



**EVALUACIÓN A LA RENDICIÓN DE CUENTAS DE LA EJECUCIÓN DEL
GASTO, PRACTICADA A LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
(ENEE)**

CORRESPONDIENTE AL PERÍODO FISCAL 2023.

INFORME RC-N°78-2024-DFEP-ENEE

**PERÍODO EVALUADO
DEL 1 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023**

TEGUCIGALPA MDC., SEPTIEMBRE 2024

Tegucigalpa, MDC., 05 de noviembre del año 2024

Oficio Presidencia No. 1709/TSC/2024

PhD.

Erick Medardo Tejada Carbajal

Gerente General

Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

Su oficina

000002



Señor Gerente General:

Adjunto encontrará el Informe de Evaluación a la Rendición de Cuentas de la Ejecución del Gasto RC-N°78-2024-DFEP-ENEE, que forma parte del Informe de Rendición de la Cuenta General del Estado correspondiente, al período comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre del ejercicio fiscal del año 2023, el cual fue aprobado por el Pleno de Magistrados del Tribunal Superior de Cuentas (TSC) y notificado al Congreso Nacional (CN).

La evaluación se realizó con base en las facultades conferidas en los artículos 205 numeral 38 y 222 de la Constitución de la República; 3, 4, y 5 reformado numeral 4), 32 reformado, 42 numeral 2), y 45 reformado numerales 1), 2), 5) y 11) de la Ley Orgánica del Tribunal Superior de Cuentas (LOTSC); y, Plan Operativo Anual 2024 del Departamento de Fiscalización de Ejecución Presupuestaria, dependiente de la Gerencia de Verificación y Análisis.

Este Informe contiene comentarios, conclusiones y una (1) recomendación sobre la gestión a su cargo. De conformidad al artículo 79 de la Ley Orgánica del Tribunal Superior de Cuentas, la recomendación formulada en este informe contribuirá a mejorar la gestión institucional con el propósito de que se tomen las acciones correctivas oportunamente y una vez notificada es de obligatoria implementación, bajo la vigilancia de este Ente Contralor del Estado, en aplicación de lo establecido en las Normas para la Gestión del Sistema de Seguimiento de Recomendaciones de Auditoría (SISERA).

Por lo anterior, le solicito, presentar en un plazo no mayor a 15 días hábiles contados a partir de la fecha de recepción del presente Oficio, un Plan de Acción orientado a subsanar en los siguientes ejercicios fiscales el señalamiento emitido en la recomendación, este Plan debe contener las acciones



000003

FORTALECIENDO EL SISTEMA DE CONTROL PREVENIMOS LA CORRUPCIÓN

Tribunal
Superior
de Cuentas



Oficio Presidencia No. 1709/TSC/2024

concretas, la fecha para la realización, el nombre y firma del o los responsables, y los medios de verificación de dichas acciones.

Sin otro particular, me suscribo de usted.

Atentamente,


Itzel Anai Palacios Srivady
Magistrada Presidente



📧 Departamento de Fiscalización de Ejecución Presupuestaria/GVA/EFMB.

WWW.TSC.GOB.HN • E-MAIL: TSC@TSC.GOB.HN • TELÉFONOS: (504) 2230-3646, 2230-3732, 2230-2917



000004



INDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO I	1
INFORMACIÓN INTRODUCTORIA	1
A. MOTIVOS DE LA EVALUACIÓN	1
B. OBJETIVOS DE LA EVALUACIÓN.....	1
C. ALCANCE DE LA EVALUACIÓN.....	1
D. METODOLOGÍA.....	2
CAPÍTULO II	3
DESCRIPCIÓN DE LOS HECHOS	3
1. MARCO LEGAL.....	3
2. EJECUCIÓN DE LA PLANIFICACIÓN OPERATIVA ANUAL.....	3
3. LIQUIDACIÓN PRESUPUESTARIA DE EGRESOS	25
CAPÍTULO III	30
CONCLUSIONES	30
CAPÍTULO IV	32
RECOMENDACIONES	32



000005



CAPÍTULO I INFORMACIÓN INTRODUCTORIA

A. MOTIVOS DE LA EVALUACIÓN

La evaluación se realizó con base en las facultades conferidas en los Artículos 205 numeral 38, y 222 de la Constitución de la República; 3, 4, y 5 reformado (numeral 4); 32 reformado; 42 numeral 2, y 45 reformado (numerales 1, 2, 5 y 11) de la Ley Orgánica del Tribunal Superior de Cuentas, y en cumplimiento del Plan Operativo Anual 2024 del Departamento de Fiscalización de Ejecución Presupuestaria, dependiente de la Gerencia de Verificación y Análisis.

B. OBJETIVOS DE LA EVALUACIÓN

Objetivo General:

1. Pronunciarse sobre los resultados físico-financieros de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) que formarán parte de la opinión de eficiencia y eficacia de la gestión del Sector Público en el ejercicio fiscal 2023.

Objetivos Específicos:

1. Evaluar el grado de cumplimiento del Plan Operativo Anual de la gestión 2023, con base en la revisión de evidencias, y verificar la incorporación de la Perspectiva de Género, como parte de la formulación de la planificación y presupuesto.
2. Evaluar el grado de ejecución del Presupuesto de Egresos de la gestión 2023, con base en la revisión de evidencias.

C. ALCANCE DE LA EVALUACIÓN

El alcance del Informe de Evaluación a la Rendición de Cuentas de la Ejecución del Gasto de la ENEE cubre del 1 de enero al 31 de diciembre del período fiscal 2023, y persigue evidenciar el cumplimiento de la Planificación Operativa anual, en términos de los *productos finales* entregados a los beneficiarios/usuarios externos; así como identificar la correcta orientación de gasto de los *renglones presupuestarios*, y la ejecución total del presupuesto, con base en disponibilidad real de recursos con la que contó la institución durante el periodo examinado.



000006



D. METODOLOGÍA

La evaluación se realizó sobre el cumplimiento del Plan Operativo Anual (POA) y del Presupuesto de Gastos Ejecutado, el cual está en función de la información proporcionada por la ENEE y de la obtenida mediante solicitudes de información adicional/complementaria (oficios), visitas, reuniones de trabajo, entrevistas y cuestionarios realizados, así como de la confiabilidad de los medios de verificación presentados, que sustentan el cumplimiento de la cantidad reportada como ejecutada, mediante una selección total o muestral de los productos finales, y de un objeto del gasto por cada grupo del gasto, de acuerdo a los reportes del Sistema de Administración Financiera Integrada (SIAFI).



000007



CAPÍTULO II DESCRIPCIÓN DE LOS HECHOS

1. MARCO LEGAL

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) fue creada, mediante Decreto Legislativo N° 48 (1957), un organismo autónomo de servicio público, con personería, capacidad jurídica y patrimonio propio, de duración indefinida. Posteriormente, mediante Decreto Legislativo N° 404-2013 en el artículo 29, se instruye a la Junta Directiva modernizar la ENEE y separarse en una empresa de generación, una de transmisión y operación del sistema, y al menos una de distribución; las cuales serán entidades propiedad del Estado por medio de la ENEE como empresa matriz; según la Ley Constitutiva, los objetivos de la empresa son:

- El estudio, operación y administración de todo proyecto u obra de electrificación que sea de pertenencia del Estado, y que pase a formar parte del patrimonio de la Empresa;
- La realización, operación y administración de obras de electrificación emprendidas por la propia iniciativa de la Empresa;
- La representación del Gobierno en las empresas de electrificación en las cuales el Estado tenga participación;
- La cooperación que a solicitud de los interesados pueda prestar a empresas privadas que se dediquen a la generación o distribución de energía eléctrica.

2. EJECUCIÓN DE LA PLANIFICACIÓN OPERATIVA ANUAL

El Plan Operativo Anual (POA) de la ENEE correspondiente al período fiscal 2023, se formuló con base a la metodología de la Cadena de Valor Público, donde se evidenció lo siguiente:

- La ENEE definió como su “misión”, operar para mejorar la calidad de los servicios de electricidad y llevar dicho servicio a todos los rincones del país, siendo una plataforma que contribuya a reducir la pobreza energética y a impulsar el desarrollo de la economía social de la nación.
- Se definió un objetivo estratégico institucional encaminado a fortalecer e incrementar el rol del Estado en la economía, mejorando la provisión de servicios públicos, la formulación y ejecución de políticas públicas, y la corrección de las distorsiones de mercado; con el fin de impulsar un desarrollo humano sostenido y sustentable.
- La planificación institucional se presentó alineada con los principales instrumentos de nación, de la forma siguiente:





000008



- Con la Visión de País, reportan alineación al mismo objetivo estratégico institucional, es importante mencionar que este no figura en el plan de nación. Asimismo, con la Meta N°3.3: “Eleva al 80% la tasa de participación de energía renovable en la matriz de generación eléctrica del país”.
- Con el Plan Estratégico Bicentenario para la Refundación de la Patria y Construcción del Estado Socialista Democrático, forma parte del sector de Desarrollo Económico enfocado en el Objetivo Específico N°3.3.10: “Reformar el marco legal del sector energético para garantizar el acceso justo y equitativo de la población a servicios de calidad, privilegiando aquellas con mayores niveles de pobreza”. En el Resultado N°3.3.10: “Incrementada la producción de energía renovable con la participación del Estado, con fin de garantizar mayor acceso equitativo a la población”.
- Con la Agenda 2030 de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), no presenta alineamiento en documentos oficiales. La Empresa reporta que los Objetivos de Desarrollo Sostenible no fueron incluidos en la herramienta que la Secretaría de Planificación Estratégica (SPE) le proporciono para la formulación del plan operativo correspondiente al período fiscal evaluado.
- En relación a la incorporación de la Perspectiva de Género, como parte de la formulación de la planificación y presupuesto; establecida en el Artículo 9 de las Disposiciones Generales del Presupuesto de Ingresos y Egresos de la República para el ejercicio fiscal 2023 (Decreto 157-2022), se evidenció que la ENEE, de acuerdo a su rol institucional desarrolló lo siguiente: Inclusión de la Unidad de Género en el manual organizacional de la empresa; sin embargo, la documentación verificada no permite determinar que el manual este aprobado, o la unidad creada en el período fiscal 2023.
- Como parte de contribuir al fortalecimiento de la cultura de la gestión pública orientada a resultados en Honduras, la Dirección de Gestión por Resultados (DIGER), realiza el monitoreo como la evaluación de los resultados y logros alcanzados por la ENEE, utilizando la herramienta denominada *Sistema de Gerencia Pública por Resultados y Transparencia (SIGPRET)*, en este sentido a la ENEE se le han asignado diecisiete (17) indicadores: uno (1) por meta principal; doce (12) por metas institucionales; tres (3) por metas de transparencia; y un (1) indicador de brecha.
- La estructura del POA se estableció mediante cuatro (4) programas institucionales de donde se desprenden **veinticinco (25) productos finales orientados a la generación, transmisión, distribución y reducción de pérdidas de energía eléctrica**; estos se entregan a la ciudadanía en la forma de servicios mostrando una articulación lógica entre sus elementos y coherencia con las funciones establecidas en su marco legal.



000009



A continuación, se presenta el grado de ejecución del POA de la gestión 2023:

EVALUACIÓN DEL PLAN OPERATIVO ANUAL, PERÍODO FISCAL 2023			
EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ENEE)			
Programas institucionales	Cantidad de Productos Finales Reportados	Cantidad de Productos Finales Considerados para Evaluación ¹	% de Ejecución de los Productos Finales Considerados para Evaluación
Programa de Generación	24	11	76%
Programa de Transmisión	8	5	40%
Programa de Distribución	25	7	70%
Programa Nacional para la Reducción de Pérdidas	1	1	0%
TOTALES	58	24	-
Promedio General de Ejecución			47%

Fuente: Elaboración Propia con datos de Reportes Internos de POA de ENEE.

¹ Treinta y cuatro (34) productos no fueron considerados en la evaluación al identificarse que veinte (20) constituyen la suma o acumulado de otro producto y catorce (14) representan esfuerzos intermedios en la operatividad de otro producto final entregado a la ciudadanía.

Con relación a la ejecución física de 47% del POA, se comenta lo siguiente:

EL PROGRAMA DE GENERACIÓN, se orienta a la producción de energía eléctrica mediante plantas renovables y térmicas propias de la ENEE, con el objetivo de cubrir la demanda de los usuarios finales. Los resultados de los productos finales fueron los siguientes:

1. **Generados 2,059,277 mega watts-hora (MWh) de Energía eléctrica con plantas renovables estatales** (de una proyección de 2,326,041 MWh), suministrada al Sistema Interconectado Nacional (SIN) de acuerdo con los requerimientos del Centro Nacional de Despacho. La producción se deriva de las siguientes plantas hidroeléctricas:
 - 1.1. Generados 1,244,619 MWh por la Central Francisco Morazán. (95% de la programación).
 - 1.2. Generados 23,446 MWh por la Central El Nispero. (49% de la programación).
 - 1.3. Generados 541,721 MWh por la Central Cañaveral Río Lindo. (85% de la programación).
 - 1.4. Generados 792 MWh por la Central Santa María del Real. (123% de la programación).
 - 1.5. Generados 248,700 MWh por la Central Patuca III. (74% de la programación).

La Empresa registra seis (6) productos finales en este tipo de generación, derivada de un producto final, que constituye la sumatoria de la producción total de las cinco plantas renovables, y a la vez, presenta cinco (5) productos finales representados por los resultados de cada planta generadora, lo cual constituye una doble contabilidad en la programación/ejecución operativa. Esta práctica fue objeto de recomendación en la evaluación correspondiente al período fiscal 2021. Autoridades de la Empresa reportan que dicha estructura se hace sujeta a los lineamientos establecidos por la Secretaría de Planificación Estratégica. Sin embargo, para efectos del presente informe solo se consideró el producto final acumulado, con una ejecución 89%.



2. **Generados 16,632 MWh de energía eléctrica con plantas térmicas estatales** (de una proyección de 5,331 MWh), suministrada al Sistema Interconectado Nacional (SIN) de acuerdo con los requerimientos del Centro Nacional de Despacho. La producción se deriva de las siguientes plantas hidroeléctricas:
 - 2.1. Generados 289 MWh por la planta Santa Fe. (67% de la programación)
 - 2.2. Generados 4,136 MWh por la planta La Puerta. (94% de la programación)
 - 2.3. Generados 12,207 MWh por la planta Ceiba Fuji. (2330% de la programación)

La Empresa registra cuatro (4) productos finales en este tipo de generación, derivada de un producto final, que constituye la sumatoria de la producción total de las tres plantas térmicas, y a la vez, presenta tres (3) productos finales representados por los resultados de cada planta generadora, lo cual constituye una doble contabilidad en la programación/ejecución operativa. Esta práctica fue objeto de recomendación en la evaluación correspondiente al período fiscal 2021. Autoridades de la Empresa reportan que dicha estructura se hace sujeta a los lineamientos establecidos por la Secretaría de Planificación Estratégica. Sin embargo, para efectos del presente informe solo se consideró el producto final acumulado, que reporta una ejecución de 312% de lo proyectado, para efectos del presente informe se aplicó un ajuste al 100%, entendiéndose como cumplimiento completo.

Es importante mencionar que en los dos productos anteriormente descritos se solicitaron como evidencias, los planes de generación de las plantas térmicas y los informes de generación programado versus realizado, sin embargo los medio de verificación enviados constituyen correos por parte de las centrales hidroeléctricas en tablas de Excel con las cifras reportadas; si bien la Empresa reporta que dicho mecanismo es el que se ha utilizado, este constituye un débil control interno al no ser verificadas contra ningún sistema de la red y no contar con información estandarizada que permita determinar los motivos o factores que influenciaron sobre los resultados de cada central.

3. **Se elaboraron 12 informes de Implementación del sistema de gestión comercial.**

Estos informes contienen los resultados de medición de la energía y potencia generada por las plantas de generación térmica e hidroeléctrica propiedad de la ENEE, mismos que son utilizados como la evidencia de generación de energía para uso operativo en la forma de cobro o facturación a la Unidad de Negocios de Distribución o Gerencia de Distribución, esta información es de acceso público si esta es solicitada por la ciudadanía.

Si bien estos informes son de valor para la operatividad de la empresa, estos son de uso operativo y constituyen un producto diferente a los reportados en la generación de las plantas de generación; por lo tanto, para efectos del presente informe, este no será considerado en la calificación.



4. Se implementaron cuatro (4) planes de protección de cuencas en la central hidroeléctrica Francisco Morazán.

Estos Planes están orientados a gestionar y manejar los recursos naturales de las áreas aledañas y afluentes a la central para mejorar la cobertura vegetal y protección del bosque en favor de las comunidades. Las cuatro (4) áreas son las siguientes:

- Embalse el Cajón
- Central Hidroeléctrica El Nispero
- Municipio de Ojos de Agua, Comayagua
- Municipio de Santa Cruz de Yojoa, Cortés

La verificación se desarrolló mediante la solicitud documental de los cuatro (4) planes de protección, implementados por la Unidad de Manejo de Cuencas, solo se presentó documentación firmada por las autoridades correspondientes con su respectivo informe de cumplimiento para las zonas del Cajón y El Nispero. Es importante mencionar que la Empresa reporta que dichos planes son de acceso público al ser solicitados por la ciudadanía. Para efectos del presente informe su ejecución se califica con 50%.

5. Se atendieron a 38,539 turistas con servicios de turismo en las instalaciones de la Central Hidroeléctrica Francisco Morazán.

La central se ha convertido en un destino turístico, en donde los turistas que visitan la presa, disponen de: área de aguas termales, paseos en lancha en el embalse y por el río con todas las medidas de seguridad correspondiente, durante el 2023 generó un total de L2.53 millones en ingresos para la Empresa. El producto es medido mediante informes técnicos que la Empresa reporta son de acceso público si son solicitados por la ciudadanía.

La verificación se desarrolló mediante la revisión documental de los doce (12) informes de actividades desarrollados por la Unidad de Turismo de la Dirección de Generación. Para efectos del presente informe su ejecución se califica con 100%.

6. Se construyeron y están en operación dos (2) Plantas solares fotovoltaicas en los municipios de Guanaja y Brus Laguna.

El producto corresponde al proyecto Programa de Electrificación Rural en Lugares Aislados (PERLA) puesto a competición mediante Licitación Pública Internacional No.PERLA-30-LPI-B- "Suministro de bienes y servicios conexos para sistemas de generación con energías renovables mediante micro redes en Brus Laguna, Departamento de Gracias a Dios y Guanaja, Departamento de Islas de la Bahía" y adjudicado a la empresa Gestión de Recursos



000012



y Soluciones Empresariales, S.L. mediante los contratos 115/2021 por un monto de USD \$3,535,805.91 y modificado mediante adenda a USD \$3,687,108.11 y contrato 142/2021 por un monto de USD \$3,759,421.19 y modificado mediante adenda a USD \$3,899,244.23. La obra fue terminada y recibida mediante acta de aceptación provisional en febrero de 2023; dicha acta tiene validez por 12 meses o hasta que se emita un acta de aceptación definitiva; para efectos del presente informe su ejecución se califica con 100%.

La verificación se realizó mediante la revisión documental de acta de recepción provisional firmada por el Director y Supervisor de Obras Electromecánicas del Proyecto por parte de la ENEE. Para efectos del presente informe su ejecución se califica con 100%.

7. Planta solar fotovoltaica de 50 MW construida y operando.

El producto corresponde al proyecto puesto a competición mediante Licitación Pública Internacional No.08-ENEE-UEPER-2023 “Instalación, montaje y puesta en servicio de un proyecto solar fotovoltaico de 47 MW conectado en la línea de 34.5 KV Chichicaste-Nueva Palestina y Sistema Solar fotovoltaico de 510 KWP con banco de baterías de 1,365 KWH/día para alimentación del servicio propio de la Central Hidroeléctrica Patuca III” en junio de 2023 y adjudicado mediante resolución de junta directiva No.02-JD-EX-10-2023 a la empresa Consorcio Representaciones Mecánico Eléctricas S.A. de C.V./ Energía PD por un monto de USD \$43,806,538.44 en diciembre de 2023.

La verificación se realizó mediante la revisión documental de resolución de junta directiva, reconociendo que el producto fue definido como la planta solar construida y operando, la evidencia documental sustenta un grado de avance hasta la adjudicación del contrato y no de la obra construida y operando según lo establecido, para efectos del presente informe su ejecución se califica con 0%.

8. Estudios de factibilidad, actualización técnica y diseño básico, para determinar la viabilidad de la construcción de la central hidroeléctrica El Tablón contratados, a beneficio de toda la población.

El producto corresponde a la contratación de servicios de consultoría para “Actualización del Estudio de Factibilidad y Diseño Básico de la Presa de Usos Múltiples El Tablón, Honduras”. Este se desarrolla mediante convenio de cooperación técnica de recuperación contingente para el sector público entre el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y La República de Honduras sobre el cual se formalizó la orden de inicio en enero de 2024. La empresa espera que la obra incremente la capacidad instalada y oferta de energía renovable; asimismo, contribuir al control de inundaciones provocadas por el Río Chamelecón. El estudio es dirigido al desarrollador del proyecto elegible mediante un proceso de licitación sujeto a la Ley de Contratación del Estado.



000013



Es importante reconocer que, si bien los estudios previos a construcción son una parte integral para una efectiva asignación de fondos, bajo la metodología de cadena de valor público este no constituye un producto final entregado a la ciudadanía, por lo tanto, para efectos del presente informe, este no será considerado en la calificación.

9. Renovada la Central Hidroeléctrica Cañaverál – Río Lindo.

El producto corresponde a la planificación de entregables a ejecutarse con fondos nacionales para términos de referencia para la adquisición de equipos y repuestos para la central hidroeléctrica. Dentro de las obras de renovación reportadas en el producto se encuentra el desarrollo de los siguientes proyectos:

- 9.1. Construcción de estructura y cubierta curva en casa de máquinas de la central de Río Lindo. La obra fue puesta a competencia mediante Licitación Pública Nacional No.100-019/2023 y adjudicado a la empresa Constructora IPEC S. de R.L. mediante contrato 057/2023 con un plazo de 2 meses y ampliado a 3 meses por atraso en suministro de materiales y condiciones climáticas, la obra es reportada como entregada en diciembre de 2023.
- 9.2. Construcción de muro perimetral con bloque sisado en área Bocatoma Cañaverál, este fue puesto a competencia mediante Licitación Pública Nacional No.100-020/2023 y adjudicado a la empresa Diseño Construcción y Medio Ambiente S. de R.L. (DICOMA) mediante contrato 084/2023 con un plazo de 5 meses que no inició por la no disponibilidad del anticipo para la obra.
- 9.3. Suministro, instalación y puesta en servicios de un banco de baterías y dos cargadores de la central de Río Lindo. Este fue puesto a competencia mediante Licitación Pública Nacional No.100-012/2023 y adjudicado mediante resolución de junta directiva No.07-JD-02-2023 a la empresa a Equipos Industriales S.A. de C.V. mediante contrato 075/2023. La obra presentó una ampliación en el tiempo de entrega de marzo de 2024 a julio del mismo año por problemas técnicos con la adquisición de modelos ya que el fabricante eliminó la línea de fabricación del producto acordado.

La verificación se realizó mediante la revisión documental de evidencias de la Gerencia de Generación mediante contratos, actas de recepción y factura comercial. Es importante reconocer que el producto establece los términos de referencia para la ejecución de proyectos en la estructura programática del producto "Modernizada y rehabilitada la Central Hidroeléctrica de Cañaverál; si bien este contiene actividades puntuales desarrolladas, la Empresa lo considera como parte del otro producto final. En este sentido, se identifica que la entrega final corresponde a las acciones ejecutadas en dicho producto; por lo tanto, para efectos del presente informe, este no será considerado en la calificación.



10. Modernizada y rehabilitada la Central Hidroeléctrica de Cañaverl - Río Lindo.

Este producto corresponde a los entregables determinados mediante la planificación a ejecutarse con fondos externos mediante la unidad ejecutora de proyectos ENEE-BID/JICA. Corresponde a la rehabilitación de seis (6) unidades de generación en el máximo para un incremento de capacidad en 3.2 MW en la central Cañaverl y 17.6 MW en Río Lindo reconociendo que estas no han sido sometidas a un mantenimiento mayor desde 1993 mediante Acuerdo de Préstamo No.HO-P6 de fuente JICA que no debe exceder los JPY16,000 millones.

Las obras de rehabilitación comprenden rehabilitación de equipo principal; remplazo de equipo auxiliar; instalaciones civiles; obras de instalación; trabajos de instalación para equipos auxiliares y rehabilitación de subestación y transmisión para ambas centrales. Asimismo, contempla servicios de consultoría para generación subestación y transmisión.

El lote con equipo generador de la central Cañaverl (adquisición e instalación de equipos principales y auxiliares) se firmó mediante contrato 122/2021 en diciembre de 2021 con el Consorcio Toshiba Energy Systems & Solutions Corporation y Toshiba Technical Services International Corporation finalizando en diciembre de 2025.

El lote con equipo generador de la central Río Lindo (adquisición e instalación de equipos principales y auxiliares) se firmó mediante contrato 77/2022 en septiembre de 2022 con Hitachi Mitsubishi Hydro Corporation y finalizando en febrero de 2027.

Las evidencias de ejecución reportadas en el producto denominado "Central Hidroeléctrica Cañaverl-Río Lindo renovada a beneficio de toda la población" forman parte del proceso de modernización de ambas centrales, cuya finalización está programada para el 2025 y 2027 respectivamente, lo que permite reconocer que los avances hasta el cierre del periodo fiscal 2023 ya que son proyectos de carácter interanual. Para efectos del presente informe su ejecución se califica con 100%.

11. Elaborado el plan de manejo integral del Lago de Yojoa.

El producto corresponde a la consultoría desarrollada por la Asociación de Municipios del Lago de Yojoa y su área de influencia (AMUPROLAGO) mediante contrato No.22/2023 para el "Diagnóstico Socioeconómico e Institucional de la Cuenca del Lago de Yojoa" entregado en mayo de 2023 a la ENEE. El estudio tuvo como objetivo definir una línea base que considere el impacto de las fuentes de contaminación directa e indirecta en la Cuenca del Lago de Yojoa, para desarrollar el plan de gestión ambiental y social integrado de este.

Es importante reconocer que si bien la investigación socioeconómica sobre áreas de interés para producción de energía limpia por parte de la ENEE mediante las centrales Cañaverl y Río Lindo, son importantes en



000015



materia de gestión ambiental; dicho estudio no constituye un producto final entregado a la ciudadanía. Dicho producto, según sus objetivos, es un insumo para la toma de decisiones de la ENEE en el Plan de Manejo Integral de las Cuencas y no un beneficio directo entregado a la ciudadanía. Para efectos del presente informe, este no será considerado en la calificación.

12. Renovada la Central Hidroeléctrica Francisco Morazán.

El producto corresponde a la planificación de entregables a ejecutarse con fondos nacionales para términos de referencia para la adquisición de equipos y repuestos para la central hidroeléctrica. La obra de renovación reportó un avance de 16% al cierre del año fiscal evaluado. Dicho avance corresponde al desarrollo de cinco (5) de veintiún (21) procesos siendo estos lo siguiente:

- 12.1 Pago final por un valor de USD \$94,129.14 correspondiente a contrato 49/2019 en favor de Andritz Hydro S.A. de C.V. adjudicado a Licitación Pública Internacional PRRCH-61-LPI-O- "Suministro, Instalación, Pruebas, Puesta en Servicio y Servicio Post Venta de Cuatro (4) Sistemas de Excitación Estática Digital para Generador Síncrono y (4) Transformadores de Excitación para la Central Hidroeléctrica Francisco Morazán".
- 12.2 Servicio de reparación de tubos de desfogue a unidad principal N°2 y N°4 de generación desarrollado por la empresa Andritz Hydro y recibido por la Sección de Mantenimiento Mecánico en diciembre de 2023.
- 12.3 Reparación – Modificación de tuberías de agua fría del sistema AACO.
- 12.4 Suministro por parte de empresa Equipos Industriales S.A. de C.V. de tubería de acero al carbón de diferentes diámetros para agua de enfriamiento como lote de repuestos adjudicado mediante Licitación Privada No.100-008/2022 y contrato No. 010/2023 recibidos en junio de 2023.
- 12.5 Reparación y mejoras del sistema de supervisión y vigilancia para circuito cerrado mediante compra de equipo de grabación y cámaras a la empresa Sistemas C&C S.A. de C.V.

La verificación se realizó mediante la revisión documental de evidencias de la Gerencia de Generación – Jefatura de la Central Hidroeléctrica Francisco Morazán mediante oficios, actas de recepción y factura comercial. Es importante reconocer que el producto establece los términos de referencia para la ejecución de proyectos en la estructura programática del producto "Modernizada la Central Hidroeléctrica Francisco Morazán"; si bien este contiene actividades puntuales desarrolladas, la Empresa lo considera como parte del otro producto final. En este sentido, se identifica que la entrega final corresponde a las acciones ejecutadas en dicho producto; por lo tanto, para efectos del presente informe, este no será considerado en la calificación.



13. Modernizada la Central Hidroeléctrica Francisco Morazán.

Este producto corresponde a los entregables determinados mediante la planificación a ejecutarse con fondos externos mediante la unidad ejecutora de proyectos ENEE-BID/JICA Comprende la mejora y recuperación de la central como un activo para proporcionar flexibilidad e integración de la energía renovable variables al sistema eléctrico de Honduras y desarrolla financiado mediante los contratos de préstamo No.5132/BL-HO por USD \$1,600,000 y No.5133/TC-HO por USD \$16,400,000 mediante Decreto No.122-2022 y su ejecución se extiende hasta el año 2027. La modernización fue estructurada de la siguiente manera:

- Modernización de la Central; sobre este se reporta el desarrollo de consultorías para la elaboración de documentación técnica para la adquisición de equipos para la modernización mediante la elaboración de especificación técnicas de los sistemas de protección de las unidades principales y el pago por tubos de desfogue reparados.
- Desarrollo de evaluación para un futuro incremento de la capacidad de generación;
- Desarrollo de capacidades del personal local de la planta y las unidades operativas existentes y futuras; sobre este se reporta la adquisición de vehículos, renovación de licencias y plan de ejecución plurianual.

Es importante mencionar que las evidencias de ejecución reportadas en el producto denominado “Renovada la Central Hidroeléctrica Francisco Morazán” forman parte del proyecto reportado. Reconociendo que la rehabilitación de la central se encuentra programada para terminar hasta el 2027, se reconocen los avances evidenciados hasta el cierre del periodo fiscal 2023 considerando que el proyecto es de carácter interanual.

La verificación se realizó mediante la revisión documental del Informe Semestral de Progreso del Programa 5132/BL-HO y 5133/TC-HO para el periodo de julio a diciembre elaborado por la Coordinación UCP-BID/JICA-ENEE y su no objeción por parte del BID a la supervisión. Para efectos del presente informe su ejecución se califica con 100%.

14. Renovada la Central Hidroeléctrica El Nispero. Las obras de renovación comprenden el desarrollo de los siguientes proyectos:

- 14.1 Generador de emergencia e interruptor 52 DG para la casa de máquinas. La obra fue puesta a competición mediante Licitación Pública Nacional No.100-014/2022 y adjudicada a la empresa Equipos Industriales S.A. de C.V. mediante contrato 007/2023, la obra es reportada como ejecutada al 100% y recibida en fecha del 12 de octubre de 2023.



000017



14.2 Repuestos de la turbina y el sello de eje de turbina. La obra se hace en atención a la recomendación de informe de condición de la turbina principal de la central, la cual presenta un deterioro sostenido desde el 2006. La evidencia remitida presenta solicitudes de compra de materiales hechas en septiembre de 2023 y dictamen técnico para proceder esperando iniciar la obra en abril del año 2024.

Reconociendo que la renovación de la central no se materializó en su totalidad, se reconocen los avances evidenciados hasta el cierre del periodo fiscal 2023. *La verificación se realizó mediante la revisión documental de evidencias de la Dirección de Generación de la Central Hidroeléctrica El Nispero mediante solicitudes de compra, actas de recepción y factura comercial, para efectos del presente informe su ejecución se califica con 100%.*

15. Ampliación de las Centrales Térmicas Ceiba y La Puerta.

La ampliación fue puesta a competencia mediante Licitación Pública Internacional No.100-017/2023 “Suministro e instalación de unidades generadoras, sistema ciclo combinado y equipo de subestación para proyecto de ampliación de las centrales de La Puerta y Ceiba térmica” en abril de 2023 y adjudicada mediante resolución de junta directiva No.01-JD-EX-10-2023 a la empresa China Energy Engineering Group Northeast No.1 Electric Power Construction Co. Ltd. Por un monto de USD \$124,919,935.00 en diciembre de 2023.

Según cronograma presentado por la Dirección de Generación Térmica, la obra inicia en el año 2024 y se extiende hasta el 2026. Es importante reconocer que al cierre del período fiscal la Empresa no presenta evidencia del contrato firmado que sustente el cronograma reportado.

La verificación se realizó mediante la revisión documental de evidencias mediante avisos de licitación, resolución de junta directiva y cronograma operativo; reconociendo que la ampliación no se ha materializado, se identifican debilidades en el diseño del producto final considerando que el proyecto es de carácter interanual y la Empresa definió como medio de verificación un plan de ejecución, para efectos del presente informe su ejecución se califica con 100%.

16. Adquisición y operación de planta móvil para Juticalpa.

Esta fue puesta a competencia mediante Licitación Pública Internacional No.100-005/2023 “Adquisición de unidad generadora para proyecto de instalación de planta móvil y subestación modular móvil en la subestación de Juticalpa II, departamento de Olancho” en abril de 2023 y fue declarado desierto mediante resolución de junta directiva No.08-JD-EX-01-2024.



000018



La verificación se realizó mediante la revisión documental de evidencias mediante avisos de licitación y memorando notificando resolución de junta directiva, sin embargo, al no materializarse la operatividad, para efectos del presente informe su ejecución se califica con 0%.

EL PROGRAMA DE TRANSMISIÓN, está dirigido a mantener la disponibilidad de transmisión de energía, garantizando la confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico del país, en las regiones Centro-Sur y Nor-Atlántico mediante control de fallas y mantenimiento de las 88 subestaciones en el país. El resultado de sus productos finales fue el siguiente:

1. Red de transmisión disponible.

El producto se refiere a la red de transporte de energía eléctrica constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo la generación de las centrales eléctricas. Se reporta una disponibilidad del 99.78% de la red superando la meta establecida de 99.50%. La Gerencia de Transmisión reporta un valor mínimo de disponibilidad de 99.65% durante el mes de marzo y un máximo de 99.92% en el mes de enero de 2023. La disponibilidad de la red se encuentra sujeta al plan anual de mantenimiento de transmisión.

Según la Dirección del Control Operativo de Transmisión, el programa de mantenimiento es el conjunto de actividades correctivas, preventivas y predictivas a realizar en una instalación para garantizar la disponibilidad, fiabilidad y vida útil de esta con una frecuencia anual, semanal o diaria según el nivel. El control operativo del año 2023 se desarrolló mediante 414 actividades; sin embargo, en el detalle del plan anual de mantenimiento se identificaron 416 actividades programadas.

En la evidencia remitida por la misma dirección, se presenta la programación semanal y control de los departamentos de control electrónico, se visualizan reportes de actividades, sin firma de responsable del informe y calendarización de visitas sin ejecución. De igual manera, se visualiza que el control operativo que permite reportar el porcentaje de disponibilidad corresponde al mantenimiento de esta mediante los siguientes productos finales:

- 1.1.** Sistema de transmisión Centro-Sur mantenido. La Dirección responsable reporta en su plan anual de mantenimiento una ejecución del 86% para el año 2023; esto equivale a 1944 actividades ejecutadas de 2257 actividades que se tenían planificadas.
- 1.2.** Sistema de transmisión Nor-Atlántico mantenido. La Dirección responsable reporta en su plan anual de mantenimiento una ejecución del 67% para el año 2023; esto equivale a 1033 actividades ejecutadas de 1551 actividades que se tenían planificadas.

Si bien la Gerencia de Transmisión reporta que los mantenimientos fueron desarrollados de acuerdo con lo programado para sustentar el porcentaje de disponibilidad reportado, la



000019



evidencia remitida presenta la firma de esta gerencia sobre reportes semanales de mantenimiento sin la firma técnico responsable y casillas de programación sin marca de ejecución según el formato que maneja la unidad. Asimismo, los reportes propios de las Direcciones de transmisión de energía centro sur y nor-occidental, y litoral presentan cifras diferentes a las reportadas por la Gerencia.

Es importante mencionar que la Empresa registra la producción final total del programa de mantenimiento de los sistemas de transmisión regionales como un producto final y a la vez, como otro producto final entregado la disponibilidad a nivel nacional, misma que depende de los programas de mantenimiento, lo cual constituye una doble contabilidad en la programación operativa.

Asimismo, La Gerencia de Transmisión reporta que la evidencia presentada mediante el Informe de Gestión 2023 de la Dirección del Control Operativo de Transmisión es el sustento del producto final denominado "Red de transmisión operada" el cual se orienta a la operatividad mediante equipos de control y monitoreo para la entrega de energía. Sin embargo, este mismo informe contiene el plan anual de mantenimiento, por lo tanto, para efectos del presente informe este no será considerado en la calificación.

Reconociendo que dichas gestiones se orientan a la disponibilidad de la red, para efectos del presente informe, los productos de mantenimiento no serán considerados en la calificación al ser el insumo para el producto final de disponibilidad de red. Dicha situación fue objeto de recomendación en la evaluación correspondiente al período fiscal 2021. Asimismo, reconociendo las debilidades identificadas sobre la evidencia acumulada remitida, para efecto del informe, se califica con 0%.

2. Red de transmisión fortalecida.

Este es desarrollado por la Dirección de Ingeniería de Transmisión de Energía mediante la gestión de proyectos. Se solicitó el informe de ejecución reportado y se presentó un informe de actividades a julio de 2024 sin firma de responsables. Dentro de estas se señala: seguimiento a supervisión de obras civiles y electromecánicas; revisión de informes, coordinación de reuniones; socialización de proyectos; participación en talleres; preparación de plan anual de compras y anteproyecto de presupuesto entre otros. Reconociendo que la evidencia presentada corresponde al período fiscal 2024; para efecto del informe, se califica con 0%.

3. Adquiridos e instalados dos (2) autotransformadores de 150 MVA, 230/138 KV a beneficio de toda la población.

El producto corresponde al proyecto "Apoyo a la integración de Honduras en el mercado eléctrico regional y al acceso de la energía renovable a la red" desarrollado mediante convenio de financiamiento no reembolsable para inversión No. GRT/SX-16864-HO y contrapartida de fondos nacionales y adjudicado a la empresa ELECNOR Servicios y Proyectos, S.A.U., mediante contrato 033/2023 por un monto de USD \$5,303,941.26 en mayo de 2023 para el



000020



desarrollo de la obra “Construcción y Pruebas de Ampliación de la subestación eléctrica de Progreso 150 MVA, 230/138 KV (Fase 2).”

Las obras consisten en el suministro de dos autotransformadores para remplazo de los existentes, transporte al sitio, obras civiles, obras electromecánicas, pruebas de fábrica, montaje, pruebas de equipos en sitio, pruebas finales y puesta en operación comercial de la ampliación en la subestación eléctrica de *El Progreso*. La obra tiene prevista una duración de catorce (14) meses a partir de la fecha de orden de inicio, misma que fue dada en julio de 2023.

La verificación se realizó mediante la revisión documental del informe de avance de ejecución de contrato desarrollado por la Gerencia de Transmisión de la ENEE, contrato y orden de inicio. Es importante reconocer que dicha situación expone debilidades en la planificación mediante la cual se establece que los autotransformadores estarían en su condición de adquiridos e instalados durante el período fiscal evaluado; para efectos del presente informe su ejecución se califica con 0%.

4. Instalados medidores del sistema de medición comercial de transmisión.

El producto corresponde al proyecto “Apoyo al programa nacional de transmisión de energía eléctrica” puesto a competición mediante Licitación Pública Internacional No.08-ENEE-112-LPI-B “Adquisición de medidores para el sistema de medición comercial de la red de transmisión nacional (fase 2)” y adjudicado a la empresa Equipos Industriales S.A. de C.V. mediante contrato 83/2022 por un monto de USD \$813,810.07 en noviembre de 2022. El contrato presentó 3 enmiendas que ampliaron el plazo de duración de 6 meses a 11 meses.

La Gerencia de transmisión reporta la recepción y aceptación de bienes medidores de calidad de potencia gama alta (134 unidades); material eléctrico para instalación de medidor (129 unidades) y servicios conexos en la forma de instalaciones, pruebas de certificación de calibración y capacitación.

La verificación se realizó mediante la revisión documental de evidencias mediante certificados de recepción y aceptación de bienes emitidos por la Jefatura del Departamento de Medición y Protección de la ENEE, para efectos del presente informe su ejecución se califica con 100%.

5. Programa de transmisión fortalecido con obras en líneas y subestaciones del área centro norte contratadas.

El producto corresponde al proyecto “Apoyo al programa nacional de transmisión de energía eléctrica” puesto a competición mediante Licitación Pública Internacional No.08-ENEE-100-LPI-O-. Este contó con tres (3) lores de obras distribuidas entre los siguientes 3 contratos:



000021



- Lote 1: Construcción de subestaciones eléctricas La Victoria 138/13.8 kV, 50 MVA; subestación eléctrica Calpules 138/13.8 kV, 2 X 50 MVA y adjudicado a la empresa Equipos Industriales S.A. de C.V. mediante contrato 124/2022 por un monto de USD \$17,137,212.67.
- Lote 2: Construcción de subestación eléctrica El Sitio 230/13.8 kV, 50 MVA; ampliación subestación San Pedro Sula Sur, 230 Kv; ampliación subestación eléctrica Santa Marta 138/69 kV, 50 MVA; ampliación subestación eléctrica Santa Marta, 138 kV, 15 MVARs; Ampliación subestación eléctrica Progreso, 230 kV; ampliación subestación eléctrica Progreso, 138 kV, 30 MVARs; y construcción línea transmisión doble terna en 230 kV entre las subestaciones San Pedro Sula Sur- Progreso y adjudicado a la empresa ELECNOR, S.A. mediante contrato 125/2022 por un monto de USD \$46,553,757.11.
- Lote 3: Ampliación subestación Bermejo, 138 Kv, 30 MVARs; ampliación subestación eléctrica La Puerta 138 kV, 30 MVARs; ampliación subestación Circunvalación, 138 kV, 30 MVARs; ampliación subestación Comayagua, 138 kV, 24 MVARs; ampliación subestación Villanueva, 138 kV, 30 MVARs; y ampliación subestación Zamorano, 138 kV, MVARs y adjudicado a la empresa ELECNOR, S.A. mediante contrato 126/2022 por un monto de USD \$13,832,361.79.

La verificación se realizó mediante la revisión documental de evidencias mediante firma de convenio entre la ENEE y los contratistas de cada lote. Es importante reconocer que la contratación de obras es parte del proceso para el fortalecimiento de la red de transmisión, sin embargo, la Empresa mide la entrega del producto mediante la firma de contratos en lugar de las ampliaciones y/o construcciones entregadas, lo cual expone debilidades en las unidades de medidas formuladas para determinar el beneficio directo a la ciudadanía. Para efectos del presente informe su ejecución se califica con 100%.

EL PROGRAMA DE DISTRIBUCIÓN, está dirigido a garantizar un continuo y eficiente suministro de energía desde las subestaciones a los medidores de los usuarios. El resultado de sus productos finales fue el siguiente:

1. Capacidad incorporada en la red de distribución a nivel nacional.

El producto consiste en la elaboración de informes trimestrales desarrollados por la Gerencia de Distribución en la cual presentan la capacidad incorporada por región; estudios desarrollados para las instancias de cargas mayores a 1 MVA a la red y estudios de capacidad de distribución ampliada a nivel de subestaciones y circuitos. La Gerencia de Distribución reporta una incorporación de 44,743 Kva en la región Nor-Occidente; 11,268.5 Kva en la región Litoral Atlántico; y 50,587 en la región Centro Sur. Es importante indicar que la



Empresa reporta que dichos informes son de acceso público al ser solicitados por ciudadanía.

La verificación se realizó mediante la revisión documental de evidencias de informes técnicos desarrollados por la Gerencia de Distribución. Para efectos del presente informe su ejecución se califica con 100%.

2. Servicio de alumbrado público a nivel nacional mantenido.

El producto se orienta a sintetizar las actividades ejecutadas por las regionales de la Empresa para la provisión de alumbrado público. Según reportes de Gerencia de Distribución, se logró un 82% sobre la reparación de luminarias (programación de 22,600 unidades); el 79% sobre la instalación de nuevas luminarias (programación de 6,050 unidades) y una ampliación de 1,033 kilómetros (105% sobre la programación) de la red de alumbrado público.

La Empresa registra cuatro (4) productos finales en este resultado de distribución, derivada de un producto final, que constituye la sumatoria de los resultados de los Servicio de alumbrado (reparación, instalación y ampliación de luminarias) de las tres regiones, y a la vez, presenta tres (3) productos finales representados por los resultados de cada región, lo cual constituye una doble contabilidad en la programación/ejecución operativa. Esta práctica fue objeto de recomendación en la evaluación correspondiente al período fiscal 2021. Autoridades de la Empresa reportan que dicha estructura se hace sujeta a los lineamientos establecidos por la Secretaría de Planificación Estratégica. Sin embargo, para efectos del presente informe solo se consideró el producto final acumulado. El detalle sobre la operatividad de cada regional corresponde a lo siguiente:

2.1. Servicio de alumbrado público Centro-Sur:

- Reparación del 80% de luminarias (de 8,250 unidades programadas);
- Instalación de 2,810 nuevas luminarias (500 unidades programadas)
- Ampliación de 18 kilómetros de la red de alumbrado público (de 18 kilómetros programados).

2.2. Servicio de alumbrado público Nor Occidente:

- 100% sobre la reparación de luminarias (programación de 8,350 unidades);
- 15% sobre la instalación de nuevas luminarias (programación de 11,840 unidades)
- 105% ampliación de la red de alumbrado público. de 1,008 kilómetros (105% sobre la programación)

2.3. Servicio de alumbrado público Litoral Atlántico:



- 59% sobre la reparación de luminarias (programación de 6,000 unidades);
- 174% sobre la instalación de nuevas luminarias (programación de 360 unidades)
- Ampliación de 1 kilómetro (7% sobre la programación) de la red de alumbrado público.

Cabe mencionar que la Empresa reporta un producto final denominado “*Servicio de alumbrado público Valle del Aguan mantenido*”, sin embargo, reconoce que se incluyó en la planificación operativa anual por error humano ya que la Unidad Ejecutora de este producto no existe, por lo tanto, no es considerado para la presente evaluación.

Se solicitaron los informes técnicos del servicio de alumbrado público mantenido a nivel nacional; dichas evidencias constituyen la remisión de tablas por parte de las coordinadoras regionales en tablas de Excel con las cifras reportadas; si bien la Empresa reporta que dicho mecanismo es el que se ha utilizado, este constituye un débil control interno al no ser verificadas contra ningún sistema de la red y no contar con respaldo documental que permita determinar los motivos o factores que influenciaron sobre los resultados de cada regional. Reconociendo que la unidad de medida establecida por la empresa para verificar el producto son informes técnicos, la verificación se desarrolló sobre el informe operativo de evaluación de distribución nacional presentado por la gerencia de distribución y para efecto del informe, se califica con 100%.

3. Compra de energía eléctrica a generadores privados.

Corresponde a la facturación en kilovatio por hora que los generadores entregan al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Estos resultados son plasmados en informes preliminares mensuales de compras de energía eléctrica. A continuación, el resumen de las compras durante el período fiscal evaluado:

CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGÍA A OPERADORES PRIVADOS			
EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ENEE)			
Tipo de Generación	Energía (kWh)	Contratos	Porcentaje de Participación
Térmica	2,490,965,933.80	8	42%
Hidroeléctrica	987,890,917.90	36	17%
Biomasa	466,775,917.50	10	8%
Eólica	767,328,727.20	3	13%
Solar	959,706,801.20	19	16%
Geotérmica	254,485,424.80	1	4%
Totales	5,927,153,722.40	77	100%

Fuente: Elaboración Propia con datos de la Gerencia de Distribución de la ENEE.

La ENEE programó la compra de 6,939,739 KWh para el período fiscal evaluado, según notas explicativas no se alcanzó la programación reportada debido a que los informes de compra de energía eléctrica a generadores privados se presentan de manera preliminar reconociendo que la ENEE contractualmente tiene 45 días después de finalizado el mes para



definir mediante un equipo técnico bipartito entre la ENEE y el Generador Privado la energía eléctrica entregada en la barra o circuito de distribución.

La verificación se realizó mediante la revisión documental de Memorandum GD-191-03-2024 generado por la Gerencia de Distribución con el detalle de energía comprada por mes y consolidado a generadores privados y Oficio SUGCG-349-IV-2024.

Es importante reconocer que en la programación operativa se identifica la existencia de la administración de 77 contratos como un producto final independiente; reconociendo que estos son solamente los correspondientes a la compra de energía a operadores privados y el acumulado que genera el total de energía comprada. Se reconoce el valor del control interno sobre estos en favor de la operatividad institucional, sin embargo, para los fines del presente informe solo se considerará el producto final de energía eléctrica comprada y su ejecución se califica con 85%.

4. Energía eléctrica vendida a usuarios a nivel nacional.

Las ventas reportadas por la ENEE significaron un ingreso total de L36,237.63 millones durante el período fiscal 2023. Es importante señalar que en la programación operativa se identifica la existencia de la energía facturada por región (Centro Sur, Nor Occidente y Litoral Atlántico) como un producto final independiente cada uno; reconociendo que estos son el acumulado que genera el total de energía vendida a nivel nacional, se identifica una doble contabilidad. Para los fines del presente informe solo se considerará el producto final de energía eléctrica vendida a nivel nacional y se califica con un 99%.

A continuación, la desagregación por mes y región:

ENERGÍA FACTURADA EN KWH				
EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ENEE)				
Mes	Centro Sur	Nor Occidente	Litoral Atlántico	Nacional
Enero	193,156,591.00	224,976,364.00	43,670,939.00	461,803,894.00
Febrero	213,472,425.00	252,471,528.00	47,753,665.00	513,697,618.00
Marzo	344,824,190.00	446,093,068.00	81,260,612.00	872,177,870.00
Abril	220,108,130.00	269,255,099.00	54,826,545.00	544,189,774.00
Mayo	218,765,202.00	257,182,879.00	54,770,537.00	530,718,618.00
Junio	237,765,589.00	296,286,240.00	60,356,031.00	594,407,860.00
Julio	235,671,606.00	289,031,585.00	59,915,263.00	584,618,454.00
Agosto	227,705,173.00	280,852,972.00	57,184,894.00	565,743,039.00
Septiembre	235,089,999.00	294,488,806.00	59,278,136.00	588,856,941.00
Octubre	235,723,807.00	283,897,331.00	59,224,763.00	578,845,901.00
Noviembre	229,041,373.00	270,805,985.00	53,903,421.00	553,750,779.00
Diciembre	234,696,433.00	271,053,429.00	52,708,582.00	558,458,444.00
Totales	2,826,020,518.00	3,436,395,286.00	684,853,388.00	6,947,269,192.00

Fuente: Elaboración Propia con datos de la Gerencia de Distribución de la ENEE.

La verificación se desarrolló sobre la revisión documental de informes de estadística mensual de las ventas de kilovatios.



000025



5. Bombillos LED donados por China (Taiwán) instalados.

Este producto estaba contemplado para ser desarrollado por la Secretaría de Energía (SEN) con recursos de donación administrados por la Unidad Ejecutora de Proyectos ENEE-BID, sin embargo, este no se materializó debido al fin de las relaciones diplomáticas y comerciales entre el Gobierno de Honduras y China (Taiwán). Por lo tanto, para efectos del presente informe, este no será considerado en la calificación.

6. Reducida y validadas las pérdidas de energía eléctrica total.

Las pérdidas de energía durante el período fiscal evaluado tuvieron la siguiente desagregación por mes y región:

PORCENTAJE DE PÉRDIDAS ACUMULADAS				
EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ENEE)				
Mes	Centro Sur	Nor Occidente	Litoral Atlántico	Nacional
Enero	30.76%	38.40%	36.54%	35.41%
Febrero	30.83%	38.64%	36.79%	35.59%
Marzo	30.58%	38.62%	36.80%	35.49%
Abril	30.74%	38.84%	36.95%	35.68%
Mayo	30.97%	39.30%	37.41%	36.05%
Junio	30.90%	39.75%	37.99%	36.33%
Julio	30.65%	39.93%	38.16%	36.35%
Agosto	30.89%	40.38%	38.75%	36.74%
Septiembre	31.07%	40.87%	39.09%	37.10%
Octubre	30.67%	40.89%	39.11%	36.97%
Noviembre	30.49%	40.78%	38.95%	36.83%
Diciembre	30.11%	40.64%	38.66%	36.58%
Promedio	30.72%	39.75%	37.93%	36.26%

Fuente: Elaboración Propia con datos de la Gerencia de Distribución de la ENEE.

Las cifras reportadas por la Gerencia de Distribución presentan un promedio de pérdidas acumuladas en KWh de 36.26% a nivel nacional durante el período fiscal 2023. Es importante reconocer que la ENEE proyectó para el año fiscal 2023, la reducción del 2% sobre las pérdidas.

En la región Centro Sur, el mes con más pérdidas fue septiembre (31.07%) y el de menor pérdidas fue diciembre (30.11%). En la región Nor Occidente, el mes con más pérdidas fue octubre (40.89%) y el de menor pérdidas fue enero (38.40%). En la región Litoral Atlántico, el mes con más pérdidas fue octubre (39.11%) y el de menor pérdidas fue enero (30.11%). Dichas cifras exponen que solo en la región centro sur se observó una mejora sobre pérdidas en último trimestre; en el resto del país se reporta un aumento sostenido sobre pérdidas que se traduce en un aumento porcentual de 1.17% de enero a diciembre a nivel nacional.

Es importante señalar que en la programación operativa se identifica la existencia de las pérdidas porcentuales de energía por región (Centro Sur, Nor Occidente y Litoral Atlántico) como un producto final independiente cada uno; reconociendo que estos son el acumulado



que genera el total de energía perdida a nivel nacional, se identifica una doble contabilidad sobre la programación de productos finales.

Asimismo, se reconoce en la estructura programática la existencia del Programa Nacional de Reducción de Pérdidas cuyo producto final es “Pérdidas de energía eléctrica a nivel nacional reducidas”, por lo tanto, para efectos del presente informe, estos no serán considerados en la calificación.

7. **Recuperados L3,049.45 millones de la mora por servicios de electricidad a nivel nacional**, esta tuvo la siguiente desagregación por región y mes durante el año:

MORA POR SERVICIOS DE ELECTRICIDAD A NIVEL NACIONAL RECUPERADA				
EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ENEE)				
Mes	Centro Sur	Nor Occidente	Litoral Atlántico	Nacional
Enero	168,011,261.79	124,447,340.69	45,124,840.03	337,583,442.51
Febrero	123,197,923.92	120,920,822.91	34,272,091.47	278,390,838.30
Marzo	139,248,362.32	112,487,320.64	35,512,049.05	287,247,732.01
Abril	128,956,541.78	64,466,658.50	19,780,203.22	213,203,403.50
Mayo	108,217,054.91	90,450,483.32	28,939,807.68	227,607,345.91
Junio	113,479,093.41	88,361,334.52	30,571,294.83	232,411,722.76
Julio	112,840,203.34	106,400,110.38	26,208,892.07	245,449,205.79
Agosto	86,708,269.30	80,619,765.65	25,028,497.66	192,356,532.61
Septiembre	100,650,613.32	88,801,474.14	30,417,054.10	219,869,141.56
Octubre	90,193,260.21	66,740,529.95	23,832,212.59	180,766,002.75
Noviembre	115,263,997.38	97,626,299.38	39,937,457.88	252,827,754.64
Diciembre	248,895,685.16	81,814,301.20	51,030,751.01	381,740,737.37
Totales	1,535,662,266.84	1,123,136,441.28	390,655,151.59	3,049,453,859.71

Fuente: Elaboración Propia con datos de la Gerencia de Distribución de la ENEE.

Las cifras presentadas por la Gerencia de Distribución exponen que el mayor porcentaje de mora recuperada corresponde a la región centro Sur (50%). Es importante reconocer que la Gerencia de Distribución reportó un saldo acumulado en mora a nivel nacional de L16,754.63 millones a diciembre de 2023 (programación de L1,800 millones), concentrándose en saldos mayores a 120 días en el sector residencial y comercial.

Es importante indicar que en la programación operativa se identifica la existencia de la mora recuperada por región (Centro Sur, Nor Occidente y Litoral Atlántico) como un producto final independiente cada uno; reconociendo que estos son el acumulado que genera el total de mora recuperada a nivel nacional, se identifica una doble contabilidad sobre la programación de productos finales, para los fines del presente informe solo se considerará el producto final de energía eléctrica vendida a nivel nacional y se califica con un 100%.

8. **Ampliada la cobertura y mejora de la calidad del servicio eléctrico a beneficio de toda la población de Honduras.** Este corresponde al desarrollo de un proyecto que desarrolla la ENEE con Fondos Nacionales del Banco Central de Honduras que consiste en lo siguiente:



000027



- Adquisición de Suministros electromecánicos (transformadores, equipos de potencia, subestaciones móviles y demás equipo asociado a la construcción / ampliación de circuitos eléctricos) para las tres regiones del país.
- Construcción / Ampliación de la capacidad de transformación y potencia de las subestaciones en la red de distribución en la zona norte, litoral y centro del país para subestaciones ya existentes.
- Construcción / Ampliación de la capacidad de transformación y potencia de las subestaciones en la red de distribución en la zona norte, litoral y centro del país para subestaciones nuevas.

El proyecto tiene una duración esperada de 2.4 años desde diciembre de 2023 hasta marzo de 2026. A la fecha de elaboración del presente informe la Empresa no presenta evidencia de ejecución sobre el producto final. Es importante reconocer que esta registró en su matriz de programación anual dos veces este mismo producto por error humano e involuntario; para efectos del presente informe su ejecución se califica con 0%.

9. Ejecutada la cobertura de energía eléctrica a nivel nacional.

La Gerencia de Distribución mide la cobertura, por medio del acumulado de clientes y viviendas electrificadas. En este sentido, se reporta un total de cobertura eléctrica de 85.84% al cierre del período fiscal, compuesto por un aumento de 39,071 viviendas electrificadas y 38,500 clientes con acceso a electricidad. La meta programada fue de alcanzar una cobertura de 90.43% (incrementar en 4.79%) y la variación de enero a diciembre de 2023 fue un incremento de 0.20%.

La empresa cuenta con información georreferenciada de la red de distribución y verifica que los techos que estén en un radio de cobertura de 200 metros se encuentran con servicio. Una vez contabilizado los techos que está dentro y fuera del radio de cobertura anterior, la información se cruza con los puntos de clientes georreferenciados de la ENEE para una verificación cruzada.

Es importante reconocer que en la programación operativa se identifica la existencia de las viviendas electrificadas como un producto final independiente; reconociendo que estas son el insumo estadístico para medir la cobertura eléctrica a nivel nacional, se identifica una doble contabilidad sobre la programación de productos finales, para los fines del presente informe solo se considerará el producto final de cobertura de energía a nivel nacional y se califica con un 4%.

EL PROGRAMA DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS, se orienta a reducir las pérdidas técnicas (inherentes al proceso de transmisión y distribución) y no técnicas (hurto-alteración de medidores) por medio de la ejecución de operativos masivos de revisión de los 56 circuitos



000028



priorizados como críticos y la adquisición a gran escala de equipos, materiales y servicios conexos para el proceso de medición de energía eléctrica, a fin de mejorar la eficiencia del servicio prestado.

El resultado de su único (1) producto final se proyectó como Reducir en 3% las pérdidas de energía eléctrica a nivel nacional; sin embargo, el programa reporta un incremento de 1.69% en pérdidas entre el comparativo de diciembre de 2022 a 2023. Para efectos del presente informe su ejecución se califica con 0%.

Según autoridades de la ENEE, estas no se redujeron e incrementaron debido a:

- Cuadrillas incompletas por falta de personal capacitado;
- Limitaciones de disponibilidad de vehículos en compañías de renta;
- Retraso en adquisición de herramientas y materiales licitados;
- Bloqueos a nivel de sistema por parte de la Empresa de Energía Honduras (EEH);
- Recurrencia de clientes que adulteran el equipo de medición y demás instalaciones.

Según el informe de ejecución del programa, se tuvo un presupuesto vigente de L2,499.93 millones sobre los cuales se ejecutaron L1,886.79 millones.

Es importante reconocer que se identifica un producto con el mismo objetivo en el Programa de Distribución, situación que expone debilidades operativas al momento de definir sus productos

RESULTADOS DE LOS INDICADORES FORMULADOS POR EL SISTEMA DE GERENCIA PÚBLICA POR RESULTADOS Y TRANSPARENCIA

En la información remitida por las autoridades de la ENEE, se evidenció que no se registran los porcentajes de “Calificación de la Meta” y “Calificación Promedio” de los 17 indicadores asignados; a continuación, se presentan los asignados:



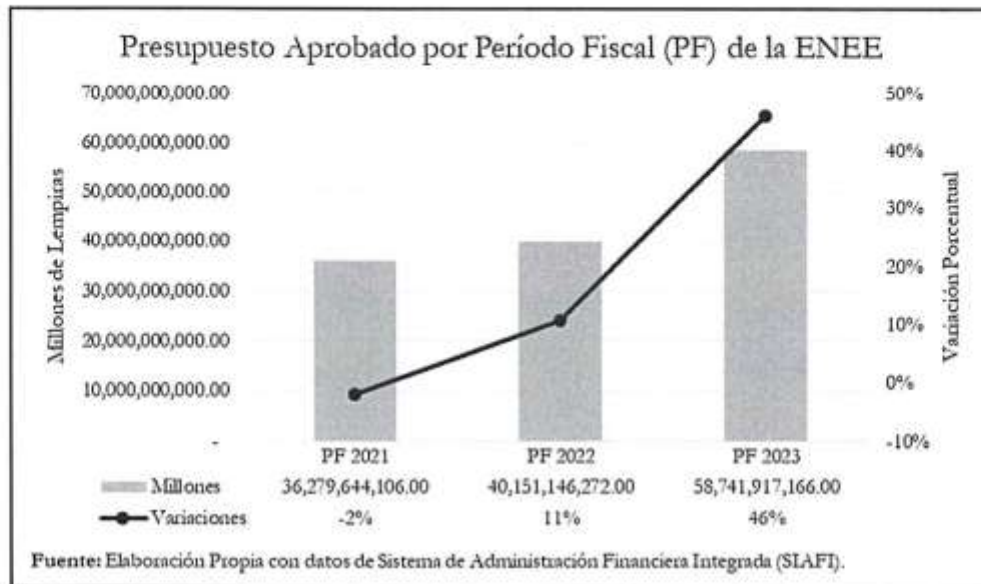
INDICADORES SIGPRET, PERÍODO FISCAL 2023		
EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ENEE)		
Indicador	Línea Base (último año)	Observaciones
Porcentaje de pérdidas eléctricas en distribución.	35.23%	Meta Principal
Cantidad de medidores instalados a clientes con servicio directo.	0	Meta Institucional
Cantidad de nuevas solicitudes por conexión de servicio de electricidad atendidas.	0	Meta Institucional
Cantidad de reinversiones por barrido de circuito.	0	Meta Institucional
Cantidad de usuarios atendidos conectados a la red sin trámite de solicitud de nuevo suministro (ilegales)	0	Meta Institucional
Cantidad de viviendas electrificadas por POSEDE.	0	Meta Institucional
Contratación de potencia firme (MW).	0	Meta Institucional
Déficit financiero de la ENEE como porcentaje del PIB.	0.80%	Meta Institucional
Porcentaje de pérdida eléctrica en transmisión.	1.27%	Meta Institucional
Porcentaje de disponibilidad de las plantas hidroeléctricas estatales.	96.80%	Meta Institucional
Número de empleos generados por nuevos proyectos.	8845	Meta Institucional
Número de contratos de energía eléctrica renegotiados.	0	Meta Institucional
Número de sistemas aislados instalados.	0	Meta Institucional
Porcentaje de publicaciones que se suben al portal del IAIP mantenidos en formato editable en la institución.	0%	Meta Transparencia
Porcentaje del monto total de adquisiciones y contrataciones gestionadas a través de Honducompras / ONCAE.	0%	Meta Transparencia
Informe trimestral anticorrupción.	2	Meta Transparencia
Porcentaje de pérdidas eléctricas totales.	0%	Meta Brecha

Fuente: Elaboración Propia con reporte de SIGPRET con indicadores principales, institucionales, de transparencia y brecha de ENEE.

3. LIQUIDACIÓN PRESUPUESTARIA DE EGRESOS

El presupuesto de egresos aprobado a la ENEE, para el ejercicio fiscal 2023, fue de L58,741.92 millones financiados en L42,664.32 millones por Recursos Propios derivados de la proyección de venta de energía eléctrica; L7,462.02 millones del Tesoro Nacional; L3,053.05 millones mediante Crédito Interno; L5,540.87 millones de Crédito Externo provenientes de la Agencia de Cooperación Internacional de Japón y el Banco Interamericano de Desarrollo; y L21.65 millones de Donaciones Externas provenientes del Banco Interamericano de Desarrollo.

Es importante indicar que se identifica un crecimiento sustancial en la asignación presupuestaria a la ENEE con una variación interanual de 46% frente al presupuesto asignado al período fiscal 2022 representado por un aumento de L18,590.77 millones, concentrado en los grupos de gasto de Servicios No Personales, y Bienes Capitalizables.



Durante el ejercicio fiscal 2023, al presupuesto aprobado se le incorporaron L1,249.86 millones mediante las siguientes modificaciones presupuestarias:

- ✓ **L1,221.83 millones** del Tesoro Nacional provenientes de préstamo suscrito entre SEFIN y BCH y canalizados a través de la Secretaría de Energía con el propósito de incorporar fondos para completar las necesidades de recursos presupuestarios para contratación de los bienes y servicios necesarios para el desarrollo de Proyectos de Inversión Prioritarios en los Proyectos de Ampliación de la Central Ceiba Térmica y la Puerta y Expansión de la Red de Distribución asignados en el objeto de gasto de construcciones y mejoras de bienes en dominio público.
- ✓ **L28.03 millones** obtenidos de donación externas por parte del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) asignados a las actividades de desarrollo de sistema de generación eléctrica en áreas rurales aisladas de la red; fortalecimiento de las capacidades de gestión y administración y evaluación asignados en los grupos de gasto de Servicios No Personales, Bienes Capitalizables y Transferencias y Donaciones.



000031



A continuación, se presenta la liquidación presupuestaria de la gestión 2023:

LIQUIDACIÓN PRESUPUESTARIA DE EGRESOS, PERÍODO FISCAL 2023					
EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ENEE)					
(Valor en Lempiras)					
Grupo de Gasto	Presupuesto Aprobado	Presupuesto Vigente	Presupuesto Ejecutado	% de Participación por Grupo de Gasto	% de Ejecución por Grupo de Gasto
Servicios Personales	3,702,279,457.00	3,343,291,841.00	2,741,145,617.01	4.96%	82%
Servicios No Personales	40,586,173,654.00	38,460,471,718.00	36,756,656,487.00	66.48%	96%
Materiales y Suministros	2,508,112,334.00	1,125,288,293.00	643,256,406.52	1.16%	57%
Bienes Capitalizables	7,304,981,481.00	12,420,676,590.00	10,773,061,127.76	19.49%	87%
Transferencias y Donaciones	240,600,000.00	242,275,046.00	85,661,674.77	0.15%	35%
Servicio de la Deuda Pública	4,399,770,240.00	4,399,770,240.00	4,286,569,906.04	7.75%	97%
Totales	58,741,917,166.00	59,991,773,728.00	55,286,351,219.10	100.00%	-
Porcentaje de Ejecución del Gasto			92%		

Fuente: Elaboración Propia con datos de Sistema de Administración Financiera Integrada (SAFTI).

En los resultados presupuestarios el gasto corriente representó la mayoría de la ejecución institucional; los objetos con la carga presupuestaria más significativa dentro de cada grupo de gasto durante el período evaluado son:

- **En Servicios Personales**, los pagos de Sueldos básicos de personal permanente (27%) y no permanente (24%), compensaciones (12%) y complementos (4%).
- **En Servicios No Personales**, compra de energía eléctrica para reventa (84%); otros servicios financieros (7%) y primas y gastos de seguros (1%).
- **En Materiales y Suministros**, útiles y materiales eléctricos (17%), diésel (16%) y repuestos y accesorios (9%).
- **En Bienes Capitalizables**, construcciones y mejoras de bienes en dominio público (31%) y privado (13%) en los programas de transmisión, distribución y generación y maquinaria y equipo de producción de servicio (agua, luz, teléfono, etc.) (29%).
- **En Transferencias y Donaciones** pago a organismos internacionales por cuotas ordinarias (35%) al Ente Operador Regional por uso de la red de transmisión regional de la línea SIEPAC, y transferencias corrientes instituciones sin fines de lucro y beneficios especiales que en conjunto representaron menos del 1%.
- **En Servicio de la Deuda Pública**, intereses por préstamos de la administración central en deuda pública interna de corto plazo (38%), intereses por préstamos del sector privado en deuda pública interna de corto plazo (23%), amortización de la deuda pública externa a largo plazo (17%) y amortización de títulos y valores (16%).



000032



Se desarrolló una verificación sobre una muestra estadística del monto total erogado en cada uno de los renglones presupuestarios siguientes:

- Complementos (L139.49 millones) ejecutados para el pago de vacaciones conforme a cláusula N°53 del contrato colectivo vigente de la ENEE;
- Otros Servicios comerciales y financieros (L2,881.26 millones) ejecutados en la tercerización de lectura, facturación, recaudación y depuración de la base de datos con la Empresa Energía de Honduras (EEH);
- Bunker (L80.66 millones) ejecutados en la compra combustible para las plantas generadoras en La Ceiba, La Puerta y San Pedro Sula entre otras;
- Herramientas mayores (L219.22 millones) ejecutados en la compra de taladros, martillos, calibradores, analizadores de interruptores, equipos de pruebas, teclés, desmontadores entre otros para mantenimiento;
- Beneficios especiales (L215 miles) en pagos a funcionarios por subsidio de casamiento, nacimientos, bonos educativos entre otros;
- Intereses por préstamos del sector privado (L990.16 millones) ejecutados en el pago de cupón de intereses a tenedores de valores gubernamentales de la empresa.

La revisión se desarrolló mediante Reportes de Ejecución del Gasto del SIAFI (F-01). Es importante mencionar que la revisión realizada no constituye una auditoría financiera o de cumplimiento legal; solamente es la constatación de evidencias del destino del gasto.

La liquidación presupuestaria registra un saldo de L4,705.42 millones, que de acuerdo con la revisión de las notas explicativas se indica que estuvo disponible pero no se ejecutó por los siguientes motivos:

- **L2,129.64 millones en Materiales y Suministros y Bienes Capitalizables** debido al apoyo del Gobierno Central para la compra de materiales que permitieron ahorros en el gasto de recursos propios; asimismo mantenimiento a las centrales hidroeléctricas y subestaciones y otras compras que no se materializaron por el tiempo que requiere el proceso de compras menores y licitaciones.
- **L1,703.82 millones en Servicios no Personales** por estar presupuestados para dar mantenimiento a las centrales hidroeléctricas y subestaciones que no se materializaron por el tiempo que requiere el proceso de compras menores y licitaciones.
- **L602.15 millones en Servicios Personales.**
 - En el Programa Nacional de Reducción de Pérdidas no se desarrollaron contrataciones de personal ((L402.01 millones);



000033



- Una menor ejecución frente a la estimación para pago de beneficios del contrato colectivo vigente y prestaciones laborales (L103.92 millones).
 - Fondos disponibles por la no contratación de personal.
-
- **L156.61 millones en Transferencias y Donaciones** debido a que los pagos se hacen conformidad a lo planificado y el organismo define el monto a pagar según el uso de la línea.
 - **L113.20 millones en Servicio de la Deuda Pública** ante la presencia de tasas de interés variables con el Industrial and Commercial Bank of China (ICBC) y Valores Gubernamentales de la ENEE (VGE) que no permiten hacer una estimación exacta de fondos necesarios para el año fiscal.



CAPÍTULO III CONCLUSIONES

1. El Informe de Evaluación de la Rendición de Cuentas de la Ejecución del Gasto se practicó sobre la información proporcionada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), de cuya veracidad es responsable; para lo cual presentó una auténtica de firma por parte de Secretaría General y declaración jurada que manifiesta que la documentación es oficial. Cabe señalar que el presente informe no deberá considerarse como un finiquito, porque es una evaluación de la liquidación de egresos, y no una auditoría financiera o de cumplimiento.
2. En la formulación del Plan Operativo Anual 2023, se observó que existe una coherencia entre las atribuciones de su marco legal, y la definición de los elementos que conforman la planificación institucional; sin embargo, no se observó una inclusión concreta de la perspectiva de género durante el período fiscal evaluado. El grado de cumplimiento del Plan Operativo Anual fue del 47%, sustentado en la aplicación de procedimientos de verificación a los resultados de veinticuatro (24) de cincuenta y ocho (58) productos finales reportados.

La baja ejecución se deriva de la persistencia de debilidades no atendidas y señaladas en la evaluación de rendición de cuentas de períodos fiscales anteriores mediante lo siguiente:

- Diseño en la programación operativa anual con productos finales, cuya entrega resulta ser la suma o acumulado de otro producto; así como, esfuerzos intermedios en la operatividad de otro producto final dirigido a terceros.
 - Asimismo, se identifica un débil control interno al no remitir medios de verificación y evidencias de ejecución operativa que no han sido revisados contra el sistema de la empresa o cualquier medio aplicable, situación que influye en no contar con información estandarizada que permita determinar los motivos o factores que influenciaron sobre los resultados de cada central.
3. En lo relativo al grado de avance en el cumplimiento de los diez (10) indicadores del SIGPRET, no se puede establecer una opinión reconociendo que la institución reporta desconocer el desempeño calificado por la Dirección de Gestión por Resultados.
 4. En relación a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), la Empresa no reporta un alineamiento puntual con los ODS por no ser solicitado por las instituciones rectoras de la planificación operativa anual.



000035



5. El grado de ejecución del presupuesto de egresos fue de 92% (L55,286.35 millones), con base a los registros del SIAFI y en la disponibilidad de recursos, además sustentado en la aplicación de procedimientos de verificación aleatoria a los resultados de seis (6) objetos del gasto, permite establecer una confiabilidad razonable en la orientación y ejecución del presupuesto institucional. Además, la concentración de gastos fue congruente con el rol institucional.



000036




CAPÍTULO IV RECOMENDACIONES


Al(La) Gerente General de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica:

1. **Instruir a el/la responsable de la Unidad de Planificación** para que en conjunto con las unidades ejecutoras de los programas, implementen procesos efectivos de formulación para la planificación, e implemente medidas de control interno sobre la estructura del seguimiento y respaldo de los resultados reportados garantizando la disponibilidad de evidencias en su calidad de completas, veraces, adecuadas y pertinentes como parte de un efectivo proceso de Rendición de Cuentas y Transparencia considerando los lineamientos del planificación vigente en relación a los productos finales. Verificar el cumplimiento de esta recomendación.


Ever Francisco Matamoros Baneza
Técnico en Verificación




Mario Alberto Villanueva Menjivar
Subjefe Departamento de Fiscalización de
Ejecución Presupuestaria




Dulce Patricia Villanueva Rodas
Gerente de Verificación y Análisis



Tegucigalpa MDC., 27 de septiembre de 2024