operativas de la central y del embalse incluyendo nivel máximo y mínimo operativo, curva de volumen embalsado en función del nivel, volumen de regulación; caudal máximo y mínimo turbinable; factor de producción nivel del embalse-caudal; restricciones aguas debajo de existir, serie(s) de hidrología histórica; evaporación media mensual; y costos variables de operación y mantenimiento.	Hidroeléctrica	NT-PO Anexo 1 numeral 2
2	Tipos de combustibles (tales como combustible líquidos, gas natural, carbón), almacenamiento de combustibles, para el siguiente mes declaración de los Costos Variables de Generación incluyendo Consumo Específico de Combustible (medio y curva o rendimiento) según nivel de carga, poder calorífico inferior del combustible (kcal / unidad de combustible), y Costos de Arranque y Parada; tasa de indisponibilidad forzada prevista para generación nueva; cualquier restricción a la disponibilidad de combustibles. El ODS coordinará ensayos o una auditoría técnica para determinar la curva de rendimiento de cada unidad generadora según su grado de carga, y los Costos de Arranque y Parada.	Térmica	NT-PO Anexo 1 numeral 2
3	Potencia máxima neta, tiempos y restricciones de arranque y parada, de operación previstas y su disponibilidad (por ejemplo, mantenimiento o trabajos en pozos).	Geotérmica	NT-PO Anexo 1 numeral 2
4	Corresponde a la información de la generación térmica si combina la operación con quemado de combustible; y además tipo de biomasa, mezcla prevista (combustible – biomasa).	Biomasa	NT-PO Anexo 1 numeral 2
5	Estadística de energía generable (horaria, semanal) con base en estadística de medición de viento; pronósticos de generación diaria y	Eólico	NT-PO Anexo 1 numeral 2

No.	Descripción	Tecnología	Referencia
	horaria para la Programación Semanal y el Predespacho, y de ser necesario correcciones al pronóstico para Predespacho; costo variable de operación y mantenimiento.		
6	Estadística de energía generable (horaria, semanal) con base en estadística de irradiación; pronósticos de generación diaria y horaria para Programación Semanal y Predespacho, y de ser necesario correcciones al pronóstico para Predespacho; costo variable de operación y mantenimiento.	Solar	NT-PO Anexo 1 numeral 2
7	La potencia máxima de inyección, capacidad de almacenamiento de energía mínimo, capacidad de almacenamiento de energía máximo, potencia máxima en modo de operación de descarga, tiempo máximo de regulación, eficiencia de carga y descarga, rampa en modo de operación de carga, rampa en modo de operación de descarga y por último, el Programa de Operación entregado por el propietario de la central	Híbrida	NT-PO Anexo 1 numeral 2
8	Actualización periódica, y mantenimientos no programados o de emergencia, de acuerdo con lo que establece la Norma Técnica de Mantenimientos.	Empresas generadoras/Empresa Transmisora	NT-PO Anexo 1 numeral 4

Tabla 1-2 Información por presentar según la tecnología de generación (fuente: NT-PO)

En este sentido, se ha identificado en el sitio web del CND la disponibilidad de formatos de declaración mensual, semanal y diaria, así como formularios para el registro de datos generales, técnicos y operativos por tecnología de generación. Desde una perspectiva regulatoria, la existencia de estos formatos constituye un mecanismo instrumental para estandarizar la remisión de información y reducir asimetrías en su presentación; no obstante, su sola disponibilidad no exime a los agentes de cumplir materialmente con el contenido, plazo y calidad exigidos por la normativa aplicable.

Asimismo, de acuerdo con el Anexo 3 Sección 8, de la NT-PO, todos los Coordinados tienen la obligación de presentar su declaración mensual de Costos Variables de Generación (CVG). Esta obligación resulta esencial para la validación de los insumos económicos que utiliza el ODS en la programación de la operación y en la determinación del despacho económico, particularmente en aquellas tecnologías cuya estructura de costos incide directamente en el orden de mérito y en la señal económica del mercado.

En la **Tabla 1-3** se desarrollan las particularidades sobre los CVG y se indica que información corresponde a cada tecnología de generación y presentan observaciones relacionadas con la modalidad de participación de las centrales generadoras en el MEN.

No.	Tecnología	Descripción	Observaciones
1	Hidroeléctrica	El costo variable para la optimización hidrotérmica y el despacho económico será el Valor del Agua calculado por el ODS junto	Cuando se trata de centrales hidroeléctricas de pasada, dicho valor es nulo, en atención a que su capacidad de desplazar energía en el tiempo es limitada y, por tanto, su

No.	Tecnología	Descripción	Observaciones
		con la Programación Semanal de acuerdo con lo que se establece en el Anexo 2 de la NT-PO.	incidencia sobre la optimización del sistema no resulta significativa. En estos casos, el costo variable se integra por los costos de operación y mantenimiento.
2	Térmica	Los Costos Variables Térmicos estará dado por los precios de combustibles, costos de transporte, consumo específico con curva por nivel de carga, poder calorífico inferior del combustible (kcal / unidad de combustible), Costo Variable de Operación y Mantenimiento, y el Costo de Arranque y Parada. Esta estimación aplicara la metodología y formato dispuesto por el Anexo 3 de la NT-PO y la guía desarrollada por el Operador del Sistema.	Para las centrales térmicas con contratos preexistentes, la declaración de CVG debe presentarse conforme al anexo aplicable e incluir el precio de la energía previsto contractualmente.
3	Geotérmica	Corresponde al suministro del Costro Variable de Operación y Mantenimiento para el siguiente mes, incluyendo la documentación que lo valide.	Para las centrales con contratos preexistentes, el costo variable de despacho es nulo; sin perjuicio de ello, la central generadora debe informar el precio de la energía prevista en su contrato.
4	Eólico	Corresponde al suministro del Costro Variable de Operación y Mantenimiento para el siguiente mes, incluyendo la documentación que lo valide.	Para las centrales con contratos preexistentes, el costo variable de despacho es nulo; sin perjuicio de ello, la central generadora debe informar el precio de la energía prevista en su contrato.
5	Solar	Corresponde al suministro del Costro Variable de Operación y Mantenimiento para el siguiente mes, incluyendo la documentación que lo valide.	Para las centrales con contratos preexistentes, el costo variable de despacho es nulo; sin perjuicio de ello, la central generadora debe informar el precio de la energía prevista en su contrato.

Tabla 1-3 Disposición normativa del CVG de acuerdo con la tecnología de generación (fuente NT-PO Anexo 3)

Esta diferenciación normativa evidencia que la obligación de declarar no se agota en la determinación de un costo variable, sino que responde a la necesidad de asegurar información suficiente para la operación y la correcta integración de cada tecnología en el proceso de programación del sistema.

1.7 RESULTADOS

1.7.1 Verificación de la declaración de información operativa

En la presente sección se exponen los hallazgos relacionados con la declaración de información por parte de los Agentes Productores, en función de los distintos horizontes temporales establecidos en la normativa vigente y de la información publicada por el CND en su sitio web. Asimismo, se incorpora un análisis comparativo de los niveles de incumplimiento identificados, así como de las acciones de seguimiento emprendidas por esta Comisión, con el propósito de fortalecer el cumplimiento regulatorio, promover una mayor calidad y oportunidad de la

información reportada, y contribuir a una planificación más eficiente de la operación del sistema eléctrico.

1.7.1.1 Introducción

La declaración oportuna y consistente de la información operativa constituye un elemento fundamental para la planificación, programación y operación segura del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La calidad de esta información influye directamente en la elaboración de los programas de operación, la determinación del despacho económico y la toma de decisiones del Operador del Sistema, por lo que su cumplimiento constituye una obligación regulatoria esencial para los agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN).

En el ejercicio de sus funciones de supervisión y fiscalización, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), a través de la Dirección de Fiscalización, realizó un seguimiento al cumplimiento de las obligaciones de declaración de información operativa establecidas en la normativa vigente. Como resultado de las actuaciones desarrolladas durante el segundo trimestre de 2026 se identificaron niveles relevantes de incumplimiento, deficiencias en la calidad de la información reportada e inconsistencias en los registros publicados por el Operador del Sistema, particularmente en los horizontes de programación de mediano y largo plazo.

En atención a dichos hallazgos, se impulsaron acciones de seguimiento orientadas a profundizar en el análisis de las causas identificadas, verificar la evolución de los niveles de cumplimiento durante el período junio-agosto de 2026 y promover mecanismos de mejora regulatoria y de coordinación institucional. En este contexto, el presente informe expone los resultados actualizados de la fiscalización, así como las actuaciones realizadas para fortalecer el cumplimiento de las obligaciones de reporte y mejorar la calidad de la información utilizada en los procesos de planificación y operación del SIN.

1.7.1.2 Objetivos

Fiscalizar el cumplimiento de la presentación de la información por parte de los agentes productores, conforme a la calendarización establecida en la normativa vigente.

1.7.1.2.1 Objetivos específicos:

1. Actualizar el análisis de cumplimiento de la declaración de información operativa en los horizontes de programación mensual, semanal y diaria para el período comprendido entre junio y agosto de 2026.

2. Identificar tendencias, avances y oportunidades de mejora en los niveles de cumplimiento observados respecto de los resultados obtenidos durante el período enero-mayo de 2026.
3. Dar seguimiento a las acciones implementadas por el Centro Nacional de Despacho y los agentes del mercado para fortalecer el cumplimiento de las obligaciones regulatorias vinculadas a la declaración de información operativa.
4. Promover el fortalecimiento del conocimiento regulatorio y de las buenas prácticas de reporte mediante actividades de divulgación y socialización dirigidas a los actores del Mercado Eléctrico Nacional.

1.7.1.3 Antecedentes

Durante el segundo trimestre de 2026, la Dirección de Fiscalización efectuó un análisis técnico orientado a verificar el grado de cumplimiento de las obligaciones de declaración de información operativa establecidas en la normativa vigente. Los resultados del período comprendido entre enero y mayo de 2026 evidenciaron niveles significativos de incumplimiento en los distintos horizontes de programación. En la Programación de Largo Plazo se observó un incumplimiento promedio del 88.4 %; en la Programación Semanal, el incumplimiento alcanzó el 34.6 %, y un 27.4 % de la información fue presentada de forma incompleta. Por su parte, en la Programación Diaria se registró un incumplimiento del 27.2 % y un 32.6 % de los reportes remitidos presentaron información incompleta.

Los resultados reflejan una situación particularmente crítica en el horizonte de programación a largo plazo, además de diferencias relevantes en los niveles de cumplimiento según la modalidad de participación y la tecnología de generación de los agentes. Asimismo, se identificaron deficiencias en la integridad, consistencia y trazabilidad de la información declarada, así como inconsistencias entre los registros publicados.

Derivado de estos resultados, se recomendó fortalecer las acciones de supervisión y seguimiento regulatorio mediante la estandarización de los registros e identificadores de las centrales generadoras, la coordinación interinstitucional para el análisis de posibles ajustes normativos, la reiteración de las obligaciones de reporte a los agentes y la implementación de mecanismos permanentes de monitoreo que permitan evaluar el grado de cumplimiento y priorizar futuras actuaciones de fiscalización.

En atención a dichas recomendaciones, la CREE remitió el Oficio CREE-293-2026 de fecha 24 de agosto de 2026 al Centro Nacional de Despacho (CND), mediante el cual solicitó información

relacionada con las causas de los incumplimientos identificados, las acciones de seguimiento implementadas, las inconsistencias observadas en los registros publicados y las medidas adoptadas o previstas para fortalecer la calidad, consistencia y trazabilidad de la información utilizada en los procesos de planificación operativa y programación del despacho.

En respuesta, mediante escrito de fecha 18 de septiembre de 2026 y su documento anexo DOS-CND-26-IX-2026, el CND informó sobre las acciones desarrolladas para promover el cumplimiento de las obligaciones de reporte por parte de los agentes, entre las que destacan la implementación de herramientas digitales para la recepción y validación de declaraciones operativas, la emisión de comunicaciones de seguimiento y la ejecución de actividades orientadas a la homologación de la nomenclatura de las centrales generadoras. Asimismo, indicó que las diferencias identificadas en los reportes operativos obedecen principalmente a criterios de clasificación de instalaciones y a la inclusión de centrales en distintas condiciones operativas o de participación en el mercado, y señaló que se efectuarán los ajustes correspondientes en futuras publicaciones. Adicionalmente, reconoció oportunidades de mejora relacionadas con la oportunidad, la completitud y la consistencia de la información reportada por los agentes, y manifestó su disposición a continuar coordinando acciones con la CREE para fortalecer el cumplimiento de las obligaciones regulatorias aplicables.

1.7.1.4 Resultado del proceso

A continuación, se presentan los principales hallazgos derivados de la verificación del cumplimiento de la declaración de información operativa por parte de los agentes productores, con base en la información publicada por el CND en sus informes operativos mensuales, semanales y diarios. Para efectos de claridad, los resultados se organizan en cumplimiento general por horizonte temporal y por las acciones de fortalecimiento realizadas por esta Comisión.

1.7.1.4.1 Declaración de información

La presente sección actualiza los resultados de la fiscalización del cumplimiento de las obligaciones de declaración de información operativa por parte de los Agentes Productores, considerando los distintos horizontes de programación establecidos en la normativa vigente y tomando como base los registros publicados por el Centro Nacional de Despacho (CND). La información declarada constituye un insumo fundamental para la planificación, programación y operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), al proporcionar datos sobre la disponibilidad de recursos, las restricciones operativas, los costos de generación y demás variables necesarias para la toma de decisiones operativas.

El análisis comprende los horizontes de programación mensual, semanal y diario (Predespacho) y evalúa los niveles de cumplimiento observados durante los meses de junio, julio y agosto de 2026. Asimismo, incorpora una comparación con los resultados del período enero-mayo de 2026, con el propósito de identificar tendencias y valorar la evolución del cumplimiento de los agentes.

El **Gráfico 1-1** presenta la actualización del estado de cumplimiento de la declaración mensual de información operativa correspondiente al período de junio a agosto de 2026. De acuerdo con los registros publicados por el CND, durante dicho período se consideró un promedio de 113 centrales generadoras. Los resultados reflejan la persistencia de elevados niveles de incumplimiento: en promedio, el 87.6 % de las centrales no presentó la información en los plazos y términos establecidos en la normativa aplicable, mientras que únicamente el 12.4 % registró cumplimiento.

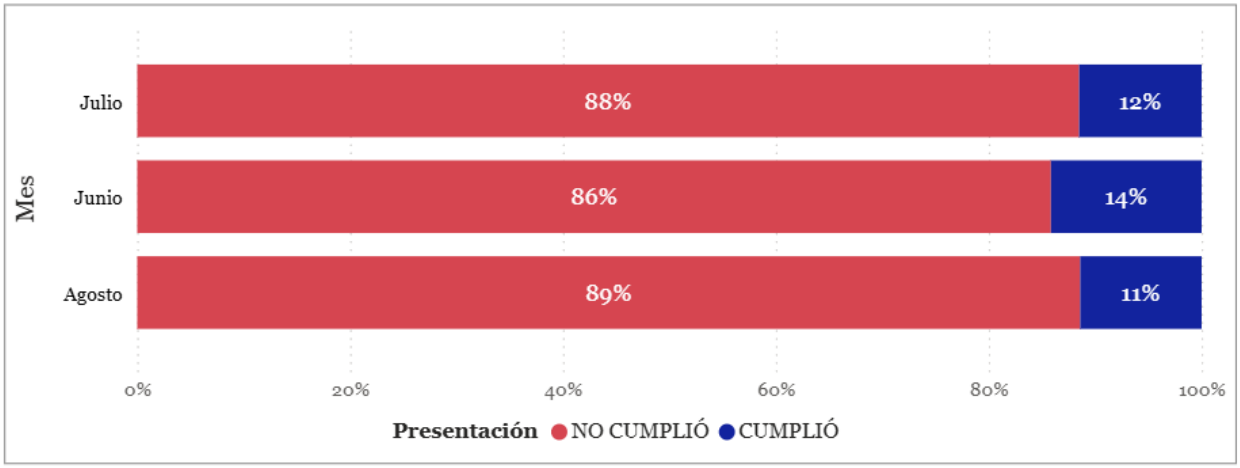


Gráfico 1-1 Declaración de información operativa mensual de las centrales generadoras (fuente Informe de Planificación Operativa a Largo Plazo junio a agosto 2026)

La declaración mensual continúa registrando los niveles más altos de incumplimiento entre los horizontes analizados. Al comparar los períodos enero-mayo y junio-agosto de 2026, el incumplimiento promedio pasó de 88.4 % a 87.6 %, lo que refleja una mejora marginal y evidencia que las deficiencias asociadas a este proceso permanecen prácticamente sin cambios. En respuesta a esta situación, el CND informó que está desarrollando el módulo de declaración mensual dentro de la Aplicación de Declaraciones Digitales, con el objetivo de extender los mecanismos de validación y control automatizado ya implementados en los horizontes semanal y diario, fortaleciendo así la calidad y la oportunidad de la información reportada.

El **Gráfico 1-2** muestra el comportamiento de la declaración de información operativa semanal durante el período comprendido entre las semanas 23 y 35 de 2026. Según los registros publicados por el CND, se consideraron, en promedio, 107 centrales generadoras. Para este horizonte se incorpora la categoría "Incompleto", que, para efectos del presente análisis, se interpreta como la remisión parcial o incompleta de la información requerida. Los resultados evidencian que, en promedio, el 25.3 % de las centrales registró incumplimiento, el 43.7 % presentó la información de manera completa y el 31.0 % la remitió de forma incompleta.

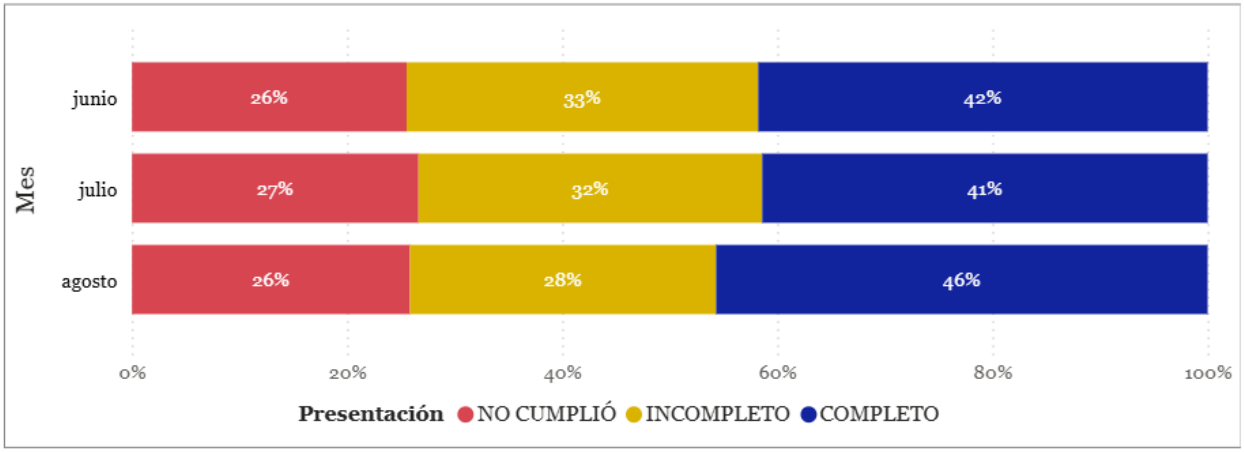


Gráfico 1-2 Declaración de información operativa mensual de las centrales generadoras (fuente Programación semanal enero-mayo 2026)

La declaración de información operativa semanal muestra una mejora respecto del período enero-mayo de 2026, al incrementarse el porcentaje de declaraciones completas del 38.0 % al 43.7 %. No obstante, la remisión de información incompleta continúa representando una proporción significativa de los registros analizados e incluso registra un ligero incremento respecto al período anterior.

Esta evolución es consistente con las acciones de mejora implementadas por el CND, en particular la puesta en operación obligatoria de la Aplicación de Declaraciones Digitales y el fortalecimiento de los mecanismos de validación y control de la información reportada. Si bien estas medidas reflejan avances en la modernización del proceso de declaración, los niveles de cumplimiento continúan por debajo de los valores deseables para garantizar la calidad, la integridad y la oportunidad de la información utilizada en la programación semanal de la operación del SIN.

El **Gráfico 1-3** presenta el comportamiento de la declaración de información operativa diaria o de Predespacho durante el período comprendido entre junio y agosto de 2026. Al igual que en el horizonte semanal, se considera la categoría "Incompleto" como remisión incompleta de la

información requerida. Con base en los registros publicados por el CND, se analizaron en promedio 108 centrales generadoras. Los resultados muestran que el 15.6 % de las centrales registró incumplimiento, el 59.8 % presentó la información de forma completa y el 24.6 % la remitió de manera incompleta.

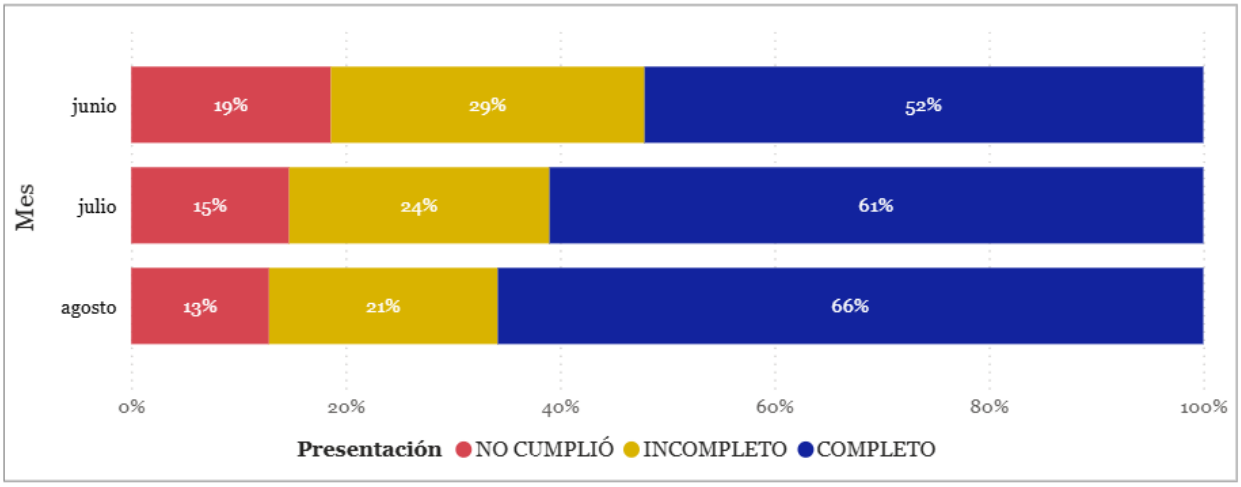


Gráfico 1-3 Declaración de información operativa diaria de las centrales generadoras (fuente Predespacho diario enero-mayo 2026)

El horizonte diario presenta el mejor desempeño relativo entre los tres procesos analizados. En comparación con el período enero-mayo de 2026, el porcentaje de cumplimiento aumentó de 40.2 % a 59.8 %, lo que constituye la mejora más significativa observada en los horizontes evaluados.

Al igual que en la programación semanal, estos resultados son consistentes con las acciones de mejora impulsadas por el CND, en particular la implementación obligatoria de la Aplicación de Declaraciones Digitales y el fortalecimiento de los mecanismos de seguimiento, validación y control de las declaraciones operativas. Sin embargo, pese a los avances observados, el 40.2 % de las centrales aún presenta incumplimientos o remisiones incompletas, lo que limita la disponibilidad de información confiable para la elaboración del Predespacho, la validación de disponibilidades y la programación de servicios complementarios.

En conjunto, los resultados evidencian una mejora en el cumplimiento de las obligaciones de declaración de información operativa, especialmente en los horizontes semanal y diario, lo cual coincide con las acciones de modernización y automatización implementadas por el CND durante 2026. No obstante, persisten niveles relevantes de incumplimiento y de remisión incompleta que afectan la calidad, la integridad y la oportunidad de la información utilizada por el Operador del Sistema para la planificación y programación de la operación del SIN.

En términos regulatorios, los avances observados aún no son suficientes para garantizar de manera consistente la confiabilidad de los insumos requeridos para la operación del sistema. Particularmente, la declaración mensual continúa siendo el principal foco de atención, mientras que en los horizontes semanal y diario persisten oportunidades de mejora asociadas a la completitud de la información reportada. En consecuencia, resulta necesario que las medidas implementadas y planificadas por el CND continúen consolidándose, a fin de lograr mejoras sostenibles en la calidad, la trazabilidad y la oportunidad de la información suministrada por los Agentes Productores.

1.7.1.4.2 Evento de socialización sobre disposiciones normativas de información operativa

Como parte de las acciones de seguimiento desarrolladas durante el tercer trimestre de 2026, el 29 de septiembre se realizó en la ciudad de San Pedro Sula una jornada técnica de socialización denominada Derechos y Obligaciones de los Actores del Mercado Eléctrico Nacional, orientada a fortalecer el conocimiento y la comprensión de las disposiciones legales, regulatorias y operativas que rigen la participación de los distintos actores del Mercado Eléctrico Nacional (MEN). La actividad tuvo como objetivo promover el cumplimiento de la normativa vigente, fortalecer la coordinación entre los participantes del mercado y contribuir a una gestión eficiente del SIN.



Imagen 1-7 Evento de Socialización sobre Derechos y Obligaciones de los Actores del Mercado Eléctrico Nacional

Como resultado del proceso de convocatoria, se registró la participación de 91 asistentes en modalidad presencial y de al menos 50 en modalidad virtual. Entre los participantes se contó con personal designado por las empresas generadoras, los consumidores calificados y la empresa transmisora, lo que permitió una amplia representación de los distintos agentes del sector eléctrico (ver **Imagen 1-7**).

Durante la jornada se abordaron aspectos relacionados con los derechos, obligaciones y responsabilidades de los actores del MEN, las obligaciones de remisión de información operativa, los mecanismos de coordinación requeridos para la operación del SIN, así como los incumplimientos y los procesos administrativos previstos en la normativa aplicable.

Se espera que esta actividad contribuya al fortalecimiento del conocimiento de los requisitos regulatorios aplicables a la participación en el mercado eléctrico, a la mejora de la calidad, la integridad y la oportunidad de la información operativa reportada por los agentes, y al fortalecimiento de la coordinación institucional entre los distintos actores del sector. Asimismo, la socialización permitirá promover una aplicación más uniforme de la normativa vigente y facilitar la identificación temprana de oportunidades de mejora en el cumplimiento regulatorio, lo que contribuirá al fortalecimiento de la gobernanza, la confiabilidad y la eficiencia operativa del MEN.

1.7.1.5 Conclusiones

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

1. Los resultados correspondientes al período junio-agosto de 2026 evidencian avances en el cumplimiento de las obligaciones de declaración de información operativa respecto del período enero-mayo de 2026, particularmente en los horizontes de programación semanal y diaria. El desempeño más favorable se observó en el Predespacho Diario, donde el nivel de cumplimiento aumentó del 40.2 % al 59.8 %, lo que refleja una mejora en la disponibilidad y oportunidad de la información requerida para la programación operativa de corto plazo. Estos resultados son consistentes con las acciones de modernización implementadas por el CND y evidencian una respuesta positiva de los agentes ante los mecanismos de control y validación adoptados.

   No obstante, persisten niveles significativos de incumplimiento y de remisión incompleta de información en los tres horizontes analizados, situación que continúa afectando la calidad, la integridad y la confiabilidad de los insumos utilizados por el Operador del Sistema en los procesos de planificación, programación y coordinación de la operación del SIN. Asimismo, la declaración mensual continúa siendo el principal foco de atención regulatoria, al mantener niveles de incumplimiento superiores al 87 %, lo que evidencia la persistencia de debilidades estructurales en este proceso y la necesidad de fortalecer las medidas correctivas actualmente en desarrollo.

2. Los resultados obtenidos permitieron identificar oportunidades específicas de mejora en los procesos de captura, validación y gestión de la información operativa reportada por los Agentes Productores, proporcionando elementos técnicos objetivos para sustentar actuaciones regulatorias y acciones correctivas orientadas al fortalecimiento de dichos procesos. En este sentido, la fiscalización ha contribuido a promover mecanismos que favorecen una mayor trazabilidad, consistencia y confiabilidad de la información empleada en la operación del mercado eléctrico, fortaleciendo las condiciones necesarias para una supervisión más efectiva del cumplimiento regulatorio.
3. Las actuaciones de seguimiento desarrolladas durante el período, incluyendo la socialización de las obligaciones regulatorias aplicables a los actores del Mercado Eléctrico Nacional, complementan las actividades de fiscalización mediante un enfoque preventivo orientado a fortalecer el conocimiento normativo y promover una aplicación uniforme de las disposiciones vigentes. En conjunto, las acciones ejecutadas por esta Comisión contribuyen a mejorar las condiciones de cumplimiento regulatorio, fortalecer la coordinación entre los participantes del sector y generar incentivos para una gestión más eficiente, transparente y confiable de la información utilizada en la planificación y operación del SIN.

1.7.1.6 Recomendaciones

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

Implementar un esquema de seguimiento continuo mediante la aplicación de una matriz de fiscalización que permita monitorear de forma sistemática el cumplimiento de los agentes, identificando desviaciones por tipo de incumplimiento, tecnología y horizonte operativo. Este esquema podrá ejecutarse al concluir las acciones de comunicación desarrolladas en el presente trimestre y de acuerdo con las acciones definidas en la mesa de trabajo CREE-CND.

1.7.1.7 Matriz de seguimiento

No.	INFORME	RECOMENDACIÓN	SEGUIMIENTO	ESTADO
1	Verificación de la declaración de información operativa -T2	Remitir al CND oficio con las principales observaciones producto del procesamiento de datos de los informes operativos	Mediante el Oficio CREE-293-2026, de fecha 24 de agosto de 2026, se comunicaron al Centro Nacional de Despacho (CND) los principales resultados y hallazgos derivados del proceso de fiscalización.	Finalizado
2		Remitir al CND un oficio que comunique los principales hallazgos del análisis realizado. Asimismo, se propondrá la estructuración de la mesa de trabajo entre ambas instituciones.	Asimismo, mediante el referido oficio se solicitó información sobre las acciones implementadas por el CND en el ejercicio de sus facultades para	En proceso

No.	INFORME	RECOMENDACIÓN	SEGUIMIENTO	ESTADO
			atender las situaciones identificadas, así como la conformación de una mesa de trabajo orientada al análisis de los resultados y a la definición de medidas de mejora, cuya reunión inicial fue programada para el mes de octubre de 2026	
3		Socializar con los agentes productores, la empresa distribuidora y la empresa transmisora las obligaciones y responsabilidades relativas a la presentación de la información operativa, de conformidad con lo dispuesto en la normativa vigente.	El 29 de septiembre de 2026, en la ciudad de San Pedro Sula, se llevó a cabo la jornada de socialización denominada "Derechos y Obligaciones de los Actores del Mercado Eléctrico Nacional", que contó con la participación de 91 asistentes en modalidad presencial y de 55 en modalidad virtual. La actividad tuvo como objetivo promover el cumplimiento de la normativa vigente, fortalecer la coordinación entre los distintos participantes del mercado.	Finalizado
4		Implementar acciones de monitoreo posteriores a la emisión de comunicaciones relacionadas con la presentación de información operativa.	Las actividades de seguimiento de los resultados obtenidos y de los compromisos derivados de las acciones antes descritas se desarrollarán durante el siguiente trimestre.	No iniciado

1.7.2 Fiscalización de plan anual de auditorías técnicas (PAAT)

1.7.2.1 Introducción

El Centro Nacional de Despacho (CND) debe planificar, coordinar y ejecutar anualmente el Plan Anual de Auditorías Técnicas (PAAT), conforme a lo dispuesto en la Norma Técnica de Inspección y Verificación (NT-IV) aprobada por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). El CND y los Coordinados deben seguir los pasos de la **Imagen 1-8** con el fin de asegurar una adecuada estructuración y ejecución del PAAT.

En el marco de la ejecución del PAAT, el CND deberá proporcionar a la CREE toda la información necesaria para supervisar de manera efectiva cada una de las etapas del proceso de inspección y verificación, conforme a la normativa vigente. Esta obligación incluye la entrega oportuna, completa y documentada de los informes, registros y cualquier otro insumo requerido para garantizar la transparencia y la trazabilidad del proceso.

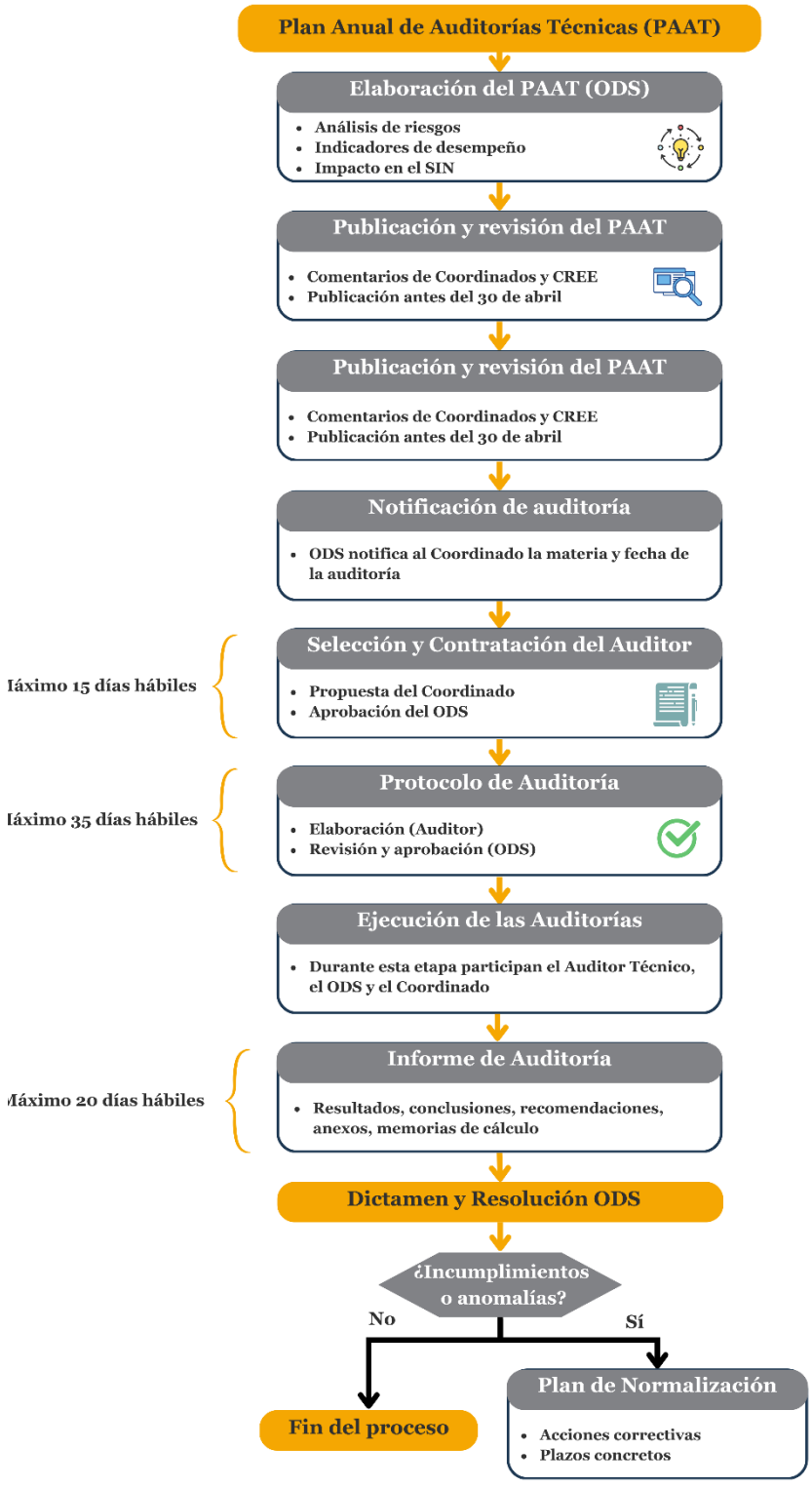


Imagen 1-8 Estructuración y ejecución del PAAT

1.7.2.2 Objetivos

1. Supervisar la elaboración y la ejecución del Plan Anual de Auditorías Técnicas (PAAT), que se centra en los aspectos críticos de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y busca asegurar su correcto desempeño.

2. Verificar los procedimientos ejecutados por el CND en el marco de la elaboración y ejecución anual del PAAT, con el objetivo de asegurar el cumplimiento de las actividades programadas y la conformidad con los lineamientos normativos establecidos.

3. Revisar el porcentaje de ejecución del PAAT 2023 y del PAAT 2024, con el propósito de identificar las pruebas reprogramadas por los coordinados y aquellas ya ejecutadas, facilitando así el mapeo y el análisis de avances y desviaciones en la planificación.

1.7.2.3 Antecedentes

El 29 de octubre de 2024, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica remitió al Centro Nacional de Despacho (CND) el Oficio CREE-628-2024, mediante el cual solicitó información relacionada con el Plan Anual de Auditorías Técnicas (PAAT) 2024, con el propósito de fiscalizar su cumplimiento, en particular respecto de las auditorías de Costos Variables de Generación (CVG) programadas para los agentes coordinados. En atención a dicho requerimiento, el CND remitió información relacionada con las auditorías; sin embargo, no se presentaron los informes definitivos de las auditorías realizadas. Posteriormente, en fecha 13 de noviembre de 2024, el CND presentó el Oficio JPO-CND-56-XI-2024 junto con el archivo denominado “Anexo 1-Tabla Formato Excel”.

Posteriormente, el 26 de febrero de 2025, la CREE remitió al CND el Oficio CREE-064-2025, mediante el cual solicitó información relativa a los PAAT 2023 y 2024, así como la planificación del PAAT 2025, con el fin de fiscalizar el cumplimiento de la Norma Técnica de Inspección y Verificación (NT-IV). Para el seguimiento de la ejecución de las auditorías técnicas, la CREE elaboró y remitió a los Coordinados un formato consistente en una matriz de seguimiento de las pruebas realizadas. En respuesta, el 19 de marzo de 2025 se remitió el archivo “Ejecución del PAAT Anexo Oficio CREE-064-2025”, junto con el Informe de Subsanación de Incumplimientos PAAT-2023.

En el marco del seguimiento del proceso de ejecución de las auditorías técnicas, el 07 de octubre de 2025 se realizó una mesa técnica entre la CREE y el CND, orientada a optimizar los procesos de fiscalización y supervisión del cumplimiento de la normativa aplicable a dichas auditorías.

Como resultado del seguimiento realizado, mediante el Oficio CREE-580-2025 de fecha 11 de noviembre de 2025, la CREE solicitó acceso a la carpeta utilizada por el CND para almacenar y actualizar la información correspondiente a las auditorías de Costos Variables de Generación realizadas y en proceso de ejecución. Asimismo, se requirió la remisión de los oficios relacionados con las auditorías técnicas y de un informe consolidado sobre su estado, que incluya información relativa a su ejecución, programación, nivel de avance, atrasos y planes de normalización.

El 13 de noviembre de 2025 se presentó, en respuesta al referido requerimiento anterior, una manifestación relacionada con el tratamiento y la confidencialidad de la información solicitada. Posteriormente, mediante el Oficio CREE-033-2026, la CREE reiteró el requerimiento de acceso a la información correspondiente a las auditorías y otorgó un plazo de diez días hábiles para su remisión.

En atención a los Oficios CREE-580-2025 y CREE-033-2026, el 10 de febrero de 2026, el CND habilitó a la CREE el acceso a la carpeta institucional que contiene la información correspondiente a las auditorías de Costos Variables de Generación, incluyendo tanto procesos concluidos como aquellos que se encontraban en ejecución. Asimismo, se actualizó el archivo "Ejecución del PAAT – Oficio CREE-580-2025", incorporando información adicional sobre el estado general de ejecución por año y sobre los Planes de Normalización.

Respecto del PAAT 2027, en el marco de las reuniones de la mesa técnica se estableció el seguimiento de su presentación, conforme a los requerimientos y plazos establecidos en la NT-IV. El 30 de marzo de 2026 se publicó el plan preliminar en la página web del CND y también se remitió a la CREE por correo electrónico. Posteriormente, el 17 de abril de 2026, la CREE remitió los comentarios y observaciones técnicas correspondientes al PAAT 2027 y, el 13 de mayo de 2026, se recibió comunicación sobre la atención de dichas observaciones y la publicación del plan.

Asimismo, el 24 de abril de 2026, la Secretaría General de la CREE notificó al CND el Oficio CREE-149-2026, mediante el cual se requirió ampliar el acceso previamente solicitado para las auditorías de CVG a los expedientes completos correspondientes a las auditorías de Potencia Efectiva (PE), Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), Mínimo Técnico (MT) y Costos Variables de Generación (CVG). Adicionalmente, se solicitó información completa sobre las auditorías realizadas y la atención de los casos específicos identificados durante la revisión de la documentación disponible.

Para la atención del Oficio CREE-149-2026 se concedió una ampliación de plazo. Dentro del plazo otorgado, el 27 de mayo de 2026 se presentó ante la Secretaría de la CREE la información requerida, incluyendo enlaces a los expedientes correspondientes, así como los dictámenes y resoluciones de los procesos PAAT 2023 y PAAT 2024. Finalmente, el 04 de junio de 2026, la Secretaría General de la CREE remitió, mediante auto, a la Dirección de Fiscalización la respuesta correspondiente al Oficio CREE-149-2026, para la revisión y el análisis de la información presentada.

1.7.2.4 Resultado del proceso

1.7.2.4.1 PAAT 2023 y PAAT 2024

De la revisión de la información remitida por el CND sobre los procesos del PAAT 2023 y PAAT 2024 se identificaron los siguientes hallazgos:

a. Se compartió con la CREE las carpetas que contienen la resolución y dictamen mediante el cual el CND aprueba o rechaza los Informes de Auditorías Técnicas, sin embargo, debido a diferentes situaciones de confidencialidad que ha reportado el CND a esta Comisión, no existe ninguna resolución e informe publicado en la página web del CND.

b. A partir de la revisión de los expedientes de auditorías técnicas, se identificó un incumplimiento de los plazos establecidos en la Norma Técnica de Inspección y Verificación, tanto por parte de los Coordinados como del CND. Dichos incumplimientos representan un retraso en la ejecución de la planificación del PAAT, lo que podría comprometer la eficiencia del proceso y generar impactos en la operación del sistema.

c. Para las auditorías del PAAT 2023, el CND indica lo siguiente:

PROCESO PAAT 2023		
PROCESO \ MATERIA	*Potencia Efectiva*	*Regulación Primaria de Frecuencia*
Auditoría Notificada	17	17
Auditoría sin Avance desde la Notificación de Inicio del Proceso	0	0
Propuesta de Auditor	15	15
Aprobación de Propuesta de Auditor	17	17
Auditoría Ejecutada	17	17
Auditoría Sin Ejecutar	0	0
Resolución Emitida	16	16
Resolución Emitida [%]	94%	94%
Plan de Normalización	0	6

Imagen 1-9 PAAT 2023

d. Por otro lado, para las auditorías del PAAT 2024 el CND declara lo siguiente:

PROCESO PAAT 2024				
PROCESO \ MATERIA	*Potencia Efectiva*	*Regulación Primaria de Frecuencia*	*Mínimo Técnico*	*Costos Variables de Generación*
Auditoría Notificada	39	39	56	56
Auditoría sin Avance desde la Notificación de Inicio del Proceso	13	13	14	14
Propuesta de Auditor	26	26	42	42
Aprobación de Propuesta de Auditor	26	26	42	42
Auditoría Ejecutada	25	24	42	42
Auditoría Sin Ejecutar	14	15	14	14
Resolución Emitida	15	14	20	18
Resolución Emitida [%]	38%	36%	36%	32%
Plan de Normalización	0	3	0	0

Imagen 1-10 PAAT 2024

e. Se identificaron casos puntuales de auditorías técnicas con estados de "Protocolo en revisión", "Informes en revisión" y "Proceso pausado"; sin embargo, el CND ha manifestado que debe tomarse en consideración que dichos estados responden al seguimiento particular de cada auditoría técnica, conforme a la materia auditada, la tecnología de generación correspondiente y la documentación técnica asociada a cada proceso.

Cabe resaltar que la información solicitada en seguimiento a estos hallazgos está en proceso de revisión por parte de esta Dirección, ya que, si bien el pasado no puede cambiarse, la CREE busca que todos los procesos se ajusten a la realidad operativa del CND, de los Coordinados y del sistema eléctrico en general, con el fin de mejorar la ejecución de dichos procesos y asegurar una operación eficiente y confiable.

1.7.2.4.2 Revisión y modificación de normativa

En el proceso de fiscalización del PAAT esta Dirección ha identificado oportunidades de mejora a la normativa vigente, en específico a la Norma Técnica de Inspección y Verificación (NT-IV) en cuanto a los plazos establecidos para la ejecución y cierre de las auditorías técnicas, así como en las consecuencias del incumplimiento en la presentación de los Planes de Normalización por parte de los agentes del MEN y la notificación de estos a la CREE por parte del CND; y a la Norma Técnica de Programación de la Operación (NT-PO) en cuanto al proceso de verificación de los CVG declarados mensualmente por las Empresas Generadoras, por lo que esta Dirección solicitará a la Dirección de Regulación la revisión y propuesta de modificación a dichas normas técnicas, esto con la finalidad de fortalecer el marco regulatorio, mejorar su aplicabilidad práctica y asegurar un cumplimiento más eficiente y oportuno por parte de los agentes regulados.

Asimismo, en las reuniones sostenidas con el CND, este último ha expresado su preocupación por el cumplimiento de la NT-IV, debido a los plazos establecidos y a la publicación de los informes

de auditoría. En este sentido, el CND ha manifestado su disposición a presentar una solicitud de modificación de dicha norma, con el propósito de ajustar los plazos y condiciones vigentes en función de la experiencia operativa y de las dificultades identificadas en su cumplimiento.

Es importante resaltar que, en este proceso, el CND ha realizado la publicación y la socialización del PAAT 2027 en tiempo y forma.

1.7.2.5 Conclusiones

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

1. Se evidencian retrasos e incumplimientos de los plazos en la ejecución de las auditorías técnicas establecidos en la normativa, tanto por parte del CND como de los Coordinados, lo que ha derivado en auditorías con estados inconclusos o en proceso, como “en revisión” o “pausado”. Sin embargo, el CND ha mejorado sus porcentajes de avance en la emisión de resoluciones para el PAAT 2024.
2. Se reconoce como un avance importante la publicación del PAAT 2027 en tiempo y forma, lo cual fortalece la planificación, la transparencia y el cumplimiento de la normativa vigente.
3. Es necesario revisar la normativa técnica vigente, en particular la NT-IV y la NT-PO; ello resulta fundamental para fortalecer el marco regulatorio y garantizar su adecuada aplicación en la práctica. Los hallazgos identificados evidencian que podrían existir mejoras en los plazos, procedimientos y obligaciones establecidos.

1.7.2.6 Recomendaciones

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

1. Continuar con la revisión de los expedientes de auditorías técnicas completos, con el fin de identificar el nivel de cumplimiento de lo establecido en la normativa vigente. Asimismo, con el fin de identificar mejoras en los procesos y en las necesidades del CND.
2. Dar seguimiento al cumplimiento de las auditorías programadas en el PAAT 2027, verificando el cumplimiento de los plazos y las obligaciones por parte del CND y los Coordinados.
3. Remitir las observaciones a la Dirección de Regulación, a fin de que se analice y revise la normativa vigente, con el propósito de incorporar mejoras y asegurar una fiscalización adecuada conforme a las funciones de esta Comisión.

4. Continuar con las reuniones de la Mesa Técnica entre el CND y la CREE, con el fin de mejorar la comprensión de la normativa y de los procesos, y asegurar su cumplimiento por parte del CND y de los demás agentes del MEN.

1.7.2.7 Matriz de seguimiento

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2026)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Continuar con la revisión de los expedientes del PAAT.	Expedientes	Documento	Semana 35	En proceso
2	Seguimiento PAAT 2027.	Oficio	Correo	--	Pendiente
3	Remitir las observaciones a la Dirección de Regulación.	Memorándum	Correo	Semana 28	Pendiente

P12-PF02-PI02
INFORME DE FISCALIZACIÓN DE ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



Septiembre 2026

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS

CREE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA

2.1 INTRODUCCIÓN

El Mercado Mayorista de Electricidad constituye el mecanismo mediante el cual se coordinan, en términos técnicos y económicos, las transacciones de energía, potencia y servicios complementarios entre los agentes participantes del Sistema Interconectado Nacional (SIN), asegurando el abastecimiento de la demanda eléctrica bajo criterios de eficiencia económica, seguridad operativa y transparencia.

En este contexto, la administración del mercado requiere la aplicación estricta de procedimientos regulatorios asociados a:

- Despacho económico;
- Medición comercial;
- Administración de contratos;
- Liquidación de transacciones;
- Control de desviaciones operativas;
- Provisión de servicios complementarios.

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, en ejercicio de sus atribuciones legales de supervisión y fiscalización del subsector eléctrico, elabora el presente informe con el propósito de evaluar el cumplimiento de las disposiciones regulatorias aplicables a la administración del mercado mayorista, así como identificar posibles desviaciones, inconsistencias o debilidades en los procesos operativos y comerciales llevados a cabo por el Operador del Sistema y los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional.

2.2 OBJETIVOS

Fiscalizar la administración del Mercado Mayorista de Electricidad con el fin de verificar que los procesos de operación comercial, despacho económico y cálculo y liquidación de transacciones se realicen conforme a lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), su Reglamento y la demás normativa aplicable.

2.2.1 *Objetivos específicos*

1. Fiscalizar el cumplimiento de la norma técnica de medición comercial.

2. Fiscalizar el cumplimiento de la normativa aplicable a los procesos de liquidación del mercado.
3. Fiscalizar el cumplimiento de la normativa aplicable a los contratos de abastecimiento y de respaldo.
4. Supervisar el manejo de los sobrecostos de generación forzada.
5. Fiscalizar el cumplimiento de la normativa aplicable a los servicios complementarios.

2.3 MARCO LEGAL

La fiscalización de la administración del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) se sustenta en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), su Reglamento, el Reglamento de Operación del Sistema y de Administración del Mercado Mayorista (ROM) y las normas técnicas aplicables a la medición comercial, la liquidación del mercado, los contratos y los servicios complementarios.

2.3.1 Ley General de la Industria Eléctrica y sus reformas

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), aprobada mediante Decreto No. 404-2013 y sus reformas, regula las actividades del subsector eléctrico. Para efectos del presente informe, se destacan las siguientes disposiciones:

1. El artículo 3, literal D, establece las facultades de la CREE para aplicar y fiscalizar el cumplimiento de la normativa del subsector eléctrico, así como para realizar inspecciones e imponer las sanciones correspondientes.
2. El artículo 8, literal A, faculta a la CREE para realizar inspecciones destinadas a verificar la información suministrada por las empresas, conforme al procedimiento reglamentario.
3. El artículo 9 regula la organización y las funciones del operador, incluidas la coordinación del despacho, el cálculo de los costos marginales, la determinación de la potencia y de la energía firme y la liquidación financiera de las operaciones del mercado. Asimismo, establece la obligación de las empresas de suministrar la información necesaria para el ejercicio de dichas funciones.

2.3.2 Reforma introducida mediante el Decreto Legislativo No. 198-2026

El Decreto Legislativo No. 198-2026, publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 29 de septiembre de 2026, reforma la LGIE e introduce cambios relevantes para la administración del mercado:

1. Artículo 5. Incorpora expresamente a las Empresas Comercializadoras y establece su inscripción y la actualización de la información en el registro público administrado por la CREE.
2. Artículo 9. Crea el Operador del Sistema y del Mercado (OSM) como entidad independiente, responsable de la operación integrada del sistema y de la administración del mercado, modificando el esquema institucional bajo el cual estas funciones eran desempeñadas por el CND.
3. Artículo 10. Elimina el umbral legal fijo de 5 MW para los Consumidores Calificados y atribuye a la CREE la fijación del límite de demanda, lo que permite establecer regulatoriamente un límite menor.
4. Artículo 11. Regula las actividades de generación, comercialización y almacenamiento, ampliando las posibilidades de participación y contratación en el mercado

2.3.3 Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista

El ROM establece las normas y procedimientos para la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la administración del MEN, incluida su relación con el Mercado Eléctrico Regional (MER). Para efectos de esta fiscalización, se destacan las siguientes disposiciones:

1. Artículo 9. Obligaciones de los agentes. Establece el cumplimiento de las instrucciones del operador, el suministro de información, la disponibilidad de sistemas de medición y comunicación, la presentación de garantías y las obligaciones de contratación de potencia firme y de prestación de servicios complementarios.
2. Artículo 10. Funciones del operador. Comprende la supervisión de la operación del SIN, la administración del Mercado de Oportunidad, el cálculo de precios nodales, la gestión de la medición comercial, la liquidación de transacciones y la elaboración de informes.
3. Artículos 18 y 19, modificados mediante el Acuerdo CREE-53-2021. Regulan la determinación mensual de los desvíos de potencia firme y su liquidación como parte del ITC.
4. Artículo 27, modificado mediante Acuerdo CREE-07-2025. Establece la elaboración del predespacho nacional con detalle horario, considerando la demanda prevista, los recursos disponibles y las restricciones de seguridad.
5. Artículo 53. Operación en tiempo real. Permite modificar el despacho por motivos de seguridad y requerir servicios complementarios.

6. Artículo 56. Posdespacho. Establece el cálculo de precios nodales y de desviaciones a partir de la medición comercial y de las condiciones efectivas de operación. La generación forzada se incorpora a un costo variable nulo y no interviene en la formación de precios.
7. Artículos 60 y 61. Servicios complementarios. Establecen las obligaciones mínimas de prestación, su verificación por el operador y la notificación de incumplimientos a la CREE.
8. Artículo 62. Generación forzada. Dispone que los sobrecostos derivados del incumplimiento de las obligaciones de servicios complementarios se carguen a los agentes responsables y que esta generación no fije los precios nodales.
9. Artículos 69, 73 y 76. Regulan el seguimiento de los servicios de control de frecuencia, de voltaje y de arranque en negro, así como las consecuencias de su incumplimiento.
10. Artículo 89. Ingresos Variables de Transmisión. Establece su liquidación como mecanismo de contribución al pago de las pérdidas marginales y de las rentas de congestión.
11. Artículo 95. Medición comercial. Obliga a los agentes a instalar sistemas de medición conforme a la normativa, a facilitar el acceso del operador y a suministrar información confiable.
12. Artículo 101. Comunicación de contratos. Exige declarar los contratos y proporcionar la información necesaria para determinar la energía y la potencia firme contratadas, sus puntos de entrega y su vigencia.
13. Artículo 102. Liquidación de energía. Establece la liquidación mensual de las transacciones horarias con base en los precios nodales del posdespacho, los contratos vigentes y la energía medida, incluidos los excedentes, déficits y desviaciones.
14. Artículo 103. Peajes y otros cargos. Regula la liquidación de cargos por uso de redes, operación del sistema, servicios complementarios, regulación, transacciones regionales y sobrecostos de generación forzada.
15. Artículo 104. Desvíos de potencia firme. Remite su liquidación al procedimiento establecido en el artículo 19.
16. Artículo 107. Garantías de pago. Exige garantías suficientes para respaldar las transacciones y los cargos estimados durante los próximos cuarenta y cinco (45) días.
17. Artículo 113. Auditabilidad. Establece que las bases de datos, los procedimientos y los modelos utilizados para calcular precios y transacciones sean auditables y accesibles para los agentes y la CREE.

2.3.4 Norma Técnica de Medición Comercial

La Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC), entre sus objetos de aplicación para fines del presente informe, incluye el empleo y la definición de los procedimientos para la verificación, la intervención y la operación del SIMEC. Para los términos del presente informe se toma en consideración lo dispuesto a continuación:

1. Que la NT-MC, en su Sección Definiciones, para términos del presente informe se toma en consideración lo siguiente:
    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 mediante el cual se determina si los componentes del Sistema de Medición Comercial (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 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. (ii) el punto de conexión eléctrico entre las redes de Empresas Transmisoras o Empresas Distribuidoras; (iii) el punto de conexión entre niveles de tensión de una misma Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora.
2. La Sección 5 define que el 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).
d. El Concentrador de Mediciones.

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

1. La Sección 7.1 establece las obligaciones del operador del sistema, de las cuales se enlistan a 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 de los medios de comunicación del SIMEC. Este plan se publicará anualmente en los medios correspondientes.

2. Que la NT-MC Sección 7.2 establece las obligaciones de los Agentes del MEN y Empresa Transmisora, de las cuales se enlistan a 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 medición 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 previa a realizar la modificación, de acuerdo con el formato y medio que defina el ODS, para aprobación y coordinación con el ODS;
   k. 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 un Punto de Medición de un Agente del MEN.
3. La subsección 10.2 establece el proceso para oficializar equipos de medición en un Punto de Medición de un Agente del MEN o en un enlace internacional o en otro Punto de Medición que es responsabilidad de una Empresa Transmisora, y es el siguiente:
   a. El responsable de los equipos de medición para el Punto de Medición debe solicitar a un Verificador de Equipos de Medición autorizado por el ODS la Verificación de que

los equipos cumplen con los requisitos definidos en el anexo “Especificaciones para los Equipos de Medición y Sistemas de Comunicaciones” de esta Norma Técnica.

b. El Verificador de Equipos de Medición realiza la Verificación de los requisitos y, de comprobar su cumplimiento, otorga el certificado de Verificación y procede al sellado de los equipos.

c. Con el certificado de Verificación, el responsable de los Equipos de Medición debe solicitar al ODS la Oficialización de los equipos o la confirmación de que se ha efectuado la Verificación periódica.

d. Dentro de cinco (5) días hábiles contados a partir de la fecha de recepción de la solicitud presentada por el responsable de los Equipos de Medición, el ODS comprobará la certificación para otorgar la Oficialización de los equipos de medición, o podrá solicitar información adicional de ser necesario.

e. Una vez comprobado, el ODS comunicará al responsable de los Equipos de Medición la Oficialización de los equipos de medición.

f. El ODS podrá denegar la oficialización de los equipos de medición si no se cumple con lo dispuesto en esta norma técnica. Cuando el ODS niegue el registro de un equipo de medición, notificará el hecho al Agente del MEN solicitante indicando los motivos de la negativa.

4. La subsección 10.3 establece que la frecuencia de verificación de los equipos de medición de los cuales es responsable el Agente del MEN o la Empresa Transmisora será de dos (2) años. La Oficialización emitida tendrá una vigencia de dos (2) años a partir de su fecha de emisión.

5. La subsección 10.4 establece que el ODS notificará al responsable de los Equipos de Medición sobre la realización de una Verificación planificada, con una anticipación no menor a diez (10) días hábiles. Recibida esta notificación, el responsable de los Equipos de Medición debe coordinar todas las acciones y actividades necesarias para realizar la Verificación. Asimismo, el responsable de los equipos de medición deberá:

   a. Entregar al ODS el certificado de cumplimiento de la Verificación por parte del Verificador de Equipos de Medición a más tardar en diez (10) días después de realizada la prueba debidamente firmada por el verificador y el responsable de los Equipos de Medición; o,

   b. En caso de que la Verificación no fuese exitosa, entregar el informe del verificador sobre los problemas detectados y el plan de acción para las correcciones.

c. El ODS podrá realizar, sin previo aviso, visitas de control no planificadas a las instalaciones donde están equipos de medición, con la finalidad de verificar que se mantengan las medidas de seguridad de los equipos de medición. Estas actividades estarán incluidas en el presupuesto anual del ODS, sin embargo, si producto de esta auditoría se comprueba incumplimiento de la normativa, los costos incurridos en la visita de control realizada por el ODS serán trasladados al responsable del Equipo de Medición auditado.

6. La subsección 10.5 establece que los resultados de la Verificación de un Punto de Medición serán enviados al ODS por el Verificador de Equipos de Medición, con copia al responsable del Equipo de Medición. Si la Verificación de un Punto de Medición resulta exitosa, el ODS ratificará la Oficialización de los equipos de medición.

   Si el resultado de la Verificación incluye observaciones del Verificador de Equipos de Medición por incumplimientos, el responsable de los Equipos de Medición informará al ODS de dichas observaciones. El ODS establecerá el alcance de la intervención requerida con base en las observaciones y definirá un plazo de veinte (20) días calendario para su ejecución, a fin de mantener la oficialización de sus equipos de medición.

   Si dentro de dicho plazo, el responsable de los Equipos de Medición cumple con los requerimientos en esta Norma Técnica, el ODS ratificará la Oficialización, de lo contrario no se oficializará el mismo, entretanto el Agente del MEN no podrá realizar transacciones

7. La subsección 12.3 define que las liquidaciones del mercado realizadas por el ODS tendrán como base de información las mediciones obtenidas del SIMEC y la información del registro de medidores del MEN, con las correcciones y sustituciones que establece esta Norma Técnica. La información para la liquidación de las transacciones y los cargos que líquida el ODS está asociada al Punto Frontera, Puntos de Medición y los correspondientes factores de ajuste y determinada por el ODS mediante la aplicación del procedimiento de validación, cálculo y sustitución de mediciones conforme a lo detallado en el anexo “Procedimiento de Validación, Cálculo y Sustituciones de Mediciones” de esta Norma Técnica. El ODS debe enviar al EOR la información de medición comercial a través de los enlaces regionales del SIN, con la periodicidad y los requisitos establecidos por el RMER.

8. El Anexo 3 de la presente norma establece las especificaciones para los equipos de medición y los requisitos técnicos mínimos que deberán cumplir los equipos de medición comerciales.

2.3.5 Norma Técnica de Liquidación del Mercado

La Norma Técnica de Liquidación del Mercado tiene como objetivo principal garantizar que el Operador del Sistema (ODS) realice la liquidación de las transacciones del mercado de oportunidad de forma transparente, verificable y basada en información técnica validada, proveniente de los sistemas operativos del sistema eléctrico.

1. Artículo 6. Fundamentos de la liquidación. Establece una liquidación mensual basada en la medición comercial, los contratos de suministro y la información del SCADA.
2. Artículo 7. Inyecciones no autorizadas. Dispone su valoración a costo cero para efectos de liquidación, sin perjuicio de las sanciones aplicables.
3. Artículo 8. Informe de liquidaciones. Establece la publicación del ITC dentro de los siete (7) días hábiles siguientes al cierre de cada mes, detallando los saldos de cada participante.
4. Artículo 9. Contenido del ITC. Define los conceptos de energía, desvíos de potencia, servicios complementarios, uso de redes, sobrecostos, infracciones y ajustes, expresados en dólares de los Estados Unidos de América.
5. Artículo 10. Reclamos al ITC. Regula los plazos de presentación, resolución y revisión de observaciones, el acceso a los registros de cálculo y la remisión a la CREE de las discrepancias que correspondan.
6. Artículo 11. Facturación. Establece la emisión de instrucciones de facturación y reconoce al ITC como memoria de cálculo de los saldos deudores y acreedores.
7. Artículo 12. Pago. Establece el pago dentro de los quince (15) días posteriores a la emisión de las facturas, aun cuando existan observaciones pendientes y la incorporación de ajustes en el ITC subsiguiente.
8. Artículo 13. Ejecución de garantías. Regula su ejecución para cubrir los montos pendientes de pago conforme al procedimiento establecido.

2.3.6 Norma Técnica de Contratos

1. Sección 4.1. Características generales y objetivos. Establece el carácter bilateral de los contratos y las modalidades de contratación de energía y de potencia firme, incluidas las compras de Consumidores Calificados a comercializadoras y distribuidoras.
2. Sección 4.2.1. Requisitos y restricciones generales. Exige declarar los contratos al operador para su verificación y registro, cumplir con los requisitos de participación y evitar la venta duplicada de energía o de potencia comprometida.
3. Sección 4.2.2. Contratos de energía. Establece que los contratos no deben restringir el despacho económico ni la operación segura del SIN, y que deben permitir determinar la energía contratada por período de mercado, así como sus nodos de inyección y de retiro.
4. Sección 4.2.3. Contratos de potencia firme. Regula la disponibilidad y el respaldo de la potencia vendida, las condiciones de suministro a los Consumidores Calificados y la identificación de las cantidades contratadas por mes.

2.3.7 Norma Técnica de Servicios Complementarios

Esta norma establece los requisitos técnicos y operativos para el control del voltaje y de la potencia reactiva, las obligaciones de los participantes y los procedimientos de supervisión. Asimismo, regula los esquemas de desconexión de cargas.

> Artículo 3. Ámbito de aplicación. Define los participantes obligados a prestar los servicios regulados por esta norma. Para el control de voltaje y potencia reactiva, incluye los generadores conectados a distribución con potencia instalada igual o mayor a 5 MW cuya operación impacte en el SIN, con las excepciones previstas. Este límite corresponde a las instalaciones de generación y difiere del límite de demanda utilizado para la clasificación de Consumidores Calificados.

2.4 ANTECEDENTES

La Dirección de Fiscalización ha desarrollado actividades de revisión documental, análisis regulatorio y verificación técnica relacionadas con la administración del Mercado Eléctrico Nacional. Estas actividades comprenden la medición comercial, la liquidación de transacciones, el registro y administración de contratos, los desvíos de potencia firme, los sobrecostos de generación forzada y la prestación de servicios complementarios.

Como parte del proceso de fiscalización, se encuentra en curso una conciliación con el Operador del Sistema (ODS), cuyo seguimiento forma parte de los antecedentes del presente informe.

Asimismo, el 8 de septiembre de 2026 se realizó un requerimiento de información correspondiente al año 2024, en el marco de la fiscalización de la administración del mercado mayorista. La información requerida constituye un insumo para las verificaciones y el análisis técnico-regulatorio correspondiente.

El presente informe reúne el análisis de los aspectos sujetos a fiscalización y establece las acciones de seguimiento que resulten procedentes.

2.4.1 Impacto de la reforma y requerimientos para una liquidación efectiva del mercado

La mayor apertura prevista en la reforma exige revisar la correspondencia entre las condiciones de participación y los procedimientos comerciales del MEN. La incorporación de comercializadoras y la posibilidad de ampliar el universo de consumidores calificados pueden aumentar la diversidad de contratos y transacciones que deberán administrarse y liquidarse.

El tránsito del esquema institucional del CND al OSM requiere asegurar la continuidad de los procesos comerciales y la trazabilidad de la información. Para ello, deben definirse las responsabilidades aplicables durante la transición y preservarse los registros de medición, los contratos, las garantías, las liquidaciones y las reclamaciones.

En este contexto, la fiscalización debe prestar especial atención a los siguientes aspectos:

1. Participación y registro: identificación de los agentes habilitados, sus puntos de medición y sus obligaciones comerciales.
2. Contratos y balances de energía: registro de las transacciones y determinación de excedentes, déficits y desvíos, evitando duplicidades u omisiones.
3. Asignación de cargos: aplicación verificable de precios, peajes, desvíos de potencia firme, servicios complementarios y sobrecostos de generación forzada.
4. Garantías y pagos: suficiencia de las garantías y claridad de los procedimientos de facturación, cobro y ejecución.
5. Revisión y trazabilidad: acceso a los datos y a las memorias de cálculo que permitan reproducir los resultados del ITC y resolver las observaciones de los participantes.

La normativa *vigente* proporciona una base para estos procesos. Sin embargo, su aplicación debe revisarse y, cuando corresponda, armonizarse con la nueva estructura del mercado. Disponer de reglas claras sobre responsabilidades, cálculos, plazos y mecanismos de revisión es indispensable para una liquidación efectiva y transparente.

2.4.1.1 Proceso de fiscalización de la medición comercial

A continuación, se presenta en la tabla la fiscalización de la NT-MC sobre los aspectos relacionados con el proceso de oficialización de los equipos de medición.

Etapa	Acción	Observaciones (Información a requerir)
Etapa 1: Planificación.	Actividades por realizar: • Verificar el inventario de puntos registrados en SIMEC. • Validar el estado de oficialización de cada punto. • Requerir el expediente de los procesos de oficialización otorgados por el CND.	Documentos requeridos: 1. Resoluciones de oficialización. 2. Actas de verificación. 3. Comunicaciones realizadas. 4. Expedientes de cada responsable de los equipos de medición.
Etapa 2: Validación de base de datos.	Revisión de: • Consistencia entre los registros publicados por el CND, las resoluciones y los expedientes. • Requerir información complementaria.	Objetivo: Garantizar la trazabilidad y la consistencia de la información.
Etapa 3: Elaboración de análisis	• Analizar el proceso de oficialización en la muestra seleccionada. • Verificar el cumplimiento de los plazos normativos del ODS y del Agente. Evaluar la congruencia con el Plan Anual de Verificaciones. Identificar las oficializaciones con vigencia inferior a 2 años. • Evaluar el seguimiento del CND a las observaciones. • Identificar riesgos para la liquidación del MEN.	Objetivo: Analizar la información y verificar la aplicación de la NT-MC.
Etapa 5: Informe de resultados y recomendaciones	• Elaborar informe técnico-regulatorio. • Clasificar hallazgos (procedimentales, técnicos, sistemáticos). • Formular recomendaciones y acciones correctivas.	Resultado: Hallazgos documentados. Recomendaciones para responsables de equipos y ODS. Insumos para regularización o sanción.
Etapa 7: Seguimiento y control	• Verificar implementación de acciones correctivas. • Evaluar la actualización de SIMEC y las nuevas oficializaciones.	Objetivo: Cerrar el ciclo de fiscalización.

Tabla 2-1 Proceso de fiscalización de la NT-MC. (fuente: elaboración propia)

2.4.1.2 Responsabilidades y obligaciones

De conformidad con la NT-MC, se identificaron los principales actores que intervienen en los procesos de verificación y oficialización de equipos de medición comercial, así como las

obligaciones y atribuciones que les son aplicables. La **Tabla 2-2** presenta un resumen de las disposiciones normativas asociadas a cada participante del proceso.

Actor	Responsabilidad, obligación, derecho o atribución	Referencia NT-MC
Operador del Sistema - CND	1. Asignar un código de identificación único, permanente e inequívoco a cada Punto de Medición. 2. Atender solicitudes de oficialización y autorizar equipos de medición con base en los resultados de las verificaciones. 3. Administrar y mantener el registro de medidores, puntos de medición y factores de ajuste. 4. Administrar el Concentrador de Mediciones y resguardar la integridad de la información. 5. Facilitar el acceso de los agentes y de las empresas transmisoras a la información de medición. 6. Supervisar el correcto funcionamiento del SIMEC y la integridad de los datos comerciales. 7. Requerir y autorizar intervenciones en los equipos de medición cuando lo estime necesario. 8. Asegurar la sincronización de los relojes internos de los medidores registradores. 9. Elaborar, ejecutar y publicar el Plan Anual de Verificaciones y Pruebas (PAV). 10. Aplicar los procedimientos de validación, cálculo y sustitución de mediciones. 11. Remitir al EOR las mediciones de transacciones regionales. 12. Emitir guías y procedimientos técnicos complementarios para la implementación de la norma. 13. Mantener expedientes y fichas de control de los equipos de medición. 14. Informar a la CREE sobre los incumplimientos relacionados con el SIMEC. 15. Autorizar a las empresas que ejercerán como verificadores de equipos de medición. 16. Suministrar o autorizar los sellos utilizados durante las intervenciones y verificaciones de los equipos.	Sección 7.1
Responsable de los equipos	1. Contar con equipos de medición, medios de comunicación y las licencias requeridas para operar en el MEN. 2. Asumir los costos de adquisición, mantenimiento, verificación, reparación y reemplazo de los equipos. 3. Instalar sistemas de medición que cumplan con los requisitos normativos. 4. Obtener el certificado de verificación y solicitar la oficialización ante el ODS. 5. Mantener los medios de comunicación asociados a los Puntos de Medición. 6. Garantizar la protección y el sellado de los equipos de medición. 7. Garantizar el mantenimiento, la reparación, la inspección y el reemplazo de los equipos. 8. Proporcionar al ODS acceso total a los sistemas de medición. 9. Informar oportunamente al ODS sobre fallas o incidentes en los equipos de medición o de comunicaciones. 10. Contratar al Verificador de Equipos de Medición. 11. Proporcionar la información requerida para los procesos de verificación. 12. Mantener los registros de las verificaciones, auditorías, pruebas y modificaciones realizadas. 13. Solicitar la aprobación del ODS para modificaciones en los puntos de medición o en los componentes del SIMEC.	Sección 7.2

Actor	Responsabilidad, obligación, derecho o atribución	Referencia NT-MC
Verificador de equipos de medición	1. Disponer de equipos patrón y de personal capacitado para realizar verificaciones. 2. Mantener la autorización otorgada por el ODS para ejercer como verificador. 3. Mantener la independencia respecto de los agentes del MEN y de las empresas transmisoras. 4. Verificar los medidores registradores. 5. Realizar intervenciones en los medidores registradores. 6. Analizar las funciones del sistema de medición. 7. Implementar medidas de seguridad y sellar los equipos de medición. 8. Realizar el sellado en presencia del ODS o con su autorización por escrito, utilizando los sellos suministrados por este. 9. Emitir y entregar el certificado de verificación al Responsable de los Equipos de Medición y al ODS.	Sección 10

Tabla 2-2 Obligaciones y derechos de las empresas que participan en los procesos de verificación y oficialización

Posteriormente, con base en las responsabilidades establecidas en la NT-MC, la **Tabla 2-3** resume la participación de cada actor en las diferentes etapas del proceso de verificación y oficialización de equipos de medición comercial, identificando las actividades principales y sus responsables.

Responsable / Etapa	Instalación del Sistema de Medición	Verificación	Sellado de equipos	Certificación	Oficialización	Operación Continua
Responsable de los equipos de medición	Adquiere, financia e instala los equipos de medición y los sistemas de comunicación en el punto de conexión	Contrata al Verificador Autorizado, suministra la información técnica requerida y coordina el acceso a las instalaciones	Vela por la protección física, custodia e inalterabilidad de los sellos de seguridad instalados	Recibe y suscribe de conformidad el certificado de verificación técnica emitida por el verificador	Entrega al ODS el certificado y la solicitud formal de oficialización en un plazo máximo de 10 días hábiles tras la prueba	Opera y mantiene los equipos, realiza lecturas TPL de respaldo y reporta anomalías o fallas en un plazo no mayor a 24 horas
Verificador Autorizado	*(Sin intervención directa hasta ser contratado para la verificación inicial)*	Ejecuta la inspección en sitio y pruebas de rutina (medidores, TC/TP y cableado) con patrones calibrados	Coloca físicamente los sellos de seguridad suministrados o autorizados en borneras, gabinetes y medidores	Emite el Certificado de Verificación exitosa o el informe de problemas detectados con su plan de acción	Otorga el soporte técnico e insumo obligatorio sobre el cual se fundamenta la decisión del ODS	Interviene en verificaciones periódicas cada 2 años o ante mantenimientos, fallas o rotura de sellos
Operador del Sistema *(ODS)*	Supervisa el cumplimiento normativo, asigna el código único al punto de medición y aprueba su ubicación	Notifica la verificación planificada con al menos 10 días hábiles de anticipación, recibe resultados y define intervenciones	Suministra los sellos de seguridad oficiales y autoriza formalmente su colocación en sitio	Revisa y evalúa la documentación, autenticidad y consistencia del certificado recibido	Evalúa la solicitud y resuelve la oficialización en un plazo de 5 días hábiles (con vigencia de 2 años)	Administra el CDM, supervisa la telemedición en tiempo real, ejecuta sustituciones de lectura y notifica hallazgos a la CREE

Tabla 2-3 Resumen de responsable por etapa de los procesos de verificación y oficialización

2.4.1.3 Proceso de verificación y oficialización

La NT-MC establece los requisitos técnicos aplicables a los puntos de medición comercial, así como los procedimientos de verificación y oficialización de los equipos de medición y las responsabilidades de los actores que intervienen en dichos procesos. En este contexto, y con base en las disposiciones contenidas en las secciones 10.2, 10.3, 10.4 y 10.5 de dicha norma, se elaboró una representación gráfica del procedimiento de verificación y oficialización de los equipos de medición comercial.

La **Imagen 2-1** presenta el procedimiento que se inicia a partir de la solicitud del responsable de los Equipos de Medición, aplicable, entre otros casos, a nuevos puntos de medición que no están incluidos en la planificación de verificaciones del Operador del Sistema. Por su parte, la **Imagen 2-2** muestra el procedimiento que se desarrolla como resultado de la planificación de verificaciones emitida por el Operador del Sistema, en el marco de sus funciones de supervisión y control de los sistemas de medición comercial.

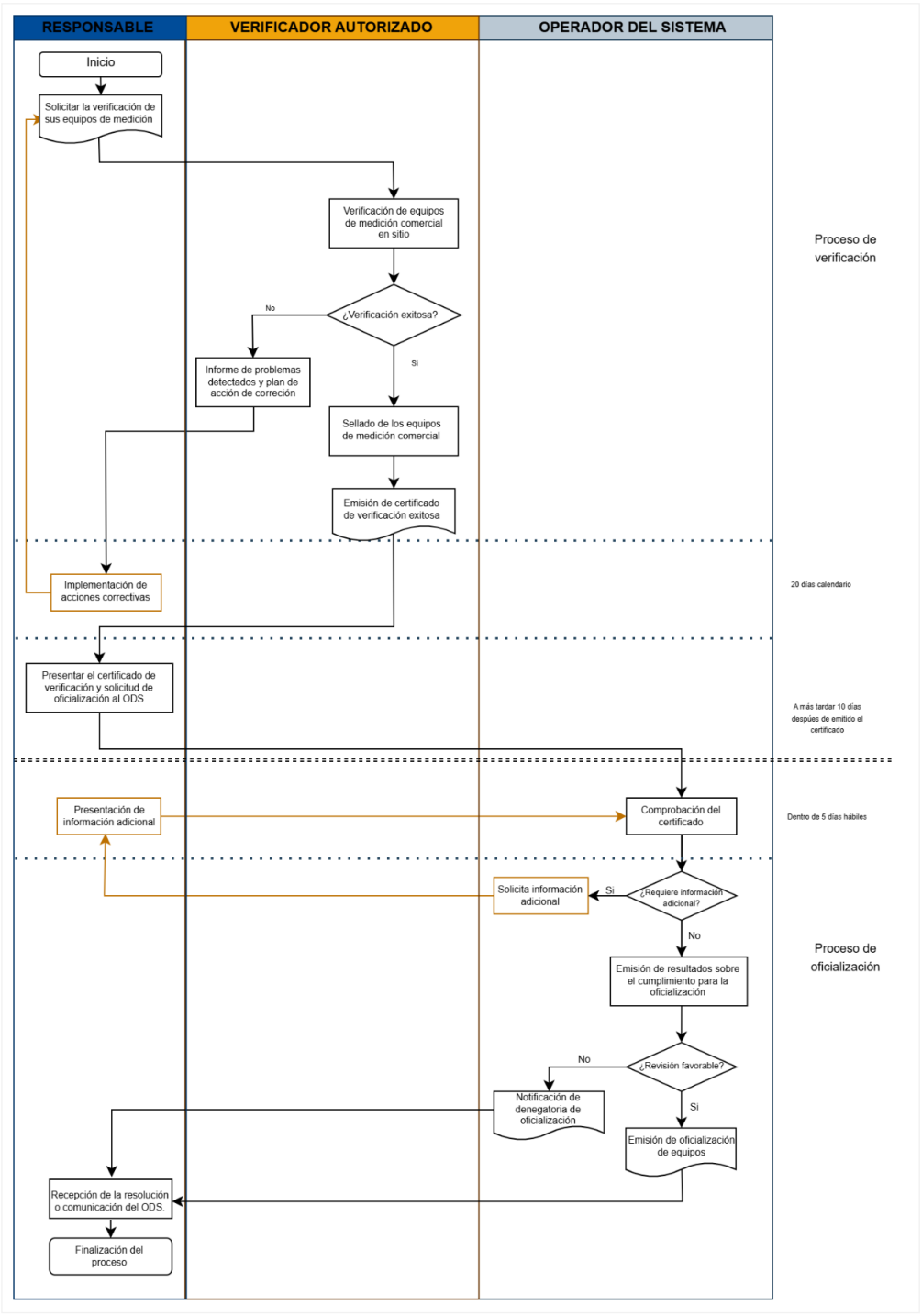


Imagen 2-1 Verificación a solicitud del Responsable

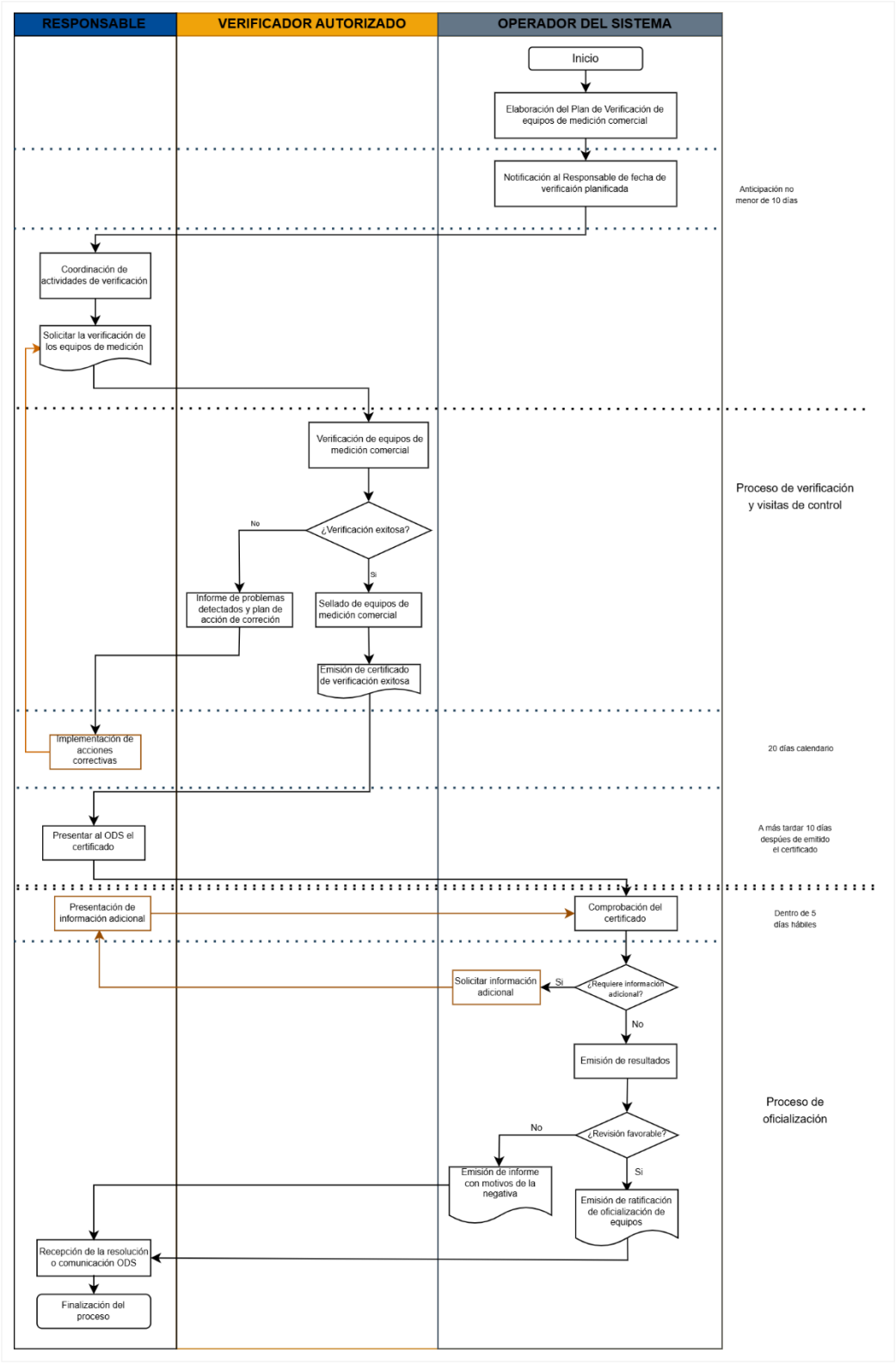


Imagen 2-2 Verificación como parte del Plan Anual de Verificación

Del análisis efectuado al procedimiento normativo se identificaron oportunidades de mejora orientadas a fortalecer la claridad, trazabilidad y uniformidad de las actividades y responsabilidades asociadas al proceso de verificación y oficialización. Dichas oportunidades se presentan destacadas en color amarillo dentro de los diagramas correspondientes.

2.5 RESULTADOS

2.5.1 Fiscalización de la Norma Técnica de Medición Comercial

2.5.1.1 Introducción

La medición comercial constituye un elemento fundamental para garantizar la integridad, confiabilidad y transparencia de las transacciones realizadas en el Mercado Eléctrico Nacional. En este contexto, los procesos de verificación y oficialización de los equipos de medición desempeñan un papel esencial para garantizar que los sistemas de medición cumplan con las condiciones técnicas, metrológicas y operativas establecidas en la normativa aplicable.

En atención a las competencias de supervisión y fiscalización asignadas a la Comisión, se realizó una revisión de la documentación asociada a los procesos de verificación y oficialización ejecutados por el Operador del Sistema, con el propósito de evaluar la aplicación de las disposiciones contenidas en la Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC), verificar el cumplimiento de las actividades planificadas en los Planes Anuales de Verificación (PAV) y determinar la suficiencia de los mecanismos de control y trazabilidad implementados durante el desarrollo de dichos procesos.

2.5.1.2 Objetivos

Analizar la aplicación de las disposiciones normativas relativas a los procesos de verificación y oficialización de los equipos de medición comercial, a fin de evaluar su cumplimiento y la adecuada implementación por parte de los actores involucrados.

2.5.1.2.1 Objetivos específicos

1. Identificar el marco normativo aplicable y el procedimiento implementado por el Operador del Sistema para la verificación de los equipos de medición comercial y la emisión de las respectivas oficializaciones.
2. Determinar las funciones, responsabilidades y participación de los actores involucrados en los procesos de verificación y oficialización de los equipos de medición comercial.

3. Analizar los expedientes correspondientes a los puntos de medición comercial con estado de oficialización vigente o vencido al 1 de junio de 2026, a fin de verificar la ejecución de los Planes de Verificación 2023-2024 y evaluar el cumplimiento de la calendarización prevista en el Plan de Verificación 2025-2026.

2.5.1.3 Antecedentes

Con la finalidad de validar e implementar medidas para regularizar el proceso de oficialización de los equipos de medición comercial, se remitió al CND un requerimiento mediante el expediente F03-MC-2024, de fecha 25 de febrero de 2026, en el que se solicitan los expedientes completos de los procesos de oficialización emitidos por dicha entidad. El CND, mediante Oficio GD-136-03-2026, de fecha 11 de marzo, remitió la respuesta y la documentación en seguimiento a lo solicitado. Posteriormente, esta Comisión revisó la información recibida e identificó que la documentación presentada no cumplía con la estructura requerida en el escrito.

En vista de lo anterior, se formuló un segundo requerimiento, de fecha 21 de abril de 2026, en el que se especificó la documentación mínima que debían contener los expedientes solicitados. En respuesta, el CND presentó nuevamente la documentación mediante el Oficio GD-219-05-2026. Seguidamente, la Dirección de Fiscalización revisó la información presentada, contenida en sesenta y cuatro (64) carpetas correspondientes a noventa y ocho (98) puntos de medición comercial. No obstante, al contrastarla con lo descrito en el PAV 2025-2026, actualización de abril de 2026, se identificó documentación faltante asociada a procesos de la planificación 2023-2024, actas de verificación, documentos de oficialización y comunicaciones relacionadas con la notificación de dichos procesos.

Con el objeto de verificar el proceso de verificación y oficialización de los equipos de medición comercial, se emitió el requerimiento de fecha 29 de mayo de 2026, en el cual se detalla, para cada carpeta y punto de medición, la información pendiente de presentación.

El CND mediante el oficio GD-280-06-2026 de fecha 12 de junio de 2026 presentó respuesta a lo solicitado, entregando las carpetas con la información complementaria así como el Anexo 1 indicando el listado de documento adjuntos. Asimismo, mediante el Anexo 2 presentan una justificación de las inconsistencias en los nombres de los puntos de medición que no coinciden con el número asociado en el expediente presentado.

El presente análisis de la información presentada se realizó a partir de 101 puntos de medición, adjuntos a las 64 carpetas presentadas (asociadas a un responsable de equipos). Cabe señalar que estos puntos de medición cuentan con procesos de verificación y oficialización validados en los procesos de planificación de PAV 2023-2024 y PAV 2025-2026.

2.5.1.4 Resultados del proceso

2.5.1.4.1 Procedimiento aplicado de verificación y oficialización

Tomando como referencia el procedimiento de verificación, de acuerdo con la planificación elaborada por el CND, y los expedientes de los puntos de medición que han desarrollado los procesos de verificación y oficialización, a continuación, se presenta el análisis de validación del procedimiento aplicado.

De manera preliminar, se seleccionaron aleatoriamente tres expedientes de puntos de medición con el fin de evaluar la aplicación del proceso de verificación técnica y de oficialización previsto en la NT-MC. La revisión permitió verificar la documentación que respalda las distintas etapas del proceso, incluyendo solicitudes de verificación, actas, informes técnicos, registros de pruebas y documentos de oficialización.

Asimismo, los expedientes incorporan documentación de soporte, como la hoja de solicitud de verificación, el acta de verificación (que en su mayoría contiene certificados de calibración, listas de verificación, reportes técnicos y resultados de pruebas especializadas realizadas en los sistemas de medición) y documentos de oficialización, entre otros.

En la **Tabla 2-4** se presenta un resumen de los principales hitos del proceso de verificación y oficialización, así como de los resultados observados en los expedientes revisados respecto de las exigencias establecidas en la NT-MC.

No.	Hito del Proceso	Exigencia Normativa (NT-MC)	Resultado en expedientes
1	Notificación de Verificación Planificada	El ODS debe notificar al Responsable con una anticipación no menor a 10 días hábiles	Sin constancia documental que permita validar la entrega de la notificación al Responsable
2	Solicitud y Contratación de Verificación	El Responsable debe contratar a un Verificador Autorizado e iniciar la solicitud	Solicitud realizada mediante formularios (ej. formato 22/05/2024 o 14/07/2022) Sin embargo, este documento no permite validar la fecha de presentación ni la anticipación reglamentaria

No.	Hito del Proceso	Exigencia Normativa (NT-MC)	Resultado en expedientes
3	Inspección en Sitio y Pruebas Técnicas	Debe ser ejecutada por un Verificador Autorizado (entidad jurídica independiente autorizada por el ODS)	Ejecutado por "CND/Verificador". Las actas de verificación son elaboradas por el personal del CND y tiene como archivos adjuntos los resultados emitidos por el Verificador
4	Seguridad y Sellado de Equipos	El Verificador Autorizado coloca los sellos de seguridad oficiales del ODS e indica responsables en acta	Las actas registran los sellos instalados, pero no identifican a la persona responsable de la impresión y colocación física de los mismos
5	Emisión de Certificado / Informe	El Verificador emite y firma el certificado de verificación exitosa o informe de hallazgos	El reporte/acta es emitido directamente por el CND como "CND/Verificador
6	Subsanación de Observaciones	El Responsable dispone de hasta 20 días calendario para corregir hallazgos	En los casos analizados se emitieron actas con conclusiones directas sin apertura de periodos condicionales de subsanación
7	Solicitud Formal de Oficialización	El Responsable entrega el certificado al ODS a más tardar 10 días hábiles tras la prueba	Inexistente. No hay correspondencia, correo ni registro de remisión del Agente hacia el ODS
8	Comprobación y Dictamen Final	El ODS evalúa y emite la oficialización dentro de 5 días hábiles	El CND emite la resolución (ej. OFI-CND-03012025-02) dirigida internamente a sus propias dependencias, meses después de la inspección

Tabla 2-4 Resultados particulares de expedientes

La revisión realizada evidenció debilidades en la trazabilidad documental de algunas actividades previas y posteriores a la verificación técnica. En particular, no se identificó evidencia que permitiera acreditar la notificación de las verificaciones programadas ni validar el cumplimiento de los plazos regulatorios aplicables. De igual forma, las solicitudes de verificación disponibles no permiten confirmar la fecha de recepción por parte del Operador del Sistema.

Asimismo, aunque las actas registran los sellos retirados e instalados durante las verificaciones, no se identificó evidencia que permita determinar la responsabilidad por su impresión, administración o colocación, lo que limita la trazabilidad de dicha actividad. Además, se observó la ausencia de evidencia documental asociada a determinadas etapas del proceso de oficialización, entre ellas la remisión formal de resultados, la comprobación documental por parte del Operador del Sistema, los eventuales requerimientos de información adicional y la notificación de las resoluciones emitidas. Si bien la emisión de los documentos de oficialización permite inferir la ejecución de estas actividades, la documentación disponible no permite verificar de manera integral su desarrollo.

Adicionalmente, se identificó un caso en el que, pese a haberse documentado incumplimientos durante la verificación, se otorgó una oficialización temporal para permitir su subsanación, y posteriormente se emitió la oficialización correspondiente una vez corregidas las observaciones. Este caso amerita una revisión adicional para verificar su alineación con las disposiciones normativas y la consistencia de su aplicación.

En términos generales, y conforme a los resultados consolidados en la **Tabla 2-5**, la evidencia revisada permite confirmar la ejecución de las verificaciones técnicas y la emisión de las oficializaciones correspondientes. No obstante, se identifican oportunidades de mejora en la trazabilidad documental, la conservación de la evidencia, el registro de actuaciones y la acreditación del cumplimiento de los controles y plazos establecidos en la NT-MC.

Etapa del procedimiento	Resultado observado
Notificación al responsable de la fecha de verificación	No se identificó evidencia documental en ninguno de los expedientes revisados que permitiera validar la notificación emitida por el CND ni el cumplimiento del plazo mínimo de anticipación previsto en el procedimiento.
Solicitud de verificación	Se identificaron formularios o solicitudes de inspección; sin embargo, en ninguno de los casos fue posible verificar la fecha de recepción por parte del CND.
Verificación de equipos de medición	Evidenciada en todos los expedientes mediante actas de verificación emitidas por el CND.
Retiro y colocación de sellos	Evidenciada mediante registros de sellos contenidos en las actas; no obstante, en ningún expediente se identifica expresamente la figura responsable de la impresión o colocación de los sellos.
Entrega de resultados y desarrollo de acta	Evidenciada en todos los casos mediante actas suscritas y documentación técnica adjunta.
Recepción del reporte por parte del responsable	Únicamente evidenciada mediante la firma de las actas. No se identificaron comunicaciones independientes de entrega ni de recepción.
Remisión de resultados al Operador del Sistema	No se identificó evidencia documental independiente que permita validar esta actividad.
Comprobación documental por el Operador del Sistema	No se localizaron registros que documenten la revisión o comprobación de la documentación previa a la oficialización.
Solicitud de información adicional	No se identificó evidencia de requerimientos de información complementaria en ninguno de los expedientes.
Emisión de oficialización	Evidenciada en todos los expedientes mediante los oficios de oficialización correspondientes emitidos por el CND.
Recepción de la resolución por el Responsable	No se identificaron acuses de recibo o documentos que acrediten la recepción formal de la resolución emitida.

Tabla 2-5 Validación consolidada de las etapas del procedimiento

2.5.1.4.2 Verificación de los procesos de planificación de verificación de equipos PAV2023-2024

Como se presenta en el **Gráfico 2-1** y se resume en la **Tabla 2-6**, de los 101 puntos de medición evaluados, 80 puntos (79.2 %) fueron clasificados en condición de cumplimiento respecto de las

actividades programadas en el PAV 2023-2024. De estos, 72 puntos de medición (71.3 % del total analizado) estaban oficializados, lo que constituía la condición predominante y evidenciaba la ejecución de las actividades previstas en la planificación evaluada.

Asimismo, la **Tabla 2-6** muestra que 17 puntos de medición (16.8 %) no estaban contemplados en la planificación objeto de revisión. De este grupo, 16 puntos fueron clasificados como No Aplica (N/A) porque no se encontraban activos durante el período de vigencia del PAV, mientras que 1 punto fue clasificado como no documentado por no disponerse de evidencia suficiente que permitiera sustentar su condición.

Por otra parte, se identificaron 5 puntos de medición no oficializados, de los cuales 3 evidenciaron cumplimiento, 1 fue clasificado como No Aplica (N/A) y 1 registró incumplimiento respecto de los criterios evaluados. Adicionalmente, se observó un punto con oficialización vencida, que evidenció el cumplimiento de las actividades programadas, así como seis puntos con documentación pendiente, de los cuales cuatro fueron clasificados como cumplimiento y dos como no documentados.

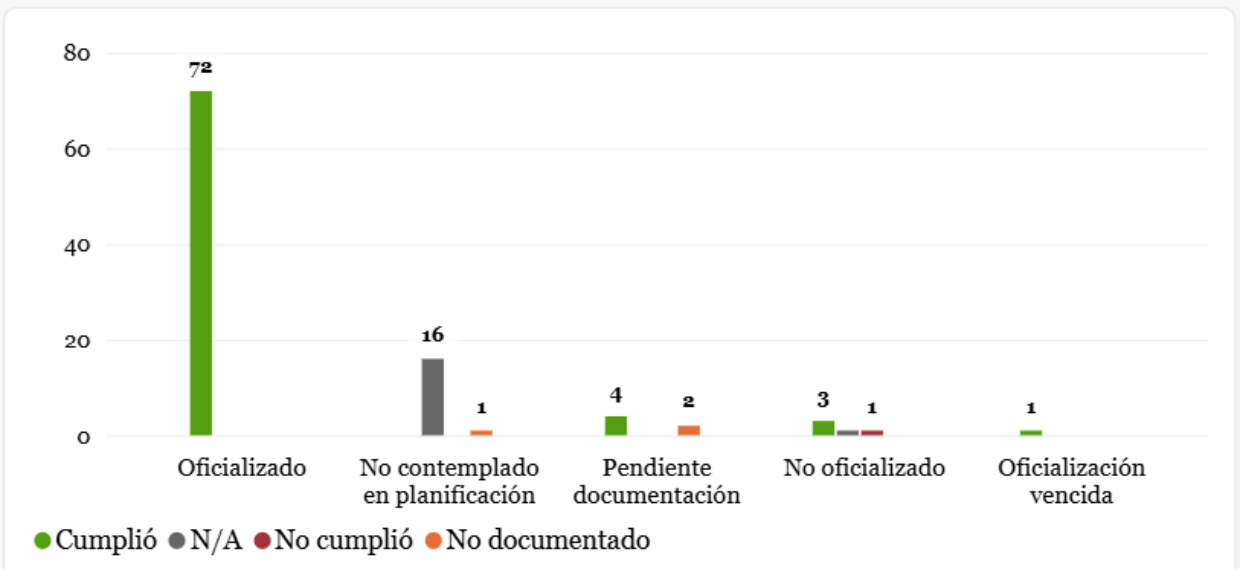


Gráfico 2-1 Oficialización relacionada con el cumplimiento del PAV2023-2024

Estado	Cumplió	No cumplió	No documentado	N/A	Total
Oficializado	72	0	0	0	72
No oficializado	3	1	0	1	5
Oficialización vencida	1	0	0	0	1
No contemplado en planificación	0	0	1	16	17
Pendiente documentación	4	0	2	0	6
Total	**80**	**1**	**3**	**17**	**101**

Tabla 2-6 Resumen de Oficialización relacionado con el cumplimiento del PAV2023-2024

En términos generales, los resultados reflejan una alta correspondencia entre la condición de oficialización de los puntos de medición y el cumplimiento de las actividades contempladas en el PAV 2023-2024. No obstante, los casos asociados a documentación pendiente, falta de evidencia documental y puntos que aún no han completado el proceso de oficialización evidencian oportunidades de mejora en la gestión documental y en el seguimiento de las actuaciones requeridas para asegurar la trazabilidad y la acreditación del cumplimiento de los requisitos establecidos en la normativa aplicable.

Asimismo, como parte de la revisión de 64 expedientes, se evaluó la conformidad de la ejecución de las verificaciones correspondientes respecto de la duración de la oficialización otorgada a los 101 puntos de medición, clasificando los resultados en tres categorías: verificación extemporánea, verificación anticipada y no evaluable, según su relación con las fechas programadas en el PAV 2023-2024.

De acuerdo con los resultados mostrados en el **Gráfico 2-2**, la verificación extemporánea concentró la mayor cantidad de casos, con 64 puntos de medición (63.37%), y registró un retraso promedio de 83 días respecto a la fecha programada. Por su parte, la verificación anticipada comprendió 13 puntos de medición, ejecutados en promedio 155 días antes de la fecha prevista.

Finalmente, 24 puntos de medición (23.76%) fueron clasificados como no evaluables, debido a que no estaban contemplados en el PAV analizado y a un proceso no documentado, que incluyó puntos incorporados con posterioridad a la formulación de la planificación.

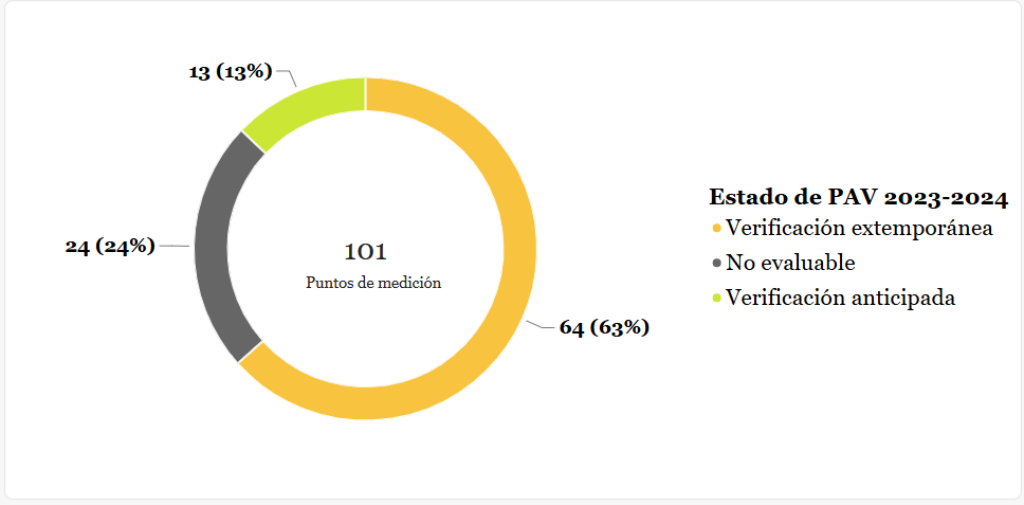


Gráfico 2-2 Estado de ejecución de puntos de medición PAV 2023-2024 (fuente expedientes Medición Comercial)

En conjunto, los resultados evidencian que, aunque las verificaciones se ejecutaron en la mayoría de los casos, la principal desviación observada se debe a su realización fuera de los plazos programados. En particular, la ejecución extemporánea afectó a casi dos tercios de los puntos evaluados, lo que evidencia la necesidad de fortalecer los mecanismos de programación, seguimiento y control de las actividades de verificación para mejorar el cumplimiento de los cronogramas establecidos.

2.5.1.4.3 Verificación de los procesos de planificación de verificación de equipos PAV2025-2026

En relación con la planificación establecida en el PAV 2025-2026, el **Gráfico 2-3** y la **Tabla 2-7** presentan el estado de oficialización de los 101 puntos de medición evaluados. De estos, 66 puntos (65 %) cuentan con una oficialización vigente, lo que constituye la condición predominante en la muestra analizada. Asimismo, se observó que 50 puntos ejecutaron los procesos de verificación y oficialización antes del vencimiento de la oficialización vigente. Por su parte, 16 puntos de medición aún no habían realizado las actividades de verificación previstas para el período analizado; no obstante, dado el estado de vigencia de sus oficializaciones, estos casos aún disponen del plazo regulatorio necesario para realizar dichas actividades conforme a la programación establecida.

Por otra parte, 27 puntos de medición (27 %) presentan una oficialización vencida. Dentro de este grupo, 13 puntos cuentan con evidencia de haber sido sometidos al proceso de verificación, sin embargo, no alcanzaron la oficialización correspondiente debido a que no acreditaron el cumplimiento de la totalidad de los requisitos establecidos en la NT-MC. Adicionalmente, en 14 puntos no se identificó evidencia documental suficiente para validar la ejecución del proceso de verificación requerido.

Asimismo, se identificaron 8 puntos de medición (8 %) que no registran una oficialización vigente. De estos, 6 puntos evidencian la realización de actividades de verificación conforme a la planificación establecida; no obstante, no se encontró evidencia documental que acreditara la emisión de la respectiva oficialización. En los 2 casos restantes, tampoco se localizó documentación que permitiera validar la existencia de una oficialización previa ni la ejecución de actividades de verificación asociadas al período evaluado.

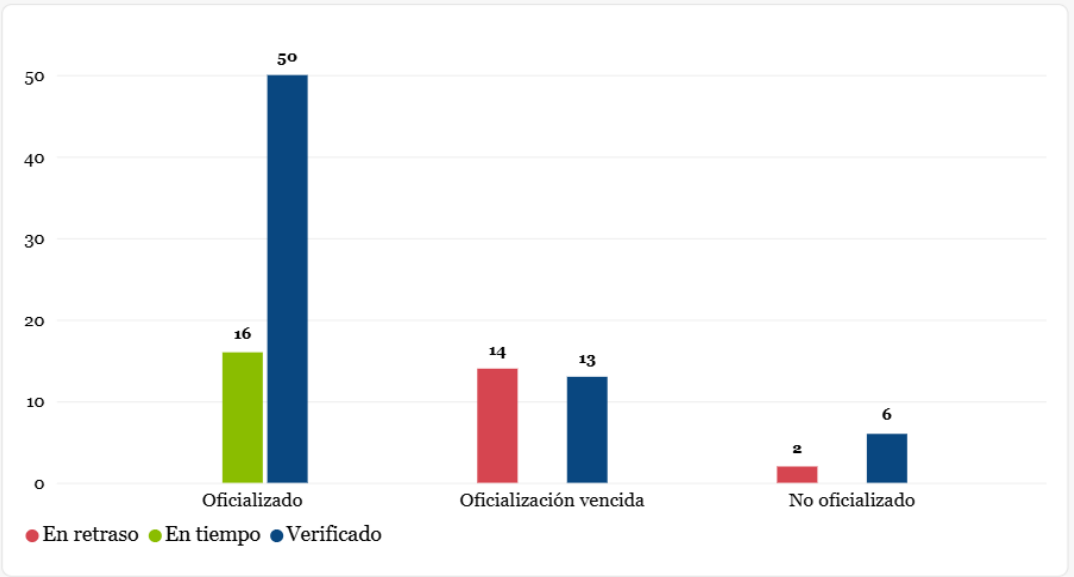


Gráfico 2-3 Estados de oficialización respecto al PAV 2025-2026

Estado de Oficialización	En tiempo	En retraso	Verificado	Total
Oficializado	16	0	50	66
Oficialización vencida	0	14	13	27
No oficializado	0	2	6	8
Total	**16**	**16**	**69**	**101**

Tabla 2-7 Estados de oficialización respecto al PAV 2025-2026

En términos generales, los resultados reflejan que el 65 % de los puntos de medición mantienen una oficialización vigente, mientras que el 35 % restante presenta condiciones que requieren seguimiento, principalmente asociadas a oficializaciones vencidas, a procesos de verificación que no culminaron satisfactoriamente la etapa de oficialización o a la ausencia de evidencia documental suficiente para acreditar el cumplimiento de los requisitos regulatorios aplicables. Estos resultados evidencian oportunidades de mejora en el seguimiento de las renovaciones de oficialización y en la conservación de la documentación que respalda las distintas etapas del proceso, con el fin de fortalecer la trazabilidad y el cumplimiento de las disposiciones establecidas en la NT-MC.

En relación con los resultados expuestos previamente, el **Gráfico 2-4** presenta la distribución de los puntos de medición según la oportunidad con la que se ejecutaron las actividades de verificación respecto de la fecha programada en el PAV, determinada a partir del vencimiento de la oficialización vigente. Este análisis permite evaluar el nivel de cumplimiento de la planificación y la gestión oportuna de las verificaciones programadas.

Los resultados muestran que la condición predominante corresponde a las verificaciones extemporáneas, con 52 puntos de medición (51 %), y registran un retraso promedio de 52 días respecto a la fecha prevista. Por su parte, 14 puntos de medición (14 %) fueron verificados de forma anticipada, con una ejecución promedio de 173 días antes de la fecha programada. Adicionalmente, 35 puntos de medición (35 %) fueron clasificados como no evaluables, debido a la ausencia de evidencia documental que permitiera acreditar la ejecución de las visitas de verificación contempladas en el PAV durante el período analizado.

En conjunto, los resultados evidencian una alta proporción de verificaciones realizadas fuera de la programación establecida, así como limitaciones en la trazabilidad documental de una parte significativa de los casos analizados, lo que restringe la evaluación integral del cumplimiento del PAV.

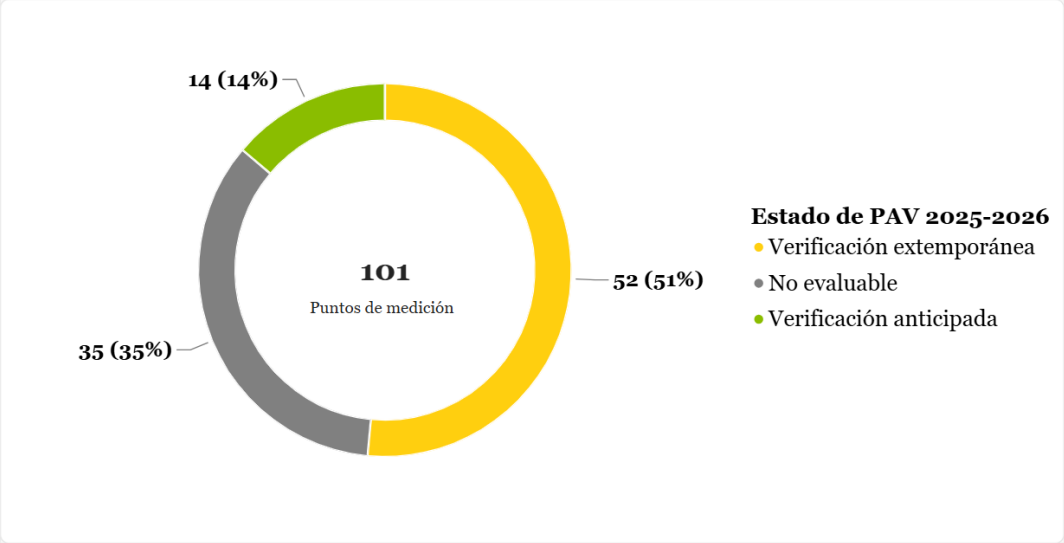


Gráfico 2-4 Estado de ejecución de puntos de medición PAV 2023-2024 (fuente expedientes Medición Comercial)

Cabe señalar que en los casos de PAV2025-2026, respecto a los casos que se encuentran con oficialización vencida o no oficializados se observa el comportamiento descrito en el **Gráfico 2-5**, donde se aprecian los siguientes estados:

1. Proceso de verificación no documentado: No se encontró evidencia documental que acreditara la ejecución de la verificación correspondiente.
2. Acciones correctivas sin evidencia de implementación: Se reportaron acciones correctivas, pero no se presentó evidencia de su implementación.
3. Información de justificación no presentada: No se proporcionó documentación o información que sustentara la causa del vencimiento de la oficialización.

4. Instalación o punto fuera de operación: El punto de medición se encontraba fuera de servicio o de operación al momento de la verificación.
5. Proceso de adquisición o sustitución de equipos: El vencimiento se asoció con actividades de adquisición, reemplazo o instalación de equipos de medición.
6. Reprogramación por restricciones operativas: La verificación fue reprogramada debido a limitaciones operativas que impidieron su ejecución en la fecha prevista.

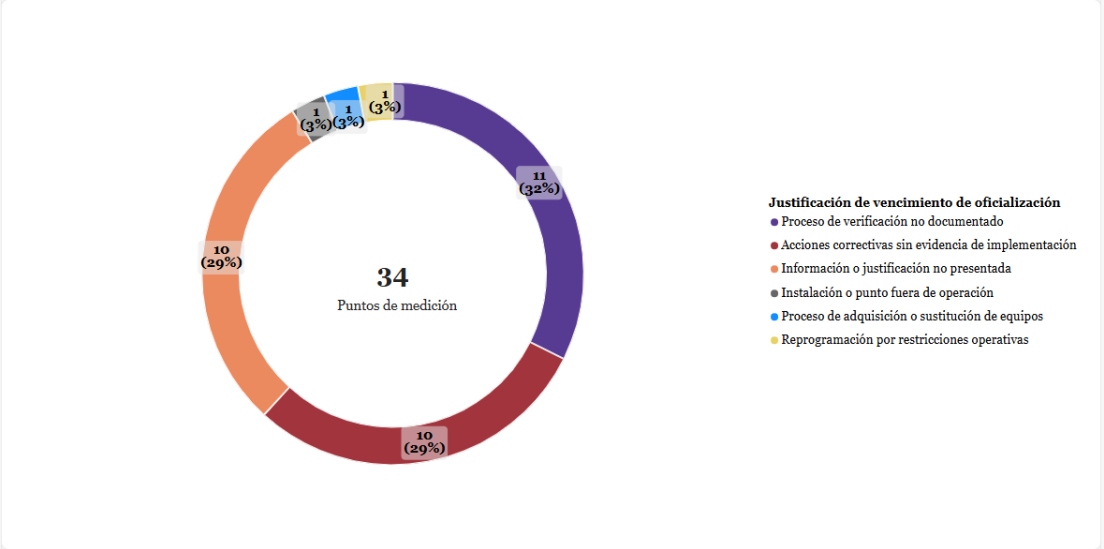


Gráfico 2-5 Estados de justificación relacionados con la oficialización vencida/no oficializados PAV2025-2026

Las categorías reflejan las causas identificadas del vencimiento de la oficialización de los puntos de medición, considerando la evidencia documental disponible en los expedientes revisados. Cada categoría corresponde a la situación reportada o documentada por el responsable sobre la ejecución de las verificaciones programadas. Cabe mencionar que el CND ha emitido comunicaciones recordando las fechas de verificación o en su defecto informando el retraso de ejecución de la actividad.

2.5.1.5 Conclusiones

Tomando en consideración el análisis de resultados planteado, se describen las siguientes conclusiones:

1. La revisión de los expedientes permitió verificar que el Operador del Sistema ejecutó las actividades técnicas esenciales asociadas a la verificación de los equipos de medición comercial y a la emisión de las respectivas oficializaciones, existiendo evidencia documental

que acredita la realización de inspecciones, pruebas técnicas, evaluación de resultados y emisión de resoluciones de oficialización.

No obstante, se identificaron debilidades en el control interno que limitan la demostración objetiva del cumplimiento integral del procedimiento establecido en la NT-MC. En particular, los expedientes no conservan evidencia suficiente para acreditar el cumplimiento de etapas relevantes del proceso, tales como las notificaciones previas, la recepción de solicitudes, las comprobaciones documentales efectuadas por el Operador del Sistema, la gestión de requerimientos adicionales de información y la notificación formal de las resoluciones emitidas. Asimismo, se observaron inconsistencias en la trazabilidad de las actividades asociadas al manejo de sellos de seguridad y diferencias significativas en los tiempos de tramitación de los expedientes sin documentación que justificara dichas variaciones.

Adicionalmente, se identificó la aplicación de un mecanismo de oficialización temporal para un punto de medición que inicialmente incumplía los requisitos técnicos de la NT-MC, lo que evidencia la necesidad de verificar que este tipo de medidas cuente con respaldo normativo expreso y con criterios uniformes de aplicación que garanticen la igualdad regulatoria entre los agentes.

2. Los resultados evidencian un nivel satisfactorio de ejecución material de las actividades incluidas en el PAV 2023-2024, observándose que el 71.3 % de los puntos de medición evaluados se encontraban oficializados y habían cumplido con las verificaciones programadas. Sin embargo, el análisis también demuestra una desviación significativa respecto a la oportunidad de ejecución de dichas actividades, ya que el 63.4 % de los puntos evaluados fueron verificados de forma extemporánea, registrando retrasos promedio de 83 días respecto a la programación aprobada.

   Lo anterior indica que, aunque el plan fue ejecutado en términos generales, los mecanismos de seguimiento y control de la planificación no resultaron lo suficientemente efectivos para asegurar el cumplimiento de los plazos establecidos. Esta situación reduce la capacidad del PAV para funcionar como herramienta preventiva de control regulatorio y genera riesgos asociados a la permanencia de equipos de medición sin una verificación oportuna.

3. La evaluación realizada evidencia que el 65 % de los puntos de medición incluidos en la muestra mantienen una oficialización vigente y alineada con la planificación establecida; sin embargo, el 35 % restante presenta situaciones que comprometen el cumplimiento regulatorio esperado, derivadas de oficializaciones vencidas, ausencia de oficialización o

insuficiencia de evidencia documental que permita validar la ejecución de los procesos correspondientes.

Asimismo, se observó que la verificación extemporánea constituye la principal desviación respecto de la planificación aprobada, afectando al 51 % de los puntos evaluados. De igual forma, el 35 % de los puntos no pudo evaluarse respecto del cumplimiento de la programación, debido a la inexistencia de evidencia documental que acreditara la ejecución de las verificaciones previstas.

Las causas identificadas para los estados de oficialización vencida o no oficializada reflejan limitaciones operativas, administrativas y documentales, destacando casos relacionados con la adquisición o sustitución de equipos, restricciones operativas, falta de evidencia de implementación de acciones correctivas y ausencia de documentación justificativa. Estas situaciones reducen la capacidad de supervisión y dificultan verificar el cumplimiento efectivo de las obligaciones establecidas en la NT-MC.

2.5.1.6 Recomendaciones

Considerando el análisis de resultados y las conclusiones, se describen las siguientes recomendaciones:

1. Informar los resultados obtenidos del proceso de revisión e instruir al Operador del Sistema a implementar las siguientes acciones en los procesos de verificación y oficialización:
   - Trazabilidad documental: Fortalecer los controles documentales del proceso de verificación y oficialización, asegurando la evidencia de las actuaciones y decisiones adoptadas.
   - Cumplimiento de la planificación: Implementar mecanismos de seguimiento y control que permitan monitorear el cumplimiento oportuno de las actividades programadas en los PAV y gestionar las desviaciones identificadas.
   - Consistencia regulatoria: establecer criterios documentados para la gestión de verificaciones extemporáneas y la aplicación de mecanismos de regularización, garantizando la uniformidad, la transparencia y la trazabilidad en su aplicación.
2. Remitir el presente análisis a las Direcciones de Regulación y Asesoría Jurídica, con el propósito de evaluar oportunidades de mejora y armonización de las disposiciones contenidas en la NT-MC, particularmente en lo relativo a las responsabilidades de los participantes y a la definición de las etapas que integran los procesos de verificación y oficialización.

3. Desarrollar un análisis técnico sobre la gestión de los accesos de administrador en los sistemas de medición asociados a contratos preexistentes, con el fin de evaluar el cumplimiento de las obligaciones aplicables y las implicaciones derivadas de que la Empresa Distribuidora no esté definida como responsable de Equipos de Medición en el marco regulatorio vigente.

2.5.1.7 Matriz de seguimiento

No.	INFORME	RECOMENDACIÓN	SEGUIMIENTO	ESTADO
1	Fiscalización de la Normativa de Medición Comercial	Elaboración de documentos que permitan advertir a los agentes del MEN y a la Empresa Transmisora de sus obligaciones respecto de la NT-MC.	Se elaborará un comunicado en el que se proporcionarán recomendaciones y advertencias sobre el cumplimiento de la normativa a los agentes del MEN. Se realizará el seguimiento de estas acciones durante el próximo trimestre.	No iniciado
3	Fiscalización de la Normativa de Medición Comercial	Remisión de oficio a la empresa distribuidora y transmisora para dar seguimiento al proceso transitorio de oficialización e integración de los puntos de medición.	Remisión del Requerimiento a la Empresa Distribuidora el 03 de diciembre de 2025, mediante el cual se requiere al agente del MEN que planifique e informe a esta Comisión sobre el proceso de verificación de los equipos de medición comercial. Remisión del Requerimiento a la Empresa Transmisora el 03 de diciembre de 2025, mediante el cual se requiere al actor del MEN que planifique e informe a esta Comisión sobre el proceso de verificación de los equipos de medición comercial. Al cierre del primer trimestre, no se cuenta con respuesta a la información requerida por las empresas.	En proceso
5	Arrendamiento Laeisz El Progreso	Remisión de la solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre la coincidencia entre el punto de conexión y el de medición en las centrales generadoras.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, en el que se exponen los casos, la documentación técnica y las consultas. La Dirección de Regulación, en respuesta a lo solicitado, presentó el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación de la información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	En proceso
		Remisión de la solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre la aplicación del aspecto normativo relativo a la capacidad y la duración de la alimentación externa de los equipos de medición comercial.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, en el que se exponen los casos, la documentación técnica y las consultas. La Dirección de Regulación, en respuesta a lo solicitado, presentó el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación de la información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	En proceso
				No iniciado

No.	INFORME	RECOMENDACIÓN	SEGUIMIENTO	ESTADO
		Remisión de una instrucción al CND sobre la aplicación de la NT-MC, conforme a las recomendaciones técnicas de la CREE.	Se elaborará un oficio para dar seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones durante el próximo trimestre.	
6	Chumbagua	Validar el punto de conexión de la central generadora, con la Empresa Distribuidora	En fecha 05 de febrero de 2026, se comparte el oficio CREE-049-2025 a la Empresa Distribuidora, solicitando la información para realizar el seguimiento correspondiente. En respuesta, la ENEE remitió el Oficio GD-128-03-2026 el 06 de marzo de 2026. No obstante, la información recibida no cumple con el requerimiento formulado. Se elaborará un nuevo oficio en el siguiente trimestre.	En Proceso
		Solicitar información de seguimiento sobre la reubicación del punto de medición comercial de la central generadora.	En fecha 05 de febrero de 2026, se comparte el oficio CREE-049-2025 a la Empresa Distribuidora, solicitando la información para realizar el seguimiento correspondiente. En respuesta, la ENEE remitió el Oficio GD-128-03-2026 el 06 de marzo de 2026. No obstante, la información recibida no cumple con el requerimiento formulado. Se elaborará un nuevo oficio en el siguiente trimestre.	En Proceso
		Remisión de los principales resultados del informe de inspección.	Se elaborará un oficio de seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones durante el próximo trimestre.	No iniciado
		Remisión de una instrucción al CND sobre la aplicación de la NT-MC, conforme a las recomendaciones técnicas de la CREE.	Se elaborará un oficio de seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones durante el próximo trimestre.	No iniciado
7	Arrendamiento Laeisz Villanueva	Remisión de la solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre la coincidencia entre el punto de conexión y la medición en las centrales generadoras.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, en el que se exponen los casos, la documentación técnica y las consultas. La Dirección de Regulación, en respuesta a lo solicitado, presentó el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación de la información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	En proceso
		Remisión de la solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre la aplicación del aspecto normativo relativo a la capacidad y la duración de la alimentación externa de los equipos de medición comercial.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, en el que se exponen los casos, la documentación técnica y las consultas. La Dirección de Regulación, en respuesta a lo solicitado, presentó el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación a la	En proceso

No.	INFORME	RECOMENDACIÓN	SEGUIMIENTO	ESTADO
			información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	
		Remisión de una instrucción al CND sobre la aplicación de la NT-MC, conforme a las recomendaciones técnicas de la CREE.	Se elaborará un oficio para dar seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones durante el próximo trimestre.	No iniciado
8	Churune	Remisión de la solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre la coincidencia entre el punto de conexión y el de medición en las centrales generadoras.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, en el que se exponen los casos, la documentación técnica y las consultas. La Dirección de Regulación, en respuesta a lo solicitado, presentó el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación de la información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	En proceso
		Remisión de la solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre la aplicación del aspecto normativo relativo a la capacidad y la duración de la alimentación externa de los equipos de medición comercial.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, en el que se exponen los casos, la documentación técnica y las consultas. La Dirección de Regulación, en respuesta a lo solicitado, presentó el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación de la información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	En proceso
		Remisión de una instrucción al CND sobre la aplicación de la NT-MC, conforme a las recomendaciones técnicas de la CREE.	Se elaborará un oficio para dar seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones durante el próximo trimestre.	No iniciado
9	Tres Valles	Remisión de la solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre la coincidencia entre el punto de conexión y la medición en las centrales generadoras.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, en el que se exponen los casos, la documentación técnica y las consultas. La Dirección de Regulación, en respuesta a lo solicitado, presentó el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación de la información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	En proceso
		Remisión de la solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre la aplicación del aspecto normativo relativo a la capacidad y la duración de la alimentación externa de los equipos de medición comercial.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, en el que se exponen los casos, la documentación técnica y las consultas. La Dirección de Regulación, en respuesta a lo solicitado, presentó el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las	En proceso

No.	INFORME	RECOMENDACIÓN	SEGUIMIENTO	ESTADO
			consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación a la información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	
		Remisión de una instrucción al CND sobre la aplicación de la NT-MC, conforme a las recomendaciones técnicas de la CREE.	Se elaborará un oficio de seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones durante el próximo trimestre.	No iniciado
10	LUFUSSA VALLE	Remisión de la solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre la coincidencia entre el punto de conexión y la medición en las centrales generadoras.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, en el que se exponen los casos, la documentación técnica y las consultas. La Dirección de Regulación, en respuesta a lo solicitado, presentó el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación de la información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	En proceso
		Remisión de la solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre la aplicación del aspecto normativo relativo a la capacidad y la duración de la alimentación externa de los equipos de medición comercial.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, en el que se exponen los casos, la documentación técnica y las consultas. La Dirección de Regulación, en respuesta a lo solicitado, presentó el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación de la información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	En proceso
		Remisión de una instrucción al CND sobre la aplicación de la NT-MC, conforme a las recomendaciones técnicas de la CREE.	Se elaborará un oficio de seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones durante el próximo trimestre.	No iniciado
11	Fray Lázaro	Remisión de la solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre la coincidencia entre el punto de conexión y la medición en las centrales generadoras.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, en el que se exponen los casos, la documentación técnica y las consultas. La Dirección de Regulación, en respuesta a lo solicitado, presentó el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación de la información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	En proceso
		Remisión de la solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre la aplicación del aspecto normativo relativo a la capacidad y la	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, en el que se exponen los casos, la documentación técnica y las consultas.	En proceso

No.	INFORME	RECOMENDACIÓN	SEGUIMIENTO	ESTADO
		duración de la alimentación externa de los equipos de medición comercial.	La Dirección de Regulación, en respuesta a lo solicitado, presentó el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación de la información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	
		Remisión de una instrucción al CND sobre la aplicación de la NT-MC, conforme a las recomendaciones técnicas de la CREE.	Se elaborará un oficio de seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones durante el próximo trimestre.	No iniciado
12	ECOPALSA	Remisión de la solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre la coincidencia entre el punto de conexión y la medición en las centrales generadoras.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, en el que se exponen los casos, la documentación técnica y las consultas. La Dirección de Regulación, en respuesta a lo solicitado, presentó el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación de la información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	En proceso
		Remisión de la solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre la aplicación del aspecto normativo relativo a la capacidad y la duración de la alimentación externa de los equipos de medición comercial.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, en el que se exponen los casos, la documentación técnica y las consultas. La Dirección de Regulación, en respuesta a lo solicitado, presentó el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación de la información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	En proceso
		Remisión de una instrucción al CND sobre la aplicación de la NT-MC, conforme a las recomendaciones técnicas de la CREE.	Se elaborará un oficio para dar seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones durante el próximo trimestre.	No iniciado
13	Fiscalización de la Norma Técnica de Medición Comercial	Remisión de oficio/requerimiento al CND, informando sobre los resultados del proceso y la emisión de las instrucciones correspondientes.	Se elaborará un oficio para dar seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones durante el próximo trimestre.	No iniciado
14		Remisión de un memorándum a las Direcciones de Regulación y de Asesoría Jurídica, indicando las observaciones obtenidas durante el proceso de revisión y las mejoras en los procesos definidos en la NT-MC.	Se elaborarán los documentos para dar seguimiento a las acciones recomendadas. Se dará seguimiento a las acciones derivadas de la evaluación realizada por dichas Direcciones durante el próximo trimestre.	No iniciado
15		Elaboración de análisis técnico sobre la gestión de accesos de administrador en los sistemas de medición asociados a contratos preexistentes	Se elaborará un oficio para dar seguimiento a las acciones recomendadas. Se dará seguimiento a las acciones derivadas durante el próximo trimestre.	No iniciado

2.5.2 *Generación Forzada*

2.5.2.1 *Objetivo general*

El presente documento tiene como objetivo presentar los resultados de la revisión realizada por las Direcciones de Regulación y Fiscalización sobre los sobrecostos de generación forzada incorporados por el operador del sistema a la tarifa de los usuarios de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). Esto se realiza en seguimiento al expediente F01-GF-2024, abierto con el propósito de dar continuidad al análisis de la generación forzada durante los años 2023 y 2024, conforme a la instrucción establecida en el punto del acta CREE-Ex-04 2024.

2.5.2.1.1 Objetivos específicos

1. Verificar los criterios que utiliza el Centro Nacional de Despacho (CND) para asignar la responsabilidad de los sobrecostos por generación forzada.
2. Determinar si los sobrecostos por generación forzada asignados a la ENEE, en su calidad de empresa distribuidora, se deben a ineficiencias operativas o administrativas.
3. Identificar los montos vinculados a ineficiencias, así como a las partes involucradas en los casos en los que la generación forzada ha sido llamada por incumplimiento de actores del subsector.

2.5.2.2 *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), aprobada mediante Decreto Legislativo 404-2013, publicada en el diario oficial “La Gaceta” en fecha 20 de mayo de 2014 y reformada mediante Decreto Legislativo 46-2022, establece que su objeto es regular las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en el territorio de la República de Honduras. Cabe mencionar que la Ley General de la Industria Eléctrica:
    a. Define en su artículo 1 la distribución como el transporte de la energía desde la red eléctrica de alta tensión hasta las instalaciones de los consumidores finales; las redes de distribución están formadas por instalaciones de tensión inferior a sesenta mil voltios más los transformadores y equipos asociados para conectarlas a la red de transmisión.

b. Establece en su artículo 18 que 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.

2. Que el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) publicado mediante acuerdo CREE-074 de fecha 03 de julio de 2020:
    a. Define la Generación Forzada como la energía producida por aquellas unidades generadoras obligadas a operar fuera del Despacho Económico debido a restricciones técnicas, operativas, de calidad o de confiabilidad.
    b. Establece en su artículo 56, sobre el posdespacho nacional y regional, que el operador del sistema (ODS) incluirá en el posdespacho la energía inyectada en cada periodo de mercado por aquellas unidades despachadas como generación forzada a costo variable nulo, sin que los costos de este tipo de generación intervengan en la formación de los precios del mercado de oportunidad.
    c. Establece en su artículo 62 que los sobrecostos derivados del despacho de generación forzada, como causa del incumplimiento por parte de uno o varios agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) de sus obligaciones de proveer servicios complementarios (SSCC), serán cargados a dichos agentes. Asimismo, establece que la generación forzada no podrá fijar precio en el Despacho Económico que determine los Precios Nodales en el Sistema Principal de Transmisión.
    d. Establece, en su artículo 103 sobre la liquidación de los peajes y otros cargos, que el ODS liquidará mensualmente los sobrecostos de generación forzada conforme a lo dispuesto en el artículo 62 del ROM.
3. Que la Norma Técnica de Programación de la Operación (NT-PO) aprobada mediante acuerdo CREE-077 de fecha 3 de julio de 2020 define a la generación forzada como la energía producida por unidades o centrales generadoras requeridas por el operador del sistema (ODS) a operar fuera del Despacho Económico debido a restricciones técnicas u operativas determinadas por el ODS para cumplir con los requerimientos de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM). En particular, la NT-PO:
    a. Establece, en su sección 9.4 sobre el modelo de optimización, que el ODS realizará el estudio de planificación operativa de largo plazo, teniendo en cuenta las restricciones previstas del Sistema Interconectado Nacional (SIN), de acuerdo con

los estudios de seguridad operativa que realice el ODS como parte de la planificación operativa de largo plazo, y con las previsiones de generación forzada para cumplir dichas restricciones.

b. Defina en su sección 10.1, sobre los alcances y objetivos de la programación semanal, que el ODS tiene la función de actualizar las restricciones del sistema principal de transmisión y otras restricciones para cumplir con los CCSDM y las previsiones de requerimientos de generación forzada.
c. Establece, en su sección 10.6 sobre el informe de programación semanal y cronograma, que dicho informe del ODS incluirá los requerimientos previstos de generación forzada.
d. Establece en su sección 11.5 sobre el modelo diario de despacho económico que el ODS realizará el predespacho (inicial y final) para el día siguiente utilizando un modelo diario de Despacho Económico, cumpliendo con los CCSDM, modelando la red de transmisión mediante un flujo de potencia en corriente continua y representando las pérdidas de transmisión como dato, la generación horaria de la generación forzada requerida en la programación semanal o en los estudios de seguridad.
e. Establece en su sección 11.7.1 sobre la administración de la congestión, que el ODS buscará identificar y administrar las congestiones previstas de transmisión mediante la representación en el modelo diario de Despacho Económico de restricciones adicionales y/o Generación Forzada para cumplir con los CCSDM, determinadas en los Estudios de Seguridad Operativa o mediante la experiencia en la operación del SIN en condiciones de congestión reiterada.
f. Establece en su sección 11.7.2 sobre resultados que el ODS informará, junto con los resultados del Predespacho, las condiciones de congestión previstas, las restricciones de transmisión incorporadas al modelo diario de Despacho Económico, el motivo y la Generación Forzada causada por dichas restricciones o para resolver la congestión.
g. Establece, en su sección 11.8 sobre la administración del exceso de generación, que, para cada hora, el ODS calculará la máxima generación despachable con criterio económico, como la demanda horaria prevista menos la generación forzada requerida para el cumplimiento de los CCSDM y de los márgenes de SSCC para dicha hora.

h. Establece en su sección 11.9.2, sobre las ofertas al mercado de oportunidad del Mercado Eléctrico Regional (MER), que, para cada hora del día siguiente, la oferta de inyección al mercado de oportunidad del MER incluirá la generación disponible en el SIN, excluyendo la generación forzada por los CCSDM.
i. Establece en su sección 11.12, sobre el predespacho final, que el ODS publicará en su página web antes de las 18:00 horas el predespacho final del día siguiente, incluyendo la generación forzada.
j. Establece, en su sección 11.13 sobre los resultados de predespacho, que el ODS debe informar a los Coordinados del predespacho final, con los datos y resultados del despacho previsto para el día siguiente, incluyendo cada Generación Forzada con el motivo que la justifica.
k. Indica en su sección 11.13, sobre resultados de predespacho, que el ODS informará sobre la asignación de SSCC para el control de frecuencia y el despacho de reactivo para el control de voltaje y la Generación Forzada por SSCC, conforme a la información establecida en la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT-SSCC).
l. Establece en su sección 13.1, sobre el posdespacho operativo, que el ODS informará a los coordinados, en Tiempo Real, de los resultados de la Operación de cada día a través del informe posdespacho Operativo, incluyendo los requerimientos previstos de Generación Forzada y calculando los correspondientes sobrecostos.
m. En su sección 14.5 sobre administración de incumplimientos menciona que, si un incumplimiento de un coordinado provoca Generación Forzada, el ODS debe asignar a dicho Coordinado como compensación el pago del sobrecosto por Generación Forzada.
n. En su Anexo 5 sobre los CCSDM establece que el ODS deberá tomar acciones inmediatas para evitar esta condición y recuperar la condición de Operación Normal, incluyendo medidas bajo el Servicio Complementario de control de voltaje y requerir Generación Forzada fuera de Despacho Económico; y si el usuario conectado a distribución está siendo afectando por el voltaje durante una condición de Operación normal en el SIN, el ODS esa autorizado, coordinado con el centro de control de la empresa distribuidora, a tomar acciones más rápidas tales como convocar Generación Forzada.

2.5.2.3 Antecedentes

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

Memorándum DT-014-2023

El Departamento de Tarifas de la Dirección de Regulación, encargado de la revisión mensual de las liquidaciones presentadas por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para los ajustes tarifarios trimestrales conforme a la normativa vigente, identificó un aumento de los sobrecostos por generación forzada durante el período de ajuste tarifario comprendido entre marzo y mayo de 2023. Este incremento fue incorporado como parte del costo base de generación (CBG) reportado por el Centro Nacional de Despacho (CND), en su calidad de operador del sistema.

En vista de lo anterior, el Departamento de Tarifas emitió el Memorándum DT-014-2023, con fecha 9 de octubre de 2023, solicitando al Departamento de Planificación y Mercados y al Departamento de Fiscalización su apoyo para analizar y verificar la información proporcionada por el operador del sistema, correspondiente a las fechas de marzo a agosto de 2023, con el fin de respaldar el cálculo de los sobrecostos por generación forzada reportados en los informes de transacciones comerciales.

El objetivo principal de esta revisión era validar, con base en la información suministrada por el CND, que no se trasladen a los usuarios ineficiencias derivadas de sobrecostos operacionales o administrativos de las empresas del subsector eléctrico relacionadas con la generación forzada, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 18 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE).

Informe de revisión de sobrecostos de generación forzada (marzo – junio 2023)

En diciembre de 2023, el Departamento de Planificación y Mercados, junto con el Departamento de Fiscalización, analizó la información presentada por el CND en el expediente LT-06-23 y la documentación solicitada como parte de la revisión general realizada por el Departamento de Tarifas. Durante este análisis, se identificó que, en el periodo de marzo a junio de 2023, el monto de USD 2,764,269.79 por concepto de sobrecostos de generación forzada asignados a la demanda por el CND se distribuyó de la siguiente manera:

1. 44.40 %: Sobrecostos atribuibles al cumplimiento de los CCSDM, no relacionados con ineficiencias.
2. 8.59 %: Sobrecostos derivados de ineficiencias operativas o administrativas atribuibles a la distribuidora, la transmisora, los agentes productores o a una combinación de estos actores.
3. 46.00 %: Casos en los que no fue posible determinar un responsable debido a la falta de documentación de respaldo suficiente para acreditar la responsabilidad total o parcial. Estos casos quedaron pendientes de revisión.
4. 0.30 %: Sobrecostos calculados que no debieron existir, ya que las centrales forzadas correspondientes no entraron en operación. Este monto no debe trasladarse a las tarifas.
5. 0.70 %: Casos cuyo análisis no se completó y quedaron pendientes de revisión.

Dictamen Técnico emitido por el Departamento de Tarifas

En diciembre de 2023, el Departamento de Tarifas recomendó trasladar a la tarifa de los usuarios de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) un monto de USD 5,443,884.32 como cargo a la demanda por sobrecostos de generación forzada. Así como incorporar el monto de USD 4,661,819.29, correspondiente a sobrecostos de generación forzada del año 2023, dentro del costo de generación del primer trimestre de 2024 bajo el concepto de << Otros Ajustes >>. Asimismo, se establecieron un procedimiento y una metodología para calcular dicho cargo.

Acuerdo CREE-153-2023

En fecha 28 de diciembre de 2023, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) emitió el Acuerdo CREE-153-2023, titulado “APROBACIÓN DEL TRASLADO DEL SOBRECOSTO DE GENERACIÓN FORZADA PARA LOS USUARIOS FINALES DE LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA”. En este documento se hace referencia al dictamen técnico emitido por el Departamento de Tarifas y se recomienda, entre otras medidas, trasladar a los usuarios finales el monto de los costos de sobrecostos de generación forzada que no son resultado de ineficiencias de la ENEE, así como el sobrecosto de generación forzada previsto para el año 2024, por lo que se aprobó el monto de USD 5,443,884.32 para el traslado de los usuarios de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) como cargo a la demanda por concepto de sobrecostos de generación forzada.

Seguimiento de la revisión de sobrecostos operativos por generación forzada

En enero de 2024, debido a la necesidad de dar seguimiento a los análisis correspondientes, el Directorio de Comisionados, mediante el punto de acta CREE-Ex–04-2024, instruyó a la Secretaría General la apertura del expediente F01-GF-2024, que contenía las investigaciones sobre los sobrecostos de generación forzada de los años 2023 y 2024. Asimismo, se instruyó a las Direcciones de Regulación y Fiscalización para realizar el seguimiento de dichos análisis. Como parte de estas acciones, las direcciones realizaron reuniones conjuntas con el personal del CND los días 26 de enero y 4 de marzo de 2024, con el objetivo de discutir, establecer y aclarar criterios que determinan las causas de los sobrecostos por generación forzada.

Informe de revisión de sobrecostos generación forzada para el año 2023

En fecha 20 de diciembre de 2024, se presentó el informe denominado “Revisión de los sobrecostos por generación forzada en el año 2023”, en el cual se dio por concluida la revisión de los sobrecostos de generación forzada del año 2023, cuyo monto ascendió a USD 2,478,350.58 para el período de enero a noviembre, de acuerdo con los informes de transacciones comerciales publicados por el operador del sistema. Asimismo, se recomendó utilizar como cargo real del sobrecosto por generación forzada para el año 2024 un monto de USD 2,456,849.99, equivalente al 99 % del total atribuido a los usuarios de la empresa distribuidora para el período de enero a noviembre de 2024, esto con base en las plantillas presentadas por el Centro Nacional de Despacho, quedando sujetas a revisión por parte de estas direcciones.

Acuerdo CREE-127-2024

En fecha 27 de diciembre de 2024, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) emitió el Acuerdo CREE-127-2024, titulado “APROBACIÓN DEL TRASLADO DEL SOBRE COSTO DE GENERACIÓN FORZADA PARA LOS USUARIOS FINALES DE LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ENEE)”. En este documento, se hace referencia al dictamen técnico emitido por el Departamento de Tarifas y se recomienda, entre otras medidas, trasladar a los usuarios finales el monto de los costos de sobrecostos de generación forzada que no son resultado de ineficiencias de la ENEE, conforme con lo establecido en el informe técnico elaborado por el Departamento de Fiscalización y el Departamento de Planificación y Mercados, así como el sobrecosto por generación forzada previsto para 2025.

Posteriormente, el 5 de febrero de 2025, se emitió un requerimiento de información al CND como parte del proceso de revisión de ambas direcciones, en el que se solicitan los datos necesarios para analizar los sobrecostos de 2024. Además, para los propósitos de esta Comisión, se le solicitó

registrar los eventos de generación forzada a partir del mes de enero de 2025 en un formato definido por ambas direcciones de esta Comisión, quedando sin efecto los formatos de plantilla anteriores.

Cabe mencionar que en la documentación no se incluían las plantillas correspondientes a los eventos de generación de los meses de octubre a diciembre de 2024. Por ello, se solicitó al Departamento de Tarifas la información presentada por el Centro Nacional de Despacho relativa a las plantillas de generación forzada.

2.5.2.4 Procedimiento

El procedimiento de validación llevado a cabo por la Dirección de Fiscalización y el Departamento de Planificación y Mercados consistió en recopilar, procesar y ajustar los datos remitidos por el CND en respuesta al requerimiento F01-GF-2024. Como parte de los anexos remitidos, se analizaron y procesaron las plantillas de generación forzada ubicadas en la carpeta denominada "Plantilla de GF", correspondientes a los meses de enero a septiembre del año 2024, así como las plantillas remitidas por el CND al Departamento de Tarifas, correspondientes a los meses de octubre a diciembre, que contienen los motivos por los cuales las centrales incurrieron en un sobrecosto por inyectar energía como generación forzada. Además, se compararon los sobrecostos calculados por el CND con los obtenidos a partir de la información recopilada por los Departamentos de Planificación, Mercados y Fiscalización. El cálculo para la verificación de un sobrecosto se define de la siguiente manera:

$$SC_i = E_i * \left(CVG_i - CMG_i\right) > 0$$

Dónde:

SC_i Es el sobrecosto en USD en el que incurre la central en la hora $\boldsymbol{i}$

E_i Es la energía inyectada en MWh por la central en la hora $\boldsymbol{i}$

CVG_i Es el costo variable de generación en USD/MWh de la central en la hora $\boldsymbol{i}$

CMG_i Es el costo marginal del nodo de inyección en USD/MWh de la central en la hora $\boldsymbol{i}$

Este cálculo fue contrastado con otras fuentes provenientes del mismo enlace compartido por el CND, en particular, con las plantillas ubicadas en la carpeta denominada "Energía", que contienen la energía inyectada como generación forzada y los montos de sobrecosto correspondientes a cada hora. Cabe señalar que esta fuente no incluye los criterios ni los motivos que justificaron la

convocatoria de la generación forzada, por lo que su uso se limitó únicamente a comparar los montos de sobrecosto por hora. Como fuente adicional de comparación, se revisaron los montos totales de sobrecosto de los Informes de Transacciones Comerciales (ITC) publicados en la página web del CND. Una vez establecido el criterio de cálculo de los sobrecostos, se procedió a la verificación operativa del evento mediante la revisión en tiempo real de las bitácoras de la operación.

Tomando en consideración todo lo anteriormente mencionado, se crearon plantillas de revisión que contenían la siguiente información que permitió verificar cada hora en la que se incurrió en un sobrecosto por generación forzada:

N.°	Contenido de las plantillas de revisión	Fuente
1	Fecha y hora	"Plantilla de GF" del CND
2	Criterio con el que se llamó a la central para inyectar como generación forzada (CV, RCT, etc.).	"Plantilla de GF" del CND
3	Responsable de la generación forzada.	"Plantilla de GF" del CND
4	Central que inyectó como generación forzada.	"Plantilla de GF" del CND
5	Nodo de la central que inyectó como generación forzada.	Datos del departamento de Planificación y Mercados
6	Abreviatura / nomenclatura del nodo.	Datos del departamento de Planificación y Mercados
7	Costo variable de generación [USD/MWh]	Predespachos / Redespachos publicados por el CND
8	Costo marginal [USD/MWh]	Costos marginales publicados por el CND
9	Zona	Datos del departamento de Planificación y Mercados
10	Sobrecosto CND [USD]	"Plantilla de GF" del CND
11	Sobrecosto calculado [USD]	Cálculo propio
12	Diferencia del sobrecosto CND-Calculado [USD]	Cálculo propio
13	Generación en MWh	Datos del departamento de Planificación y Mercados
14	Evento de bitácora	Bitácoras de operación
15	Actualizaciones adicionales en bitácoras.	Bitácoras de operación
16	Responsable de la generación forzada determinado por el análisis de esta Comisión.	Producto del análisis

N.°	Contenido de las plantillas de revisión	Fuente
17	Verificación de si la generación forzada se debe a una ineficiencia o a un incumplimiento.	Producto del análisis
18	Comentarios	Producto del análisis

Tabla 2-8 Contenido de la plantilla de revisión de sobrecostos por generación forzada.

A partir de las plantillas proporcionadas por el CND, se definieron los ítems 1, 2, 3, 4 y 10 detallados en la **Tabla 2-8**, los cuales corresponden a los siguientes datos: fecha y hora de la generación forzada, motivo o criterio que justificó dicha generación, responsable de la convocatoria, central llamada para inyectar como generación forzada y monto del sobrecosto asociado. En particular, el ítem 2 fue determinado por el CND con base en los criterios establecidos en la **Tabla 2-9.**

Criterios de Calidad	
Voltaje	CV
Frecuencia	CF
Criterio de Seguridad	
Reserva de Capacidad de Transmisión	RCT
Contingencia Múltiple	CM
Contingencia Extrema	CE
Corriente de Cortocircuito y Protecciones	CCP
Criterios de Desempeño	
Regulación Primaria de Frecuencia	RPF
Regulación Secundaria de Frecuencia	RSF
Regulación de Voltaje	RV
Otros	
Transición	TR
Incumplimiento	INC
Variabilidad en GRV	GRV

Tabla 2-9 Criterios para convocar a la generación forzada.

Una vez extraídos los datos de las plantillas proporcionadas por el CND, se integraron en la plantilla de revisión los ítems 5, 6, 7, 8, 9, 11, 12 y 13. Estos ítems se obtuvieron de fuentes públicas disponibles en la página del CND, así como de información definida o recopilada por el Departamento de Planificación y Mercados. Esta información es clave tanto para la revisión de los

cálculos como para la verificación de los criterios aplicados por el CND en cada hora de generación forzada.

Por otro lado, los ítems 15 y 16 se derivan de las descripciones contenidas en las bitácoras de operación en tiempo real, en las que los despachadores registran las entradas y salidas de generación, los movimientos de carga, los disparos y otros eventos relevantes de la operación del SIN. Dentro de la plantilla de revisión, la categoría "Evento" se refiere al momento inicial de la generación forzada documentado en la bitácora, mientras que la categoría "Observaciones" incluye cualquier actualización registrada durante el periodo en que la central estuvo inyectando como generación forzada, lo que permitió verificar o reevaluar cada hora analizada.

Finalmente, los ítems 16, 17 y 18 son resultado del análisis realizado por esta Comisión para cada hora de generación forzada, tras evaluar el cálculo del sobrecosto y comparar el criterio asignado por el CND con la descripción registrada en las bitácoras. El ítem 16 permite validar o, en su defecto, reasignar la responsabilidad previamente definida, en caso de que el análisis indique que esta corresponde a otros actores del mercado eléctrico nacional. Por su parte, el ítem 17 facilita identificar si la ocurrencia del evento se debe a una ineficiencia o a un incumplimiento del actor correspondiente.

Los criterios utilizados para validar lo anteriormente descrito, específicamente la asignación de responsables y el criterio o los motivos de la generación forzada, se describen en la **Tabla 2-10.**

Reclasificación de casos	Criterio	Justificación
Trasladar a tarifas	Responsabilidad de la distribuidora	La generación forzada se convocó en cumplimiento de los CCSDM y no está asociada a una ineficiencia.
No trasladar a tarifas	Ineficiencias o incumplimientos	Situaciones originadas por falta de capacidad de transmisión, sobrecargas en transformadores o líneas, bajo la responsabilidad de las empresas transmisoras o distribuidoras, así como incumplimientos por parte de agentes productores.
	El sobrecosto no existe	El CND reportó un sobrecosto por generación forzada asociado a centrales que operaron dentro del despacho económico, por lo que dicho sobrecosto no se registró.

Tabla 2-10. Criterios para el análisis de casos de generación forzada.

En la **Imagen 2-3** se describe el procedimiento para validar la información proporcionada por el CND, relacionada con los sobrecostos de generación forzada asignados a la ENEE en su calidad de empresa distribuidora, los cuales se trasladan a la demanda a través de la tarifa.

Cabe destacar que este procedimiento también se aplicó en 2023 y ya había sido revisado.

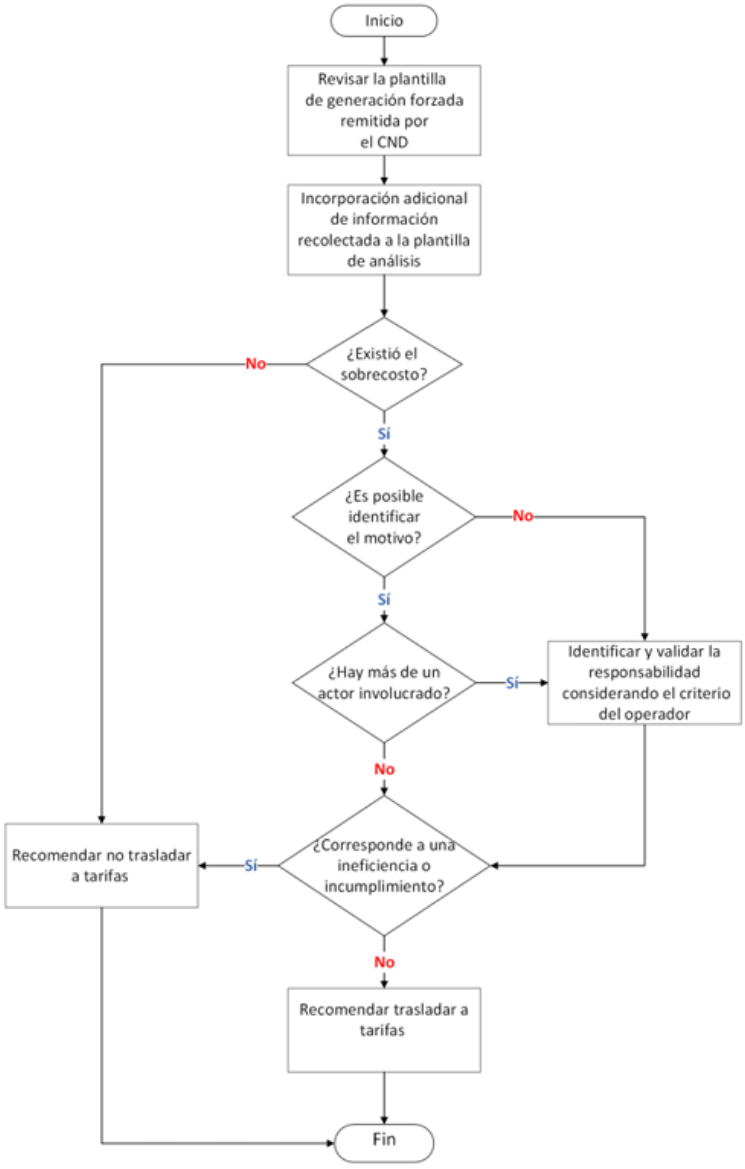


Imagen 2-3. Procedimiento para la validación de la información proporcionada por el CND, asociada a los sobrecostos de generación forzada asignados a la ENEE en su calidad de empresa distribuidora.

Es importante señalar que, en los casos en que la bitácora no identificó el motivo, se aplicó el criterio definido por el CND, ya sea en cumplimiento de los CCSDM o por incumplimiento de un

agente productor. Aunque la información registrada en la bitácora sirve como referencia para discriminar cada caso, no constituye la fuente definitiva para establecer los criterios, ya que las descripciones pueden variar según el despachador de turno.

De igual manera, cuando se identificó la participación de varios actores en un evento de generación forzada, se utilizó el criterio definido por el operador, complementado con la información registrada en la bitácora, para determinar si en la convocatoria prevaleció el cumplimiento de los CCSDM o, en su defecto, una ineficiencia o un incumplimiento por parte de otros actores.

2.5.2.5 Resultados

A continuación, se muestran los resultados obtenidos tras analizar 5,439 eventos de generación forzada correspondientes al año 2024. En primera instancia, se identifica un sobrecosto de USD 2.64 millones por generación forzada atribuible a la demanda, de acuerdo con las plantillas presentadas por el Centro Nacional de Despacho (CND). El desglose mensual de estos datos se presenta en la **Tabla 2-11**.

Mes	Casos de generación forzada	Sobrecostos atribuidos a la empresa distribuidora [USD]	Sobrecostos atribuidos a otros actores [USD]
Enero	154	95,123.41	3,355.38
Febrero	65	37,861.67	710.75
Marzo	536	521,905.65	2,594.33
Abril	654	508,504.11	2,378.19
Mayo	495	480,949.61	991.78
Junio	487	323,769.70	1,952.67
Julio	737	121,906.82	745.79
Agosto	802	148,314.64	2,897.22
Septiembre	726	85,919.83	1,530.24
Octubre	433	78,130.98	1,130.00
Noviembre	270	57,491.64	282.13
Diciembre	80	176,458.19	72.92
Total	**5,439**	**2,636,336.25**	**18,641.38**

Tabla 2-11. Sobrecostos por generación forzada atribuidos a la demanda y a otros actores del Men (2024).

El **Gráfico 2-6** resume las principales causas identificadas por el CND que han motivado la convención de generación forzada durante el período analizado. A diferencia de 2023, cuando el control de voltaje (CV) fue la principal causa del sobrecosto, en 2024 la reserva de capacidad de transmisión (RCT) destaca como el principal factor del sobrecosto, seguida del CV. Otras causas incluyen las transiciones asociadas al arranque y a la parada de unidades de generación, la reserva secundaria de frecuencia, factores relacionados con la generación renovable variable y, finalmente, incumplimientos por parte de agentes productores.

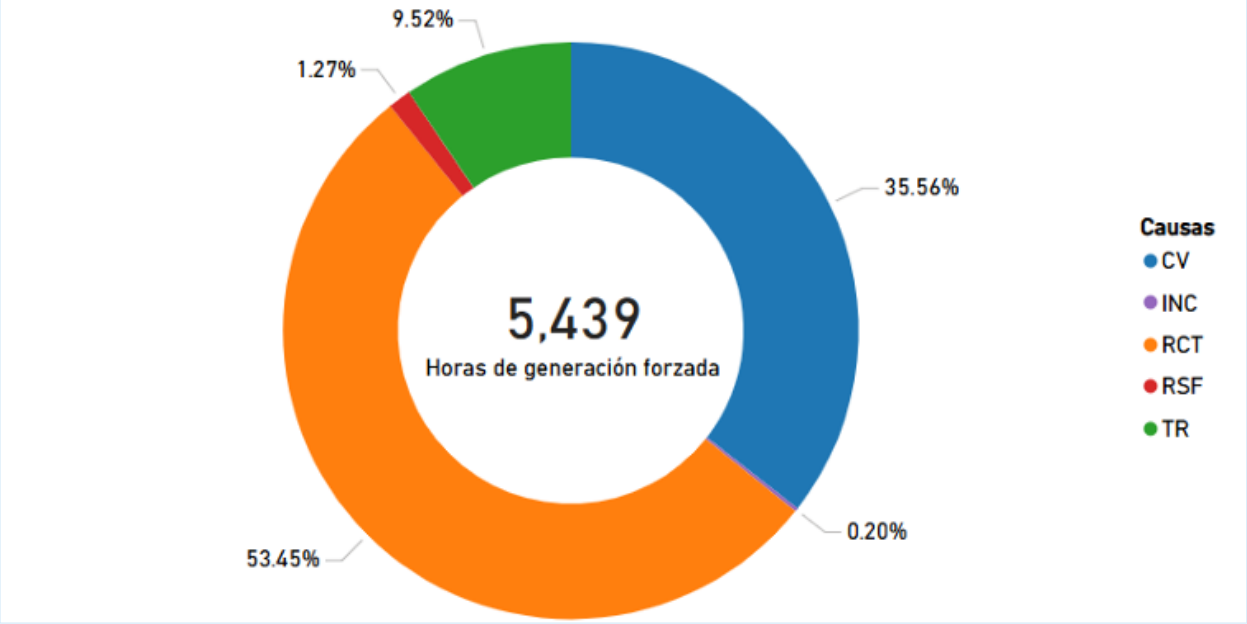


Gráfico 2-6 Causas por las que se convocó generación forzada (2024)

Tras analizar las principales causas de generación forzada y los montos asociados, se identificaron aquellas que representan ineficiencias en la operación del mercado. Es importante señalar que los casos asociados a transiciones (TR), correspondientes a los periodos de rampa durante la toma de carga de centrales fuera del despacho económico, se atribuyen a la propia central, conforme al criterio del CND.

Por otro lado, los casos relacionados con la generación renovable variable (GRV), referidos a la entrada de centrales fuera del despacho económico para cubrir descensos en la generación solar, eólica o hidráulica, se atribuyen a la demanda, ya que dichos descensos están condicionados por la disponibilidad del recurso primario.

Adicionalmente, se verificó la correcta asignación de la responsabilidad por el sobrecosto. Para ello, se emplearon los criterios establecidos en la **Tabla 2-10,** lo que dio lugar a una propuesta de reasignación de montos, como se muestra en el **Gráfico 2-7.**

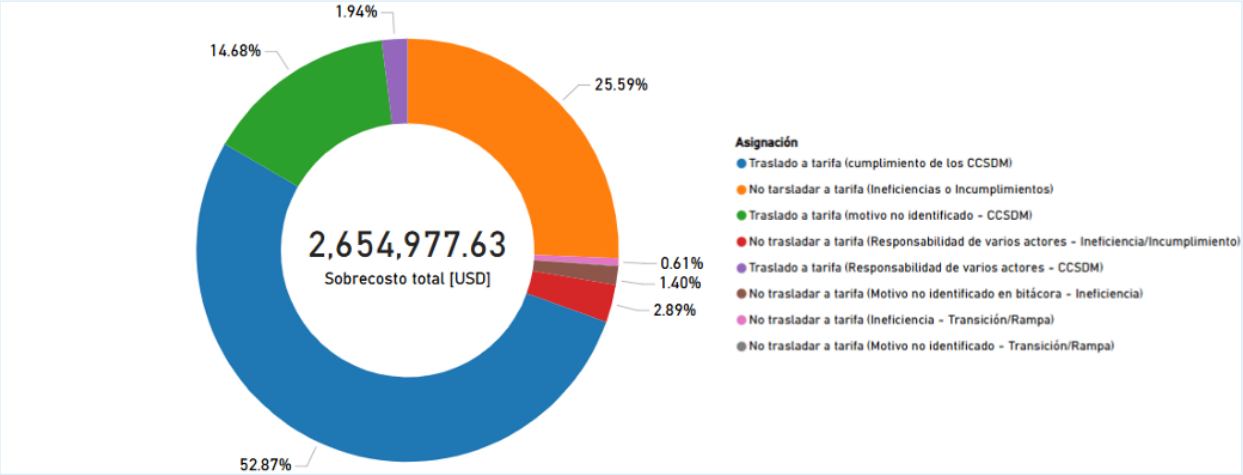


Gráfico 2-7 Reasignación de sobrecostos por generación forzada (2024)

En seguimiento de lo anterior, mediante el análisis se validó que, en el año 2024, el monto de USD 2,654,977.63 por concepto de sobrecostos de generación forzada se distribuye de la siguiente manera:

1. 70.88 %: Sobrecostos atribuibles al cumplimiento de los CCSDM, no relacionados con ineficiencias. (USD 1,881,963.18)
2. 29.12 %: Sobrecostos derivados de ineficiencias operativas o administrativas atribuibles a la distribuidora, transmisora, agentes productores, o una combinación de estos actores. (USD 773,014.45)

A continuación, se muestra una tabla detallada de la reclasificación:

Mes	Trasladar a la tarifa-responsabilidad de la distribuidora (USD)	No trasladar a la tarifa / agentes productores (USD)	No trasladas a la tarifa / ENEE-T (USD)	No trasladas a la tarifa / ENEE-D (USD)	Sobrecosto total (USD)
Enero	70,018.15	3,355.38	25,105.26	0	98,478.79
Febrero	32,181.64	710.75	4,768.66	911.37	38,572.42
Marzo	469,402	7,043.23	33,351.34	14,703.57	524,499.98
Abril	408,184.93	2,378.19	33,959.00	66,360.18	510,882.29
Mayo	479,116.99	991.78	1,832.62	0	481,941.38

Mes	Trasladar a la tarifa-responsabilidad de la distribuidora (USD)	No trasladar a la tarifa / agentes productores (USD)	No trasladas a la tarifa / ENEE-T (USD)	No trasladas a la tarifa / ENEE-D (USD)	Sobrecosto total (USD)
Junio	317,112.31	1,952.67	2,470.24	4,187.15	325,722.37
Julio	46,891.59	745.79	74,217.92	797.31	122,652.61
Agosto	6,007.04	1,574.11	143,329.91	300.80	151,211.86
Septiembre	8,781.18	1,341.79	77,327.10	0	87,450.07
Octubre	5,936.54	795.82	71,766.23	762.39	79,260.98
Noviembre	20,482.82	232.07	37,058.87	0	57,773.77
Diciembre	17848.15094	72.92	158,610.04	0	176,531.11
Total	**1,881,963.18**	**21,194.50**	**663,797.19**	**88,022.76**	**2,654,977.63**

Tabla 2-12. Reclasificación por mes y responsable (2024)

En el **Gráfico 2-8** muestra el desglose de los casos reclasificados:

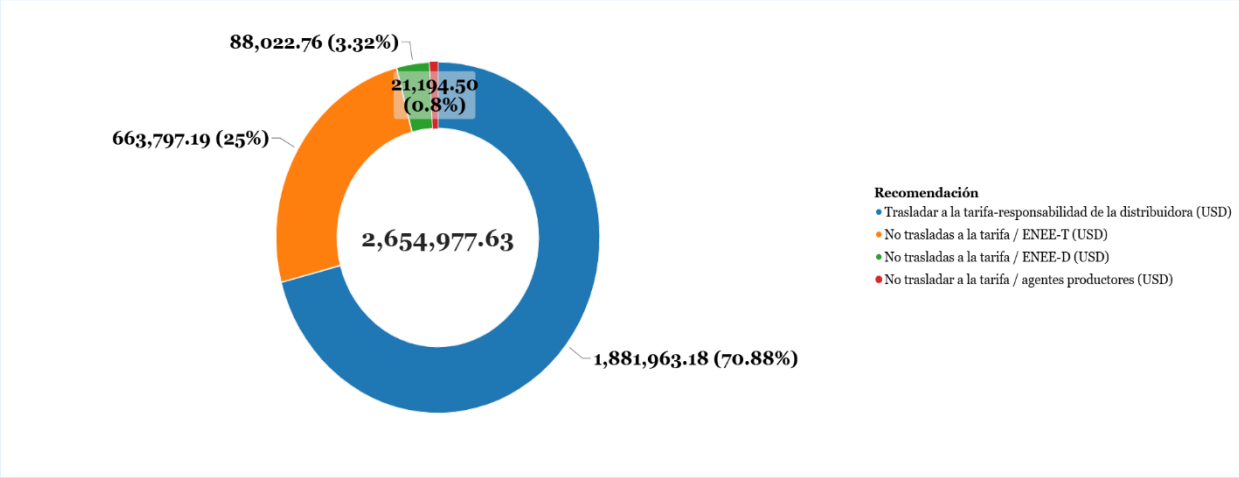


Gráfico 2-8 Desglose de casos reclasificados (2024)

1. Sobrecargas en los transformadores y en las líneas de la red de transmisión. Estos casos se han clasificado como ineficiencias atribuibles a la empresa transmisora. Dicha clasificación se relaciona con ineficiencias administrativas derivadas de la falta de desarrollo de los proyectos estipulados en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión, considerados obligatorios para tal fin.
2. Congestiones en los transformadores de la red de distribución que afectan la red de transmisión. Estas se han catalogado como ineficiencias imputables a la empresa distribuidora, responsable de la operación y la administración de la red de distribución, conforme a lo establecido en el artículo 1 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE).

3. Sobrecostos por ineficiencias o incumplimientos de los agentes productores. Los casos en los que se generaron sobrecostos debido a fallas en centrales generadoras o a incumplimientos atribuidos a las centrales generadoras responsables de dicha generación forzada. Es importante mencionar que hay eventos en los que la responsabilidad se atribuye a varios agentes productores.

2.5.2.6 Conclusiones

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

1. En el periodo analizado de 2024, del monto de USD 2,654,977.63 por concepto de sobrecostos de generación forzada asignados por el CND a la ENEE y otros agentes productores, el 70.88 % de los sobrecostos, que corresponden a USD 1,881,963.18, no se asocian a ineficiencias y son atribuibles al cumplimiento de los CCSDM por parte de la distribuidora.
2. Asimismo, el 29.12 % (USD 773,014.45) corresponde a ineficiencias operativas o administrativas atribuibles a la distribuidora (USD 88,022.76), a ENEE Transmisión (USD 663,797.19) y a los agentes productores (USD 21,194.50).
3. En el año 2024, la Comisión aprobó utilizar como cargo real del sobrecosto por generación forzada un monto de USD 2,456,849.99, equivalente al 99 % del total atribuido a los usuarios de la empresa distribuidora para el período de enero a noviembre de 2024, con base en las plantillas presentadas por el Centro Nacional de Despacho, quedando sujetas a revisión por parte de dichas direcciones. Asimismo, dicho monto se utilizó como el cargo previsto por generación forzada para el año 2025.

2.5.2.7 Recomendaciones

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

1. Continuar con el proceso de revisión y validación de los criterios y plantillas presentadas por el operador del sistema para determinar el cargo por sobrecosto de generación forzada correspondiente al año 2024, con el fin de lograr que dichos sobrecostos sean correctamente asignados a los responsables.

2.5.2.8 Matriz de seguimiento

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana, año)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Dar seguimiento a la prórroga solicitada por el CND al Auto RQ de fecha 8 de septiembre de 2026, en seguimiento del expediente F01-GF-2024 como resultado de la revisión y análisis de la documentación presentada mediante el oficio GD-277-06-2026 de fecha 12 de junio de 2026.	Acción	Correo	Semana 41	Pendiente

CERTIFICACIÓN DE INFORME "P12-PF02 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE PROCESOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA"

Yo, Juan José Pérez, en mi calidad de Director de Fiscalización de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), por medio de la presente certifico que el **Informe "P12-PF02 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE PROCESOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA"** se compone de **120 páginas,** las cuales forman parte integra del mismo, otorgándole la validez legal correspondiente con firma electrónica avanzada, certificando y garantizando la autenticidad, integridad y no repudio del documento, en cumplimiento con lo establecido en el artículo 3, numeral 2 y 4, así como el artículo 6 de la Ley sobre Firmas Electrónicas (Decreto No. 149-2013), asegurando que el contenido del presente informe no ha sido alterado desde su firma y que la identidad del firmante ha sido debidamente verificada a través del Proveedor de Servicios de Certificación de Firma Electrónica de la CREE ***"HONDUCERT S.A. SUB CA"*** autorizado por la Dirección General de Propiedad Intelectual del Instituto de la Propiedad.

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

