



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS
★ ★ ★ ★ ★

CRÉE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE AJUSTE TARIFARIO 2do TRIMESTRE 2026

Opinión Técnica elaborada por Dirección de
Regulación/Departamento de Tarifas

Marzo 2026

Contenido

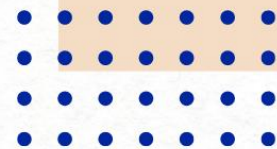
1.	Resumen Ejecutivo del Informe de Ajuste Tarifario del Segundo Trimestre 2026	5
2.	Introducción	9
3.	Costos de generación y ajustes trimestrales	12
3.1.	Costo Base de Generación previsto para el año 2026	13
3.2.	Costos reales de generación	14
3.2.1.	Planificación operativa e impacto en el ajuste al Costo Base de Generación	14
3.2.2.	Variables que inciden en los costos de generación	14
3.2.3.	Cálculo de los costos reales de generación.....	17
3.3.	Cálculo de la diferencia entre los costos de generación reales y los previstos	24
3.4.	Pagos diferidos.....	24
3.5.	Cargos por complementos de facturas	25
3.6.	Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 2do trimestre 2026.....	27
	Tipo de cambio del dólar de los EE. UU.	28
4.	Tarifa para aplicar a los usuarios finales en el 2do trimestre de 2026.....	30
4.1.	Tarifa 2do trimestre 2026	30
4.2.	Componentes de costos de la tarifa promedio.....	30
4.3.	Estructura tarifaria	31
5.	Conclusiones y recomendaciones	34
5.1.	Conclusiones	34
5.2.	Recomendaciones	35
6.	Anexos	37
6.1.	Datos usados en el modelo CALCUTA.....	37
6.2.	Datos de salida en el modelo CALCUTA	38
6.3.	Factor de planta	39

Abreviaturas

BCH	Banco Central de Honduras
CSGF	Cargo de Sobrecosto por Generación Forzada
CBG	Costo Base de Generación
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CND	Centro Nacional de Despacho
CCSDM	Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo
CTA	Contratos Tipo A
CTB	Contratos Tipo B
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
ENS	Energía No Suministrada
HFO	Heavy Fuel Oil
ITC	Informe de Transacciones Comerciales
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
MC	Mercado de Contratos
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
MEO	Mercado Eléctrico de Oportunidad
MER	Mercado Eléctrico Regional
POLP	Planificación Operativa de Largo Plazo
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SGF	Sobrecosto por Generación Forzada



**RESUMEN EJECUTIVO
DEL INFORME DE
AJUSTE TARIFARIO
DEL SEGUNDO
TRIMESTRE 2026**



Resumen Ejecutivo del Informe de Ajuste Tarifario del Segundo Trimestre 2026

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) estableció a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como el ente regulador del subsector eléctrico. Entre sus funciones se encuentra la definición de la metodología para calcular las tarifas y velar por su aplicación, además de aprobar, ajustar e implementar las tarifas resultantes.

Las tarifas del usuario final se componen de los costos de generación, transmisión, distribución y demás costos por proveer el servicio eléctrico. De conformidad con lo que establece la LGIE, los costos de generación del año t consideran como punto de partida al Costo Base de Generación (CBG), el cual se determina con base en los resultados de la Planificación Operativa de Largo Plazo (POLP) disponible en el mes de noviembre del año $t-1$. La POLP considera para su preparación: proyecciones de precios de combustible, proyecciones de demanda de energía eléctrica, energía no suministrada y el costo de esta, disponibilidad de recursos utilizados para la generación de energía eléctrica, entre otros.

En fecha 30 de diciembre de 2025 la CREE aprobó mediante el Acuerdo CREE-168-2025 el CBG previsto para el año 2026 correspondiente a la ENEE en su condición de empresa distribuidora, el cual fue elaborado por el Centro Nacional de Despacho (CND) y determinado con base en el informe de la POLP 2026-2028. Producto de esta planificación se obtuvo que el costo medio de generación previsto el para el año 2026 es 125.86 USD/MWh.

La LGIE establece que, con el fin de reflejar los costos de generación reales, se deben realizar ajustes de manera trimestral al CBG previsto, por lo que la CREE debe aprobar un nuevo ajuste trimestral a la estructura tarifaria que la ENEE aplicará en la facturación a los usuarios finales a partir de abril 2026. Este ajuste se calcula utilizando la metodología establecida en el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales (RTP). En ese sentido, el reglamento establece que el costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 2do trimestre de 2026 se compone: i) del costo base de generación previsto para el 2do trimestre 2026, ii) de la diferencia entre los costos reales y previstos de los meses de diciembre de 2025, enero y febrero del presente año y iii) de otros ajustes.

En este informe se presenta de manera resumida el comportamiento que han presentado en diciembre de 2025, enero y febrero de 2026, la variable de precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica, la variable de demanda de energía eléctrica, los valores de la energía no suministrada, la matriz de generación de energía eléctrica y el costo marginal promedio semanal del Sistema Interconectado Nacional (SIN); variables que impactan en los costos reales de generación y en la estructura tarifaria del 2do trimestre del 2026.

Para diciembre de 2025, el precio promedio previsto para el bunker fue de 56.28 USD/bbl y el real de 59.40 USD/bbl; para enero y febrero de 2026 el precio promedio previsto fue de 53.20 USD/bbl y el precio real fue de 56.09 USD/bbl para enero y 57.33 USD/bbl para febrero de 2026.

Para los últimos tres meses, el consumo de energía total real resultó en un 5.86 % menor que la demanda prevista, es decir, que la diferencia entre el consumo real y el previsto para el período de diciembre de 2025 a febrero de 2026 resulta en 153.50 GWh menor a lo proyectado. La Energía No

Suministrada (ENS) real entre los meses de diciembre de 2025 a febrero de 2026 ha sido superior con respecto a la prevista. La diferencia entre la ENS real y la prevista fue de 4.78 GWh. Para los meses de estudio, la participación de la generación hidroeléctrica real entre esos meses es mayor en un 0.34% respecto con la prevista y la generación térmica real resultó 18.98 % menor con respecto a la prevista.

El costo marginal promedio previsto para diciembre de 2025 fue de 95.80 USD/MWh y de 98.12 USD/MWh para enero y febrero de 2026, el costo previsto para diciembre de 2025 resulta menor al costo marginal promedio real que fue de 102.89 USD/MWh. Por otro lado, los costos previstos para los meses de enero y febrero 2026 resultan mayores a los costos marginales promedios reales, que fueron de 96.59 USD/MWh y 94.64 USD/MWh respectivamente.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto fue de 125.86 USD/MWh para los meses de diciembre de 2025, enero y febrero de 2026. El costo medio de generación real fue de 130.36 USD/MWh en diciembre de 2025, 126.60 USD/MWh en enero y 130.52 USD/MWh en febrero de 2026.

En la revisión mensual de los costos de generación reales de la ENEE, se identificó que:

- En atención al dictamen DAJ-DL-25-2026, se recomienda trasladar a tarifas únicamente los costos de los contratos regionales firmes de la ENEE con EDETSA y Pan Am Generating Limited S.A. correspondientes al periodo del 1 al 26 de enero de 2026, dado que los costos posteriores al 27 de enero dependen de la aprobación del Congreso Nacional. En este contexto, y atendiendo a los plazos definidos para realizar este ajuste, los costos vinculados a estos contratos se incorporarán en los costos de generación de la ENEE, hasta que la empresa cumpla con las disposiciones establecidas por el departamento legal de la CREE.
- En el informe de ajuste tarifario del cuarto trimestre de 2024 se indicó que, por recomendación de la DAJ, en la liquidación realizada para junio, julio y agosto de 2024, se reconocerían y trasladarían de forma condicionada los costos del contrato No. 063-2011. Estos costos seguirán reconociéndose condicionalmente dentro del mercado de contratos y se incluirán en los costos de generación trasladables a la tarifa final debido a que continua en revisión de la DAJ y que no se ha acreditado ante la CREE el laudo arbitral que autoriza dicha prórroga.
- El Decreto No. 3-2025 aprobó modificaciones a 18 contratos de energía entre la ENEE y empresas generadoras. El Departamento de Tarifas solicitó a la DAJ un dictamen legal para revisar dichas modificaciones y verificar el cumplimiento de requisitos para su vigencia. En el Acuerdo CREE 78-2025 se recomienda trasladar provisionalmente los precios de estos contratos de suministro de potencia y energía. Este traslado se aplicará de forma condicionada hasta completar el proceso de revisión legal correspondiente.
- En la liquidación de noviembre de 2025 (LT-12-2025) se identificó la incorporación de la central híbrida ENERESA. Mediante Acuerdo CREE-170-2025, la DAJ determinó que solo se aprobaría el traslado de los costos correspondientes a la capacidad registrada de 6.125 MW. Tras desestimarse el recurso de reposición presentado por ENERESA, la CREE resolvió mediante la Resolución CREE-08-2026 que el Departamento de Tarifas incorporará los ajustes señalados en dicho acuerdo en el tercer ajuste trimestral de 2026, bajo la categoría de “Otros Ajustes” en el costo de generación.

En esta ocasión el costo de generación real fue mayor que el costo proyectado, causando un saldo a favor de la ENEE por un monto de USD 1,390,951.42 el cual debe ser recuperado sumándolo al Costo Base de Generación previsto para el segundo trimestre del año 2026.

Según el artículo 51 del Reglamento, la CREE, a través del oficio CREE-666-2025, informó a la ENEE sobre un incremento del 10.37 % en la tarifa promedio correspondiente al primer trimestre de 2026 en comparación con el cuarto trimestre de 2025. Ante esta situación, la ENEE solicitó diferir parte del ajuste y, en marzo de 2026, presentó los datos pertinentes indicando que un monto de USD 17,000,000.00 sería aplicado durante el segundo ajuste trimestral del mismo año. Además, se detalló que quedaba un saldo acumulado de USD 8,500,000.00, más intereses por un total de USD 232,543.00. En consecuencia, el monto total a trasladar a las tarifas asciende a USD 17,232,543.00.

Las variables antes mencionadas determinan el Costo de Generación Ajustado, el cual es de 132.22 USD/MWh para el segundo trimestre del 2026. Este valor es mayor al aplicado en el primer trimestre de 2026 el cual fue 117.10 USD/MWh.

El tipo de cambio utilizado en el cálculo de las tarifas a aplicar a partir de abril de 2026 es de 26.6817 lempiras por dólar americano, este es mayor que el utilizado como referencia en el trimestre anterior, o que porcentualmente es un aumento de 0.64%.

Una vez calculado el ajuste al CBG, y el tipo de cambio establecido por el BCH, así como los ajustes relacionados con la operación del sistema nacional, con los cargos regionales y con los sobrecostos por generación forzada, los cuales inciden en el cálculo de la estructura tarifaria, se definió la nueva estructura tarifaria a partir de abril de 2026. Como resultado de las variaciones antes mencionadas, se observa un aumento de 10.49% a la tarifa promedio de 4.81 a 5.32 HNL/kWh.

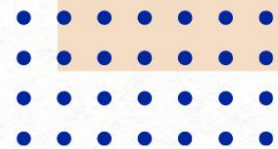
Con base en lo anterior, se recomienda al Directorio de Comisionados, sin perjuicio de las revisiones y análisis jurídicos que correspondan, aprobar la siguiente estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir de abril de 2026:

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Potencia	Precio de la Energía
	HNL/abonado-mes	HNL/kW-mes	HNL/kWh
Servicio Residencial			
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	59.31		4.4090
Consumo mayor de 50 kWh/mes	59.31		
Primeros 50 kWh/mes			4.4090
Siguientes kWh/mes			5.7372
Servicio General en Baja Tensión	59.31		5.7511
Servicio en Media Tensión	2,668.17	336.0218	3.6889
Servicio en Alta Tensión	6,670.43	290.0818	3.4735

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
Alumbrado Público	68.67	4.5032



INTRODUCCIÓN



Introducción

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como la entidad reguladora del subsector eléctrico, cuyas funciones incluyen la de definir la metodología para el cálculo de las tarifas y vigilar su aplicación, así como aprobar, ajustar y poner en vigencia las tarifas resultantes. Asimismo, la LGIE establece que la CREE debe realizar ajustes de forma periódica a los valores de las tarifas de los usuarios finales: I) ajustes trimestrales debido a los cambios en el Costo Base de Generación, II) ajustes anuales debido a los cambios en los costos por la operación y administración del Mercado Eléctrico Nacional (MEN), así como por la operación y regulación del Mercado Eléctrico Regional (MER), III) ajustes trienales y anuales como resultado de los posibles cambios de los costos en el sistema de transmisión y IV) ajustes quinquenales debido a posibles cambios de costos en el sistema de distribución.

Los costos antes indicados incluyen los siguientes componentes:

- **Costo Base de Generación:** es determinado por el Centro Nacional de Despacho (CND), en su condición de operador del sistema, y refleja los costos de compras de potencia y energía para suministro de los usuarios regulados. Estos costos se ven afectados de manera directa por las siguientes variables:
 - Las características de la demanda (energía y potencia);
 - La composición de la matriz de generación de energía eléctrica;
 - El estado de los embalses y las previsiones hidrológicas;
 - Los precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica;
 - El monto de déficit y el costo de la energía no suministrada, si hubiera.
- **Cargos del MEN y de operación y regulación del MER:** los cargos del MEN incluyen los costos en los que incurre el Operador del Sistema por administrar y operar el mercado mayorista de Honduras. Por otro lado, los cargos relacionados con el MER contemplan los costos asociados con la operación y regulación del MER.
- **Costos del sistema de transmisión:** estos comprenden los costos de los activos usados para la actividad de transmisión, los costos de operación y mantenimiento, y los costos asociados a las pérdidas de potencia y energía en el sistema.
- **Costos del sistema de distribución:** estos constituyen el llamado Valor Agregado de Distribución (VAD), que comprende los costos de los activos usados para la actividad de distribución, los costos de operación y mantenimiento, los costos de pérdidas de energía y potencia, y una componente de costos de comercialización.

En abril de 2016 la CREE aprobó el “Reglamento Para el Cálculo de Tarifas Provisionales” (de aquí en adelante el “Reglamento”) por medio de la Resolución CREE-016, el cual establece una metodología provisional para la determinación de las tarifas que aplica la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) a sus usuarios. Dicho reglamento ha sido modificado por medio del Acuerdo CREE-065 el 24 de junio de 2020 con la finalidad de reflejar de manera más precisa los

costos de generación en que incurre la ENEE para suministrar energía eléctrica a sus clientes. Luego, los artículos 16, 17 y 18 del Reglamento fueron modificados mediante el Acuerdo CREE-083-2024.

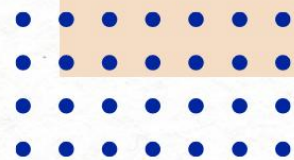
Finalmente, fue modificado el Reglamento por medio de los Acuerdos CREE-36-2022, CREE-054-2023, CREE-123-2024, CREE-165-2025 con la finalidad de incorporar un mecanismo que permita recuperar en un periodo mayor a tres meses las variaciones significativas que puedan resultar en cada período entre el costo de generación real y el costo base de generación, y así prevenir fluctuaciones significativas en las tarifas al usuario final.

En cumplimiento con lo establecido en la LGIE, la CREE debe aprobar un nuevo ajuste trimestral en la estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir de abril de 2026, el cual se calcula con la metodología dispuesta en el Reglamento. El objetivo de este informe es mostrar las variables y cálculos que inciden en el costo de generación, así como las otras variables consideradas en el cálculo tarifario y finalmente proponer al Directorio de Comisionados el ajuste a la estructura tarifaria.

El informe está organizado en 7 secciones incluyendo el resumen ejecutivo y esta introducción. En la sección 3 se presentan los costos previstos de generación del año 2026, las variables que inciden en los costos de generación, así como los costos de generación reales para los meses de diciembre de 2025, enero y febrero de 2026, la diferencia entre estos costos y los previstos para esos meses, y los costos de generación que se incorporarán en el pliego tarifario que la ENEE deberá aplicar a sus usuarios a partir de abril de 2026. En la sección 4 se presenta el tipo de cambio del dólar de los EE. UU. a utilizar en este nuevo ajuste tarifario. En la sección 5 se presentan los costos previstos en los que incurre la ENEE por la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica para el año 2026, incluyendo el cargo por sobre costo de generación forzada, cargos del Mercado Eléctrico Regional (MER) y los costos de operación del sistema, asimismo se detalla la tarifa resultante a aplicar a los usuarios finales para el ajuste del segundo trimestre de 2026. En la sección 6 se exponen las conclusiones y recomendaciones del presente informe. Finalmente, en la sección 7 se incluyen los anexos.



COSTOS DE GENERACIÓN Y AJUSTES TRIMESTRALES



Costos de generación y ajustes trimestrales

Marco Regulatorio

El Reglamento establece la metodología que debe utilizar el Centro Nacional de Despacho como operador del sistema para calcular el costo de generación que cobrará la ENEE para cada trimestre del próximo año (Costo Base de Generación o costo de generación previsto) y la metodología que debe utilizar la CREE para realizar los ajustes trimestrales al Costo Base de Generación.

De acuerdo con el Reglamento el Costo Base de Generación para el año t (CBG previsto) se determina con base en los resultados de la Planificación Operativa de Largo Plazo (POLP) disponible en el mes de noviembre del año $t-1$. La POLP considera para su preparación: proyecciones de demanda de energía eléctrica, proyecciones de precios de combustible, disponibilidad de recursos utilizados para la generación de energía eléctrica, impacto de entradas y salidas de operación de centrales generadoras, entrada en operación de obras de transmisión contempladas en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión, restricciones en transmisión y generación, entre otros. Dado que algunas de las consideraciones utilizadas en la POLP pueden variar en el tiempo, la LGIE establece que, con el fin de reflejar los costos de generación reales, se deben realizar ajustes de manera trimestral al CBG previsto.

En este sentido, el Reglamento establece el procedimiento para el ajuste trimestral del Costo Base de Generación, dicho procedimiento dispone que al completar la liquidación mensual el operador del sistema debe enviar a la CREE y a la ENEE en su calidad de empresa distribuidora, un documento indicando el costo total real de compra de energía (contratos y transacciones de oportunidad) y el costo de potencia (contratos y desvíos). La CREE revisa el documento y con base en la información presentada calcula para cada ajuste tarifario el costo de generación real del mes y su diferencia con el costo base previsto para ese mes, y se obtiene la diferencia acumulada de los últimos tres meses que hayan sido liquidados. Luego, calcula la relación entre la diferencia acumulada y la demanda de la energía prevista del próximo trimestre, y finalmente realiza la suma algebraica entre esta relación, el precio de generación previsto para el período t y, si aplica, la relación entre otros ajustes solicitados por el operador del sistema (también aplica para lo establecido en los artículos 51, 52 y 53 del Reglamento) y la demanda de la energía prevista del próximo trimestre.

Con esa información, la CREE realiza el ajuste tarifario aplicando la siguiente ecuación:

$$P_p = PP_p + \frac{CGR_{p-1} - CGP_{p-1} + OA_p}{EP_p} \quad [1]$$

Donde:

P_p : es el precio de generación para el período de ajuste p , expresado en [USD/MWh]

PP_p : es el precio de generación previsto para el período de ajuste p , expresado en USD/MWh, que se obtiene del informe del CBG que prepara el operador del sistema y que aprueba la CREE.

CGR_{p-1} : es el costo de generación real para el período de ajuste $p-1$, [USD]

CGP_{p-1} : es el costo de generación previsto para el período ajuste $p-1$, [USD]

EP_p : es la energía prevista para el período ajuste p , [MWh]

OA_p : Otros ajustes solicitados por operador del sistema o la empresa distribuidora, ambos aprobados por la CREE para el período de ajuste p , [USD]

En las secciones siguientes se detallan cada uno de los elementos que componen la ecuación anterior.

3.1. Costo Base de Generación previsto para el año 2026

En fecha 30 de diciembre de 2025 la CREE aprobó mediante el Acuerdo CREE-168-2025 el Costo Base de Generación previsto para el año 2026 correspondiente a la ENEE en su condición de empresa distribuidora. El costo medio de generación previsto para el año 2026 es de **125.86 USD/MWh**. La Tabla 1 muestra de manera detallada los resultados del costo de generación previsto. Para realizar estos cálculos el operador del sistema consideró lo siguiente:

- Generación total y matriz de generación de energía eléctrica: 11,879.76 GWh, la cual será distribuida por tipo de tecnología de la siguiente manera: térmica convencional con 5,528.68 GWh (46.54%), hidroeléctrica con 3,515.11 GWh (29.59%), solar fotovoltaica 1,138.82 GWh (9.59%), eólica 704.83 GWh (5.93%), biomasa 355.64 GWh (2.99%), geotérmica 324.50 GWh (2.73%), compras en el MER 238.95 GWh (2.01%) y Almacenamiento 73.22 GWh (0.62%).
- Precio promedio de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica: 53.31 USD/bbl para el Heavy Fuel Oil (HFO) 3.0 % y 192.83 USc/gal para el diésel.
- Costo marginal promedio: 104.21 USD/MWh.
- El costo medio de generación por bloque horario es de 131.17 USD/MWh en el bloque horario punta, 122.94 USD/MWh en el bloque intermedio y 123.58 USD/MWh en el bloque valle.

Tabla 1: Costos de generación previstos para el año 2026 (Datos: CND)

Tipo de Mercado	Tecnología	Energía [GWh]	Costo Base Potencia [USD]	Costo Base Energía [USD]	Costo Base Generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Contratos	Térmica	4,308.71	86,854,745.45	401,969,628.82	488,824,374.27	113.4504
	Hidroeléctrica	1,157.82	16,737,722.30	145,167,855.08	161,905,577.38	139.8367
	Biomasa	211.88	605,728.24	26,777,301.05	27,383,029.30	129.2361
	Eólica	704.83	4,193,247.53	97,884,579.04	102,077,826.57	144.8255
	Solar FV	1,000.36	1,985,969.16	123,534,107.48	125,520,076.64	125.4751
	Geotérmica	310.98	3,815,596.35	36,049,404.85	39,865,001.20	128.1916
	MER (Hidro)	118.52	1,471,818.82	13,483,653.30	14,955,472.12	126.1892
	Total	7,813.10	115,664,827.86	844,866,529.62	960,531,357.48	122.9386
Oportunidad	Térmica	1,219.97	63,863,753.28	146,876,967.06	210,740,720.34	172.7424
	Hidroeléctrica	2,357.29	36,805,408.80	241,420,662.95	278,226,071.75	118.0277
	Biomasa	143.76	2,859,031.40	14,869,028.75	17,728,060.15	123.3170
	Solar FV	138.46	501,513.60	14,216,803.11	14,718,316.71	106.2975
	Geotérmica	13.52	0.00	1,357,362.90	1,357,362.90	100.3737
	Almacenamiento	73.22	0.00	0.00	0.00	0.0000
	MER	120.43	0.00	11,943,626.44	11,943,626.44	99.1718
	Total	4,066.66	104,029,707.08	430,684,451.22	534,714,158.30	131.4872
Total anual		11,879.76	219,694,534.94	1,275,550,980.84	1,495,245,515.79	125.8650

3.2. Costos reales de generación

3.2.1. Planificación operativa e impacto en el ajuste al Costo Base de Generación

El CBG previsto para el año 2026 fue determinado con base en el informe de la POLP 2026-2028, el cual fue elaborado por el operador del sistema. A la fecha las consideraciones tomadas en este plan han experimentado variaciones significativas, las cuales impactan directamente en los costos de compra de energía y potencia en los que realmente incurre la ENEE para los meses correspondientes al año 2026.

A continuación, se presenta de manera general el comportamiento que han presentado en el año 2025 y 2026 la variable de precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica, la variable de demanda de energía eléctrica, los valores de la energía no suministrada, la composición de la matriz de generación de energía eléctrica y el costo marginal promedio semanal del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Asimismo, se presenta un análisis comparativo entre el valor real y el promedio de estas variables, y en algunos casos entre el valor real y el promedio previsto, promedio que es calculado en función de lo previsto para cada trimestre.

3.2.2. Variables que inciden en los costos de generación

3.2.2.1. Precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica

En la Fig. 1 se muestran los precios reales de los combustibles para los meses de diciembre de 2025 a febrero de 2026 y su diferencia con respecto a los precios proyectados. Los precios promedio reales resultaron mayores a los precios previstos, para diciembre de 2025 el precio promedio previsto para el bunker fue de **56.28 USD/bbl** y el real de **59.40 USD/bbl**, para enero y febrero de 2026 el precio promedio previsto fue de **53.20 USD/bbl** y el precio real fue de **56.09 USD/bbl** para enero y **57.33 USD/bbl** para febrero de 2026. Esta situación impactará de manera directa en la diferencia entre el costo de generación real y el previsto de estos últimos 3 meses, debido a que la generación a base de combustibles fósiles representó entre los meses de diciembre de 2025 a febrero de 2026 aproximadamente un **34.28%** del total de generación del MEN.

Es importante indicar que, para propósitos de liquidación de las transacciones de compraventa de energía en el MEN, la energía comprada por medio de un contrato de generación térmica en un mes determinado se valora utilizando el precio promedio mensual del combustible correspondiente en el mes inmediatamente anterior.

Costo de Bunker [USD/bbl]

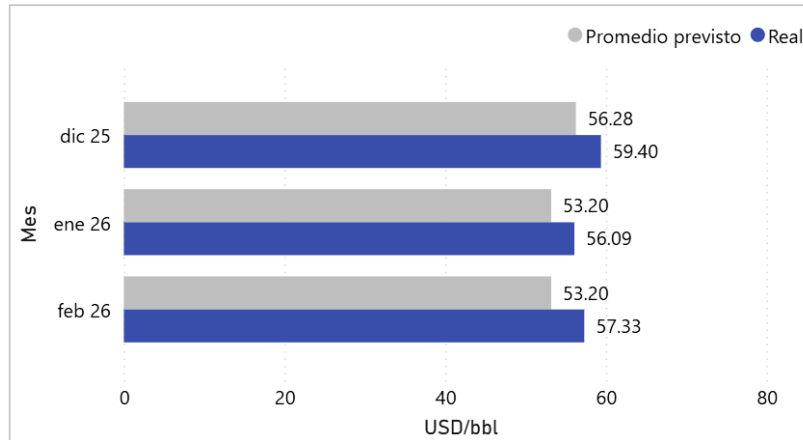


Fig. 1: Comparativo entre precios de combustible previstos y reales

3.2.2.2. Demanda de energía eléctrica

En la figura siguiente se muestra la demanda de energía eléctrica real y prevista para los meses de diciembre de 2025, enero y febrero de 2026, así como la diferencia entre los consumos de estas demandas. Se observa que para estos meses el consumo de energía total real resultó menor que el previsto, lo que conlleva a que la diferencia entre la suma del consumo real y el previsto para el período de diciembre de 2025 a febrero de 2026 resulte en -153.50 GWh, es decir, la demanda real resultó un 5.87 % menor con respecto a la demanda prevista.

Demanda de energía real y prevista

Fuente: CND

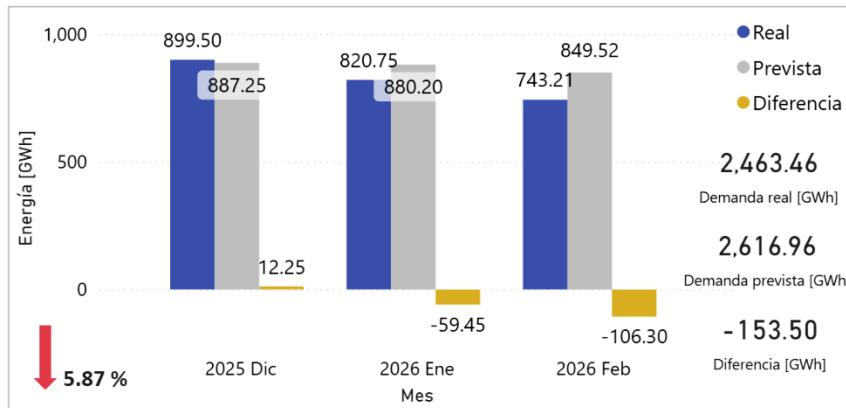


Fig. 2: Comparativo entre demanda de energía eléctrica real y prevista

3.2.2.3. Energía no suministrada

En la figura siguiente se observa que la energía no suministrada (ENS) real entre los meses de diciembre de 2025 y enero de 2026 ha sido superior con respecto a la prevista y para febrero de 2026 ha sido menor con respecto a la prevista. La diferencia total entre la ENS real y la prevista fue de 4.78 GWh, esta diferencia impactará de manera directa en los costos marginales del sistema de estos meses y por ende en los costos reales de generación.

Energía no suministrada (ENS)

Fuente: CND

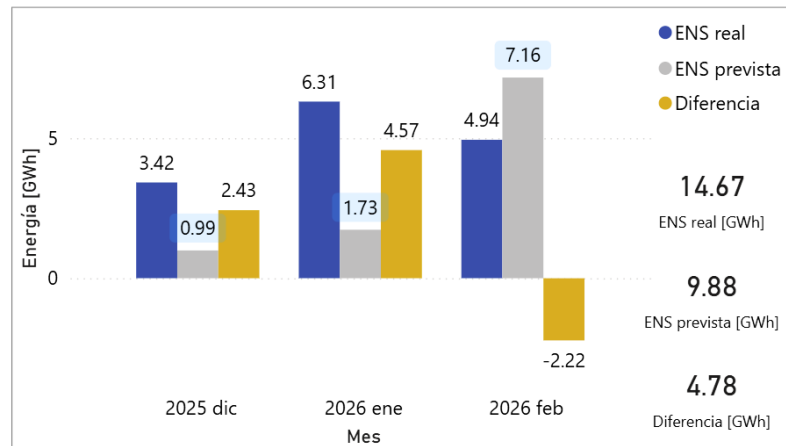


Fig. 3: Energía no suministrada (ENS)

3.2.2.4. Composición de la matriz de generación de energía eléctrica

En relación con la composición de la matriz de generación de energía eléctrica para los meses entre diciembre de 2025 y febrero de 2026, se observa en la figura 4 que la participación de la generación hidroeléctrica real fue de 32.08 %, mientras que la participación prevista era de 30.09 %. En el caso de la generación térmica, su participación real fue de 34.27 %, inferior a la participación prevista del 39.82 %.

Matriz de generación real y prevista

Fuente: CND

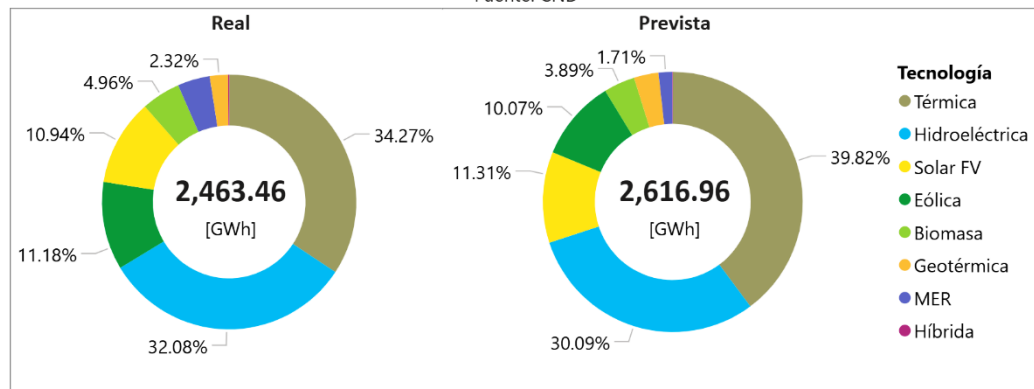


Fig. 4: Porcentaje de energía generada por tipo de tecnología en el SIN en Dic 2025 - Feb 2026

Por otro lado, en la Tabla 2 se detalla la generación real y prevista por tipo de tecnología y las diferencias de estas, tanto de manera absoluta como porcentual. En dicha tabla se observa que la generación de energía real en todas las tecnologías, incluyendo las importaciones del Mercado Eléctrico Regional (MER), presenta variaciones con respecto a la prevista, esta disparidad impactará en las diferencias entre el costo real y previsto para este ajuste, y si continua así, también afectará en los ajustes futuros, esto debido a que cada central, dependiendo de su tecnología, presenta diferentes costos de generación.

Tabla 2: Composición de la matriz de generación de energía eléctrica Dic 2025 - Feb 2026
(Datos: CND)

Tipo de Tecnología	Generación Real	Generación Prevista	Diferencia	
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]
Térmica	844.35	1,042.18	- 197.83	-18.98%
Hidroeléctrica	790.22	787.53	2.69	0.34%
Solar Fotovoltaica	269.58	295.99	- 26.41	-8.92%
Eólica	275.43	263.44	11.99	4.55%
MER	101.45	44.84	56.61	126.27%
Biomasa	122.14	101.76	20.38	20.03%
Geotérmica	57.26	80.01	- 22.74	-28.42%
Híbrida	3.03	1.22	1.81	147.61%
Total	2,463.46	2,616.96	-153.50	-5.87%

3.2.2.5. Costo marginal promedio

El costo marginal promedio proyectado para diciembre de 2025 fue de 95.80 USD/MWh y de 98.12 USD/MWh para enero y febrero de 2026, el costo previsto para diciembre de 2025 resulta menor al costo marginal promedio real que fue de 102.89 USD/MWh. Por otro lado, los costos previstos para los meses de enero y febrero 2026 resultan mayores a los costos marginales promedios reales, que fueron de 96.59 USD/MWh y 94.64 USD/MWh respectivamente.

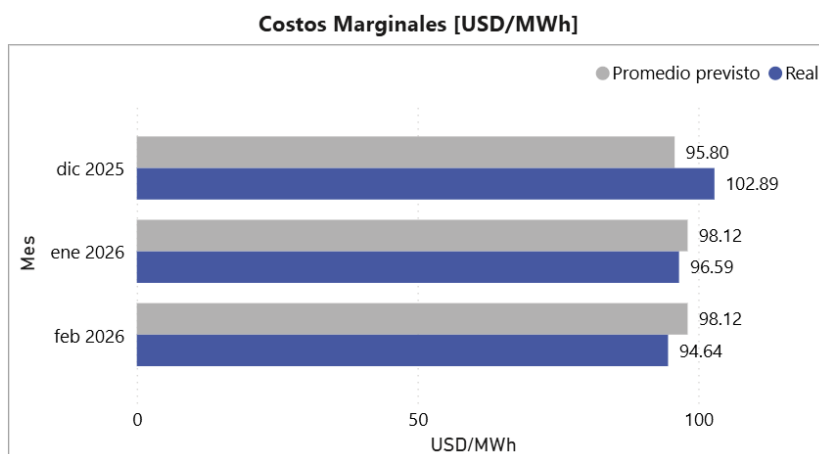


Fig. 5: Comparativo de costos marginales promedios proyectados y reales (Datos: CND)

3.2.3. Cálculo de los costos reales de generación

Para determinar los costos reales de generación se utilizan las liquidaciones mensuales, estas se realizan una vez finalizado cada mes, y dado que los ajustes tarifarios entran en vigencia el primer día de cada trimestre del año y deben ser aprobados como mínimo un día antes de cada nuevo ajuste, las liquidaciones presentan un mes de rezago, por lo que para el ajuste tarifario t se calculan los costos reales del último mes considerado para el ajuste del Costo Base de Generación anterior al último ajuste realizado (ajuste tarifario del periodo $t-2$) y los costos reales de los dos primeros meses del trimestre considerado para el último ajuste tarifario (ajuste del periodo $t-1$). Para el ajuste tarifario a aplicar a partir de abril de 2026, el operador del sistema determinó los costos de generación reales para los meses comprendidos de diciembre de 2025 a febrero de 2026.

Para el ajuste correspondiente al segundo trimestre de 2026, el operador del sistema remitió a la CREE la liquidación de los costos de generación incurridos por la ENEE de los meses de diciembre de 2025, enero y febrero de 2026¹. La Tabla 3 muestra de manera detallada dichos costos y se observa que el costo medio de generación real fue de 130.36 USD/MWh en diciembre, 126.60 USD/MWh en enero y 130.52 USD/MWh en febrero de 2026.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto fue de 133.33 USD/MWh para el mes de diciembre de 2025 y 125.86 USD/MWh para los meses de enero y febrero de 2026 (estos costos corresponden al Costo Base de Generación 2026 que aprobó la CREE). La diferencia entre los costos medios de generación reales y previstos correspondientes a cada mes se verá reflejada en el diferencial de costos mensuales de diciembre de 2025, enero y febrero de 2026 y en el acumulado de esos meses.

Tabla 3: Costos reales de generación diciembre 2025 – febrero 2026 (Datos: CND)

Mercado	Tecnología	Energía [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo total de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Contratos	Térmica	318.69	7,152,856.52	32,360,435.15	39,513,291.67	123.99
	Hidroeléctrica	99.95	1,855,192.40	12,245,851.50	14,101,043.90	141.08
	Biomasa	37.83	89,266.92	4,667,023.34	4,756,290.26	125.74
	Eólica	92.16	495,204.50	12,571,574.87	13,066,779.37	141.78
	Solar Fotovoltaica	79.60	165,499.34	9,794,125.08	9,959,624.42	125.12
	Geotérmica	19.43	233,822.31	2,238,215.51	2,472,037.82	127.20
	MER	31.52	587,078.40	3,235,688.39	3,822,766.79	121.30
	Total transacciones de contratos	679.17	10,578,920.39	77,112,913.84	87,691,834.23	129.12
Oportunidad	Térmica	21.35	5,093,790.05	2,990,802.17	8,084,592.22	378.72
	Hidroeléctrica	168.32	2,597,597.77	17,466,569.08	20,064,166.85	119.20
	Solar Fotovoltaica	7.22	0.00	729,595.22	729,595.22	-
	Biomasa	0.18	9,030.49	18,281.87	27,312.36	149.41
	MER	7.46	0.00	553,324.33	553,324.33	74.13
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Híbrida	1.01	4,012.11	102,099.88	106,111.99	-
	Total transacciones de oportunidad	205.54	7,704,430.42	21,860,672.55	29,565,102.97	143.84
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.02	0.00	0.00	0.00	-
	Hidroeléctrica	0.42	0.00	0.00	0.00	-
	Biomasa	14.34	0.00	0.00	0.00	-
	Total transacciones a costo cero	14.78	0.00	0.00	0.00	-
Total diciembre 2025		899.50	18,283,350.81	98,973,586.39	117,256,937.21	130.36
Contratos	Térmica	254.56	7,055,758.68	24,037,865.71	31,093,624.39	122.15
	Hidroeléctrica	113.11	1,908,519.73	14,064,969.38	15,973,489.11	141.22
	Biomasa	19.09	103,541.65	2,258,228.10	2,361,769.75	123.71
	Eólica	98.97	532,053.96	13,678,813.60	14,210,867.56	143.59
	Solar Fotovoltaica	83.83	176,992.78	10,327,439.06	10,504,431.84	125.31
	Geotérmica	20.03	241,002.32	2,306,381.30	2,547,383.62	127.19
	MER	25.67	93,442.11	869,515.07	962,957.18	37.51
	Total transacciones de contratos	615.26	10,111,311.23	67,543,212.22	77,654,523.45	126.21
Oportunidad	Térmica	14.22	472,433.24	1,831,169.79	6,555,509.03	460.88
	Hidroeléctrica	160.40	2,399,568.82	15,622,573.59	18,022,142.41	112.36

¹ Expedientes LT-01-2026, LT-02-2026 y LT-03-2026

Mercado	Tecnología	Energía [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo total de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
	Solar Fotovoltaica	6.05	0.00	559,901.59	559,901.59	92.47
	Biomasa	5.93	94,014.05	583,364.50	677,378.55	114.23
	MER	4.82	0.00	329,556.29	329,556.29	68.39
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Híbrida	0.83	25,262.69	83,257.00	108,519.69	130.22
	Total transacciones de oportunidad	192.26	7,243,184.80	19,009,822.76	26,253,007.56	136.55
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.40	0.00	0.00	0.00	-
	Hidroeléctrica	-0.03	0.00	0.00	0.00	-
	Biomasa	12.86	0.00	0.00	0.00	-
	Total transacciones a costo cero	13.23	0.00	0.00	0.00	-
Total enero 2026		820.75	17,354,496.03	86,553,034.98	103,907,531.01	126.60
Contratos	Térmica	216.67	7,173,111.14	20,891,946.29	28,065,057.43	129.53
	Hidroeléctrica	98.26	1,684,378.37	12,212,860.55	13,897,238.92	141.44
	Biomasa	16.43	111,546.66	1,926,996.51	2,038,543.17	124.07
	Eólica	84.30	554,033.20	11,704,679.06	12,258,712.26	145.43
	Solar Fotovoltaica	85.29	199,279.83	10,508,226.12	10,707,505.95	125.54
	Geotérmica	17.80	231,238.38	2,053,232.10	2,284,470.48	128.32
	MER	28.97	74,077.89	622,404.83	696,482.72	-
	Total transacciones de contratos	547.73	10,027,665.47	59,920,345.46	69,948,010.93	127.71
Oportunidad	Térmica	18.03	5237484.85	2,385,029.87	7622514.71	422.84
	Hidroeléctrica	149.82	2,635,228.76	14,486,812.12	17,122,040.88	114.28
	Solar Fotovoltaica	7.58	0.00	695,148.98	695,148.98	91.70
	Biomasa	12.04	112,569.26	1,131,627.12	1,244,196.38	103.35
	MER	3.01	0.00	212,218.37	212,218.37	70.59
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	-
	Híbrida	1.19	41,792.80	114,967.34	156,760.14	131.91
	Total transacciones de oportunidad	191.66	8,027,075.67	18,910,836.46	27,052,879.46	141.15
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.42	0.00	0.00	0.00	-
	Hidroeléctrica	-0.03	0.00	0.00	0.00	-
	Biomasa	3.43	0.00	0.00	0.00	-
	Total transacciones a costo cero	3.82	0.00	0.00	0.00	-
Total febrero 2026		743.21	18,054,741.14	78,831,181.92	97,000,890.39	130.52
Total diciembre 2025- febrero 2026		2463.4644	53,692,587.98	264,357,803.29	318,165,358.61	129.15

* ver sección 3.2.3.1

La siguiente figura muestra la evolución del costo medio de generación de energía eléctrica de la ENEE durante los últimos seis meses. Se observa una leve tendencia hacia el alza en los últimos tres meses, lo que indica un aumento gradual en los costos de producción de energía.

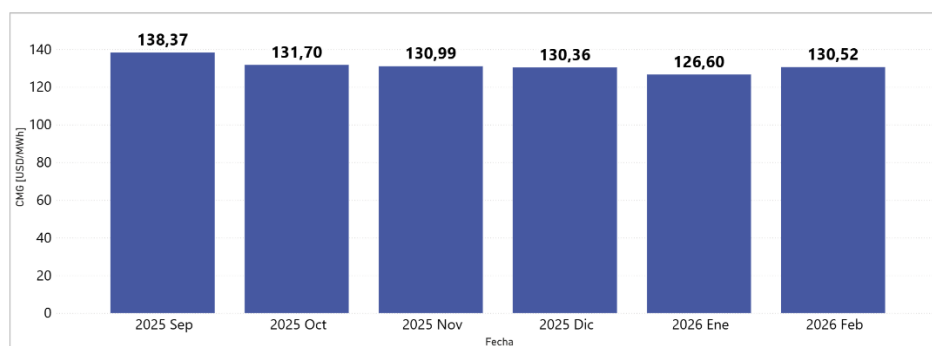


Fig. 6. Evolución del costo medio de generación de la ENEE (Datos: CND)

En la figura siguiente se muestra de manera gráfica un resumen de los costos reales de generación en los que incurrió la ENEE para los meses bajo análisis. En dicha figura se observa que la energía correspondiente al mercado de contratos para esos meses fue de 1,842.16 GWh y el costo medio de generación para este mercado fue de 127.73 USD/MWh. Por otro lado, el mercado de oportunidad participó con 589.47 GWh de energía y el costo medio de generación de este mercado fue de 140.59 USD/MWh. El conjunto de los costos incurridos en ambos mercados resulta en un costo medio de generación total de 129.15 USD/MWh.

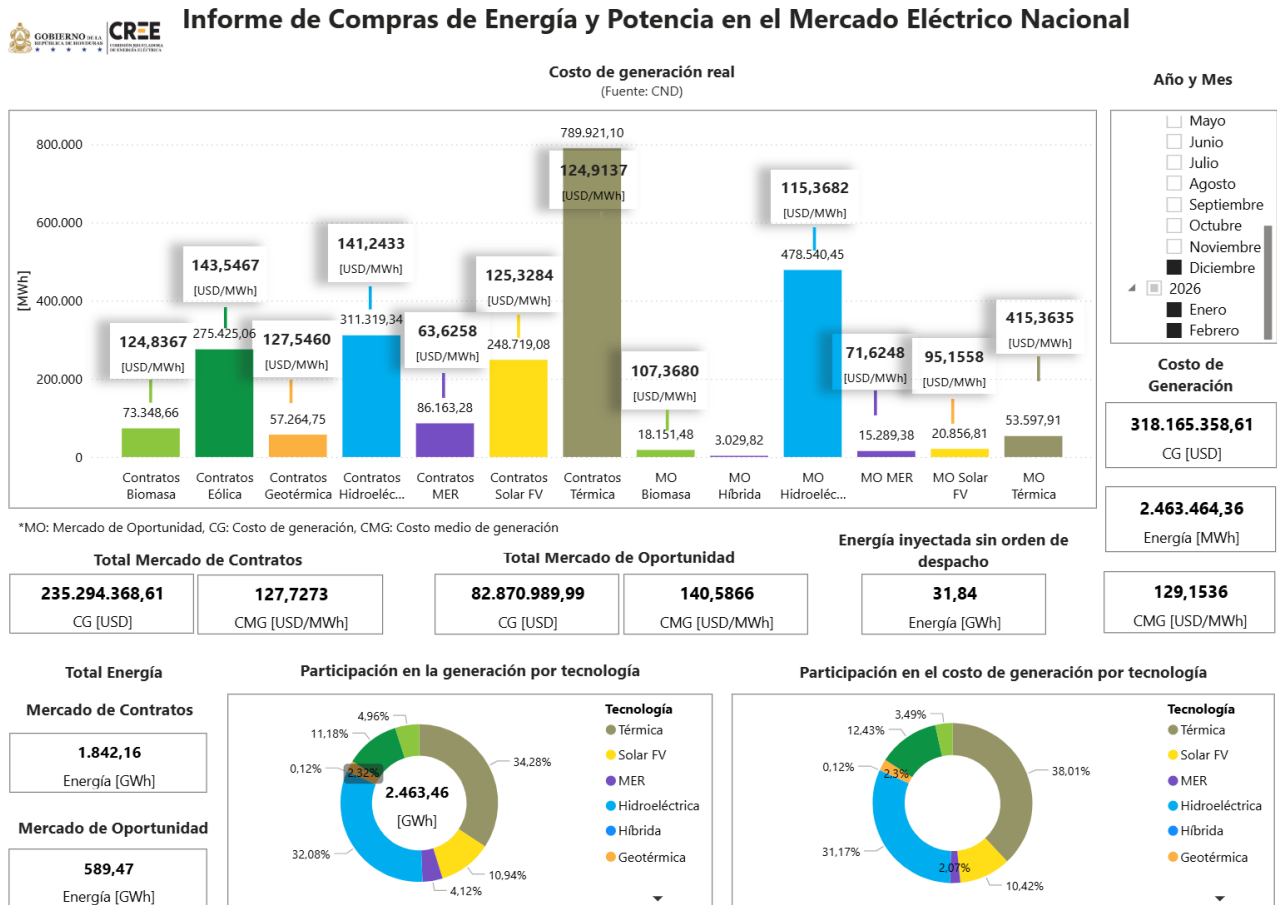


Fig. 7: Costos reales de generación correspondiente a diciembre de 2025, enero y febrero de 2026 (Datos: CND)

Es importante señalar que dentro de los cálculos de las liquidaciones se consideró lo siguiente:

- **Pago de centrales de la ENEE**

Las liquidaciones descritas en la tabla anterior incluyen el costo de la energía y potencia suministradas por las centrales propiedad de la ENEE, que son consideradas y valoradas como transacciones de oportunidad. A continuación, se presenta de manera detallada el monto que se reconoció a estas centrales entre los meses de diciembre de 2025, enero y febrero de 2026. En la tabla siguiente se observa que a la ENEE se le reconoce un monto de USD 49,090,864.39 por la energía y potencia firme que sus centrales aportaron al SIN en los meses antes indicados.

Tabla 4: Costos de generación de las centrales de la ENEE diciembre 2025 –febrero 2026 (Datos: CND)

Central	Energía [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
El Nispero	3.00	878.00	322,926.93	323,804.93	107.86
Santa María del Real	0.15	0.00	15,852.26	15,852.26	105.09
Cañaveral	2.33	52,886.42	232,932.58	285,819.00	122.85
El Cajón	328.99	5,951,347.40	32,476,002.57	38,427,349.97	116.80
Patuca	53.66	597,307.53	5,458,615.85	6,055,923.38	112.85
Río Lindo	31.30	455,016.04	3,086,729.45	3,541,745.49	113.14
Ceiba Térmica	2.07	74,665.73	227,266.88	301,932.61	145.78
Santa Fe	0.00	16,486.56	-0.05	16,486.51	-
La Puerta	0.00	121,950.25	0.00	121,950.25	-
Total	421.51	7,270,537.92	41,820,326.47	49,090,864.39	116.46

** El costo medio de generación elevado de ciertas centrales es consecuencia de la cantidad de energía que estas centrales aportaron en el periodo bajo análisis (Ver Anexo 6.3)

- **Liquidación de pago por potencia y energía de las centrales PANAM y EDTSA**

En función de la recomendación emitida en el dictamen legal DAJ-DL-25-2026 en la cual se indica que *“En atención a los antecedentes, normativa y valoraciones expuestas anteriormente, esta Dirección de Asesoría Jurídica recomienda trasladar a tarifas únicamente los costos asociados a los periodos comprendidos del 1 al 26 de enero del 2026 de los contratos firmes suscritos entre la ENEE con las sociedades mercantil denominadas Edenisa Energy Trading S.A. (EDETSA) y de Pan Am Generating Limited S.A. Lo anterior, en virtud que el traslado de los costos asociados a los referidos contratos a partir del 27 de enero de 2026 está sujeto a que el Congreso Nacional de la República de Honduras apruebe los referidos contratos según lo manda el artículo 205 literal 19” de la Constitución de la República de Honduras.*

Asimismo, en dicho dictamen se recomienda a la Secretaría General de la CREE que proceda a requerir al CND:

- a) Un documento, debidamente socializado con la ENEE, mediante el cual se indique los costos de potencia y energía de los contratos suscritos por parte de la ENEE y EDETSA y de Pan Am Generating Limited S.A., por el periodo de tiempo comprendido del 1 al 26 de enero de 2026.
- b) Que informe si los contratos firmes suscritos por parte de la ENEE con las sociedades mercantiles EDETSA y de Pan Am Generating Limited S.A., han sido autorizados por parte del Ente Operador Regional (EOR), conforme con lo establecido en la sección 6.3.2 de la Norma Técnica de Contratos. Asimismo, presentar la documentación de dicho hecho.

En este contexto, y atendiendo a los plazos definidos para realizar este ajuste, los costos vinculados a estos contratos se incorporarán en los costos de generación de la ENEE, hasta que la empresa cumpla con las disposiciones establecidas por el departamento legal de la CREE.

- **Prórroga del contrato No. 063-2011**

En el informe de ajuste tarifario del cuarto trimestre de 2024 se indicó que, con base en la recomendación de la DAJ, en la liquidación realizada para junio, julio y agosto de 2024, se

reconocerían y trasladarían de forma condicionada los costos del contrato No. 063-2011. Debido a que la situación de esta prórroga continua en revisión de la DAJ y dado que no se ha acreditado ante la CREE el laudo arbitral mediante el cual se instruye la prórroga del plazo del referido contrato, los costos de dicho contrato se seguirán trasladando de forma condicionada en el mercado de contratos, es decir, se reconocerán los costos de dicho contrato dentro de los costos de generación a trasladar a la tarifa de usuario final.

- **Modificaciones a los contratos de compra de energía y potencia**

Mediante el Decreto No. 3-2025 publicado en el Diario Oficial La Gaceta número 36,786 el lunes 10 de marzo del 2025, se aprobaron las modificaciones a 18 contratos de suministro de energía y potencia suscritos entre la ENEE y distintas empresas generadoras. En el marco de estas modificaciones el Departamento de Tarifas solicitó a la DAJ que emitiera un dictamen legal, el cual debía contener, entre otras cosas, la revisión de las modificaciones contractuales aprobadas mediante el referido decreto y la fecha de entrada en vigencia de cada una, y la verificación del cumplimiento de cada condición establecida como requisito para la entrada en vigencia de las modificaciones, particularmente lo relativo al cumplimiento de actas de conciliación y pago de saldos adeudados. Esto con el fin de conocer la fecha exacta en que las modificaciones serán aplicadas.

El Acuerdo CREE 78-2025 establece que, basado en un dictamen legal emitido por la DAJ, se recomienda trasladar provisionalmente los precios de los contratos de suministro de potencia y energía renegociados y aprobados por el Congreso Nacional, reflejados en las liquidaciones enviadas por el CND. Este traslado se aplicará de forma condicionada hasta completar el proceso de revisión legal correspondiente.

En este sentido, la DAJ mediante opinión legal identificada como DAJ-OL-020-2025, reafirmó la recomendación de trasladar dichos costos para efectos tarifarios. Estos costos, derivados de los contratos renegociados aprobados mediante el decreto legislativo número 03-2025, se desprenden de la información proporcionada en los documentos enviados por el CND. Sin embargo, esta medida es temporal mientras continúa la verificación pendiente de documentación adicional que la ENEE debe acreditar según lo requerido por la DAJ en relación con los citados contratos renegociados.

En función de lo anterior, la DAJ podría dar respuesta conforme a las exigencias hechas por el Departamento de Tarifas, asegurando el estricto cumplimiento de la solicitud presentada.

- **Liquidación de la central híbrida ENERESA**

En la liquidación correspondiente a noviembre de 2025, asociada al expediente LT-12-2025, se identificó la incorporación de una nueva central híbrida denominada Energía Responsable, S.A. de C.V.(ENERESA). En atención a ello, el Departamento de Tarifas, mediante el memorándum DT-064-2025, solicitó a la DAJ que indicara bajo qué figura debía considerarse dicha central y de qué manera debían incorporarse sus costos en los costos de generación que se trasladan a las tarifas de los usuarios finales.

Al respecto, mediante Acuerdo CREE-170-2025, la DAJ identificó que ENERESA se encuentra inscrita en el Registro Público de Empresas del Sector Eléctrico de la CREE, exclusivamente para el proyecto denominado ENERESA Fotovoltaico con una capacidad instalada de 6.125 MW. Sin embargo, conforme a la información provista por el CND, ENERESA se encuentra autorizada para realizar transacciones de compra y venta en el MEN, con una capacidad instalada de 12.6 MW y un sistema de almacenamiento de energía de baterías con una capacidad total de 9.6 MW/ 18 MWh, valores que exceden los registrados ante la CREE, y que, de acuerdo con la LGIE, cada vez que se produzcan cambios en las características de las instalaciones o de su operación, deberá ser notificado ante la CREE. En consecuencia, mediante el acuerdo segundo se indica lo siguiente: “Aprobar el traslado de los costos de la central ENERESA en la tarifa de los usuarios finales de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), únicamente en lo relativo a los costos derivados de la capacidad de seis punto ciento veinticinco megavatios (6.125 MW), en virtud de que conforme a la Resolución CREE-03-2024 de fecha tres (03) de noviembre de dos mil veinte (2020), la referida sociedad mercantil solamente se encuentra habilitada para realizar la actividad de generación por dicha capacidad”.

Teniendo en cuenta que ENERESA presentó el 12 de enero de 2026 un recurso de reposición contra el Acuerdo CREE-170-202, que fue desestimado mediante la Resolución CREE-08-2026 del 13 de marzo de 2026, el departamento de tarifas procederá a incluir en el tercer ajuste trimestral de 2026 los ajustes pertinentes señalados en dicho acuerdo, incorporándolos en el costo de generación bajo la categoría de "Otros Ajustes".

- **Arrendamiento de centrales**

En fecha 30 de junio de 2025 la DAJ mediante dictamen DAJ-DL-045-2025, recomendó que se incluyan de manera condicionada dentro de la liquidación del MEO los costos de las 8 centrales de arrendamiento, hasta que se culmine el proceso de revisión.

Considerando que la DAJ aún no se ha pronunciado sobre este tema y conforme con el acuerdo CREE-78-2025 correspondiente al ajuste tarifario anterior, se continuaran trasladando de forma condicionada los costos detallados en la tabla siguiente:

Tabla 5: Costo de generación de las centrales "Arrendamiento" Dic 2025 – Feb 2026 (Datos: CND)

Planta	Energía [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Arrendamiento San Isidro	0.08	474,295.60	23,567.90	497,863.50	6,180.79
Arrendamiento Brassavola	-0.56	3,389,016.17	-55,834.86	3,333,181.31	-5,946.22
Arrendamiento Danlí	3.43	263,751.20	658,179.68	921,930.88	268.87
Arrendamiento Santa Rosa	13.39	467,256.76	2,169,582.29	2,636,839.05	196.92
Arrendamiento El Progreso	-0.03	748,056.00	4,310.84	752,366.84	-25,856.09
Arrendamiento El Nispero	0.41	262,688.73	84,666.49	347,355.22	847.36
Arrendamiento Santa Marta	-0.05	495,367.60	-2,772.85	492,594.75	-10,143.22
Arrendamiento Villanueva	-0.12	2,236,002.60	5,535.32	2,241,537.92	-18,272.99
Total	16.55	8,336,434.66	2,887,234.81	11,223,669.47	678.22

**El costo medio de generación elevado de estas centrales es consecuencia de la cantidad de energía que estas centrales aportaron en el periodo bajo análisis.

- **Centrales que inyectaron al SIN sin contar con una instrucción de despacho por parte del CND**

Con el fin de su traslado a tarifas, el CND en su calidad de operador del sistema informó sobre centrales generadoras que se encontraban inyectando energía al Sistema Interconectado Nacional sin contar con una instrucción de despacho por parte de este, en este sentido dicha energía debe ser reconocida a **precio cero** al aplicar lo establecido en el artículo 7 de la Norma Técnica de Liquidación del Mercado Eléctrico de Oportunidad. En la tabla siguiente se muestra de manera detallada para este período de revisión (diciembre de 2025, enero y febrero de 2026) la energía total que inyectó cada central sin recibir instrucciones de despacho por parte del CND.

Tabla 6: 5Centrales que inyectaron al SIN sin contar con instrucciones de despacho (Datos: CND)

Central	Energía total diciembre 2025 – febrero 2026 [MWh]
CELSUR	30,640.0960
NACAOME	362.8217
PECSA 138 kV (Energía a costo cero)	821.9827
CEIBA TÉRMICA **	5.8319
PECSA 69kV U1	5.7448
PECSA 69kV U5	-
TÉRMICA VILLA NUEVA	6.1868
Total	31,837.2269

3.3. Cálculo de la diferencia entre los costos de generación reales y los previstos

En la Tabla 7: 6 siguiente se muestran los costos reales de energía y potencia en los que incurrió la ENEE, la diferencia mensual entre estos costos y los costos previstos, y la diferencia acumulada para los meses de diciembre de 2025 a febrero de 2026. En esta ocasión el costo de generación real fue mayor que el costo proyectado, causando un saldo a favor de la ENEE por un monto de USD 1,390,951.42 el cual debe ser recuperado sumándolo al Costo Base de Generación previsto para el segundo trimestre del año 2026.

Tabla 7: 6Costos de energía y potencia previstos y reales diciembre 2025- febrero 2026 (Datos: CND)

Mes	Costo real [USD]		Costo previsto [USD]		Diferencia [USD]		Total [USD]
	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	
Dic_2025	98,973,586.39	18,283,350.81	104,380,894.88	15,544,889.08	-5,407,308.49	2,738,461.73	-2,668,846.7623
Ene_2026	86,553,034.98	17,354,496.03	88,125,855.35	15,178,357.49	-1,572,820.37	2,176,138.54	603,318.17
Feb_2026	78,946,149.26	18,054,741.14	79,800,048.34	13,744,362.04	-853,899.08	4,310,379.09	3,456,480.01
Total	264,472,770.63	53,692,587.98	272,306,798.57	44,467,608.61	-7,834,027.94	9,224,979.37	1,390,951.42512

3.4. Pagos diferidos

El artículo 51 del Reglamento establece que en caso de que la CREE identifique que la variación entre el costo de generación real y el costo base de generación previsto provoque fluctuaciones mayores al 5 % en la tarifa promedio al usuario final deberá de comunicar a la ENEE el monto que resulta de la diferencia identificada y solicitar: i) el monto que se propone diferir, ii) el periodo de recuperación de los saldos a diferir, que no será mayor a cuatro trimestres, iii) el tipo de cambio que se utilizó para proponer el monto a diferir, iv) la tasa de interés trimestral a utilizar y v) en caso

de aplicar, detallar el monto total acumulado de las cuentas por cobrar que resulten producto de la aplicación del mecanismo establecido en este artículo.

En función de lo anterior, la CREE mediante el oficio CREE-666-2025 comunicó a la ENEE que se ha identificado una variación entre el costo de generación real y el costo base de generación previsto que ocasionó que la tarifa promedio a aplicar al usuario final en el primer trimestre de 2026 sea del 10.37 % superior a la tarifa promedio del cuarto trimestre de 2025, por lo que la ENEE podía diferir parte del ajuste hasta por un monto de USD 37,000,000.00 y presentar la información de acuerdo con lo establecido en el artículo 51. Asimismo, se informó que en caso de querer diferir dicho monto la ENEE deberá enviar a la CREE una solicitud. La ENEE en fecha 30 de diciembre de 2025 envió una solicitud para diferir en los próximos trimestres de 2026 parte del monto que ocasionaría dicho aumento e indicó lo siguiente:

1. El monto por diferir será de USD 25,500,000.00
2. El monto se diferirá en los siguientes periodos trimestrales del 2026.
3. El tipo de cambio es de 26.5109 HNL / USD.
4. El interés trimestral por utilizar será 2.7358%.
5. El monto total acumulado es de USD 25,500,000.00 para aplicar en los siguientes períodos trimestrales 2026.

En la solicitud previamente mencionada, la ENEE no especificó cómo se distribuiría el monto indicado. No obstante, en marzo de 2026 presentó ante esta Comisión el oficio GGENEE-216-03-2026, en el cual detalló que el importe destinado al segundo ajuste tarifario de ese año asciende a USD 17,000,000.00. Como resultado, el monto total acumulado pendiente se establece en USD 8,500,000.00, que será aplicado en los períodos trimestrales restantes de 2026. Además, deberá cubrirse la suma de USD 232,543.00 correspondiente a los intereses generados sobre dicho importe.

En función de lo anterior, el ajuste correspondiente al segundo trimestre de 2026 deberá incorporar no solo el monto solicitado por la ENEE, sino también el interés generado, el cual debe ser trasladado en este mismo período, incorporando dentro de los costos de generación, bajo la modalidad de "Otros Ajustes" un total de **USD 17,232,543.00**, como un cargo que debe recuperar la ENEE mediante tarifas.

3.5. Cargos por complementos de facturas

La LGIE establece en su artículo 18 que las tarifas deben reflejar los costos de generación, transmisión y distribución, así como otros costos por proveer el servicio.

Bajo este marco normativo, es importante aclarar que, tras la publicación del Decreto Legislativo No. 03-2025 en el diario oficial "La Gaceta", se ratificó las modificaciones a diversos contratos de generación suscritos entre la ENEE y las sociedades mercantiles FOTERSA (Contrato 015-2014), EEHSA (Contrato 049-2008) y SERSA I y II (Contratos 007-2014 y 008-2014). Aunque el Centro Nacional de Despacho remitió desde abril los documentos de liquidación con los precios renegociados, la Dirección de Asesoría Jurídica de la CREE, mediante el dictamen DAJ-OL-020-2025

del 28 de septiembre de 2025, señaló que la ENEE solo ha acreditado la documentación correspondiente a seis contratos. Por lo anterior, la Dirección recomendó realizar un nuevo requerimiento de información a la estatal eléctrica para validar el traslado de los costos renegociados a la tarifa; de lo contrario, y conforme al artículo 18 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), el próximo ajuste tarifario deberá realizarse incorporando los valores de los contratos originales.

Bajo este contexto, cabe señalar que mediante el Acuerdo CREE-135-2025 del 7 de octubre de 2025, esta Comisión aprobó de forma condicionada el traslado de los costos de los precios renegociados, supeditando dicha validación a que la ENEE presentara la documentación técnica requerida. En seguimiento a lo anterior, el Centro Nacional de Despacho (CND) remitió el 25 de febrero de 2026, mediante el oficio GD-085-02-2026, la información técnica sobre los costos base de generación correspondientes a enero de 2026.

Tras el análisis de dicha documentación, se determinó mediante el Dictamen Legal DAJ-DL-27-2026 que procede la aprobación del traslado del complemento de pago para las facturas de los contratos No. 007-2014, 008-2014, 015-2014 y 049-2008, conforme a los valores que se detallan a continuación:

1. En cuanto al desglose técnico de las liquidaciones, para el mes de abril de 2025 se determinaron montos totales por pagar de USD 614,525.37 para Fotersa, USD 607,681.95 para Sersa I y USD 876,469.85 para Sersa II; al contrastar estos valores con los montos ya pagados de USD 443,808.78, USD 438,866.46 y USD 632,984.46 respectivamente, se establecieron los complementos de USD 170,716.59, USD 168,815.49 y USD 243,485.39 a favor de cada central.
2. Por su parte, en el mes de mayo de 2025, la central EEHSA registró un monto total por pagar de USD 2,794,134.49, del cual ya se habían liquidado USD 2,203,052.64, resultando en un complemento de USD 591,081.85. Para las centrales Fotersa, Sersa I y Sersa II, los montos totales fueron de USD 571,669.96, USD 568,145.94 y USD 806,022.83; tras considerar los pagos previos de USD 413,944.82, USD 411,429.16 y USD 583,685.12, los complementos finales a pagar se fijaron en USD 157,725.13, USD 156,716.77 y USD 222,337.70, respectivamente.

En función de lo anterior, la CREE, mediante el Dictamen Legal DAJ-DL-27-2026, aprobó el monto de USD 1,710,878.87 para ser transferido a las tarifas de los usuarios de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, como un cargo asociado al complemento de facturas, el cual en esta ocasión resultó es a favor de la ENEE.

Adicionalmente, se ha incorporado en el presente ajuste un monto de USD 99,637.40 correspondiente a la central ENERSA (Contrato 071-2018), derivado de la diferencia entre el factor de disponibilidad facturado y el factor de disponibilidad ajustado para el periodo comprendido entre marzo y noviembre de 2025. Es importante precisar que dicho valor se registra a favor de la demanda, por lo que actúa como un cargo compensatorio que reduce el impacto de los costos de generación en la liquidación final, asegurando el cumplimiento de los parámetros de disponibilidad establecidos en el contrato mencionado.

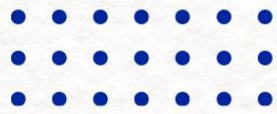
En conclusión, tras consolidar los montos detallados anteriormente, se establece un valor de USD 1,710,878.87 a favor de la ENEE por concepto de complementos de pago, el cual es compensado por el ajuste de USD 99,637.40 a favor de la demanda derivado del factor de disponibilidad de la central ENERSA. De esta manera, el cargo total neto por otros ajustes en facturas asciende a USD 1,611,241.53, monto que deberá ser integrado en el presente ajuste.

3.6. Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 2do trimestre 2026

El costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 2do trimestre de 2026 se compone: i) del costo base de generación previsto para el año 2026, ii) de la diferencia entre los costos reales y previstos de los meses de diciembre de 2025, enero y febrero de 2026 y iii) de otros ajustes, el cual incorpora el impacto de la solicitud de diferir. En ese sentido, en la tabla siguiente se muestra el costo medio de generación para el 2do trimestre de 2026, el cual es de 132.2234 USD/MWh.

Tabla 8: 7Costo medio total de generación 2do trimestre 2026 (Datos: CND)

	Energía [MWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Previsto segundo trimestre 2026	3,182,337.81			400,544,847.88	125.86
Diferencial diciembre 2025- febrero 2026		-7,834,027.94	9,224,979.37	1,390,951.34	
Pago diferido				17,232,543.00	
Otros ajustes				1,611,241.53	
Ajuste abril 2026-junio 2026	3,182,337.81			420,779,583.75	132.2234



TIPO DE CAMBIO DEL DOLAR DE LOS EE.UU.



Tipo de cambio del dólar de los EE. UU.

El tipo de cambio es otro factor que impacta de manera directa en los costos de generación y en los costos de los activos de la ENEE. Para este periodo de ajuste se utilizó un tipo de cambio de 26.6817 lempiras por dólar, vigente el día 30 de marzo de 2026. Con respecto al tipo de cambio anterior aumentó un 0.64 %. La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra la variabilidad del tipo de cambio de los últimos 3 años.

Tipo de cambio del dólar de los EE. UU
(Fuente: ENEE, BCH)

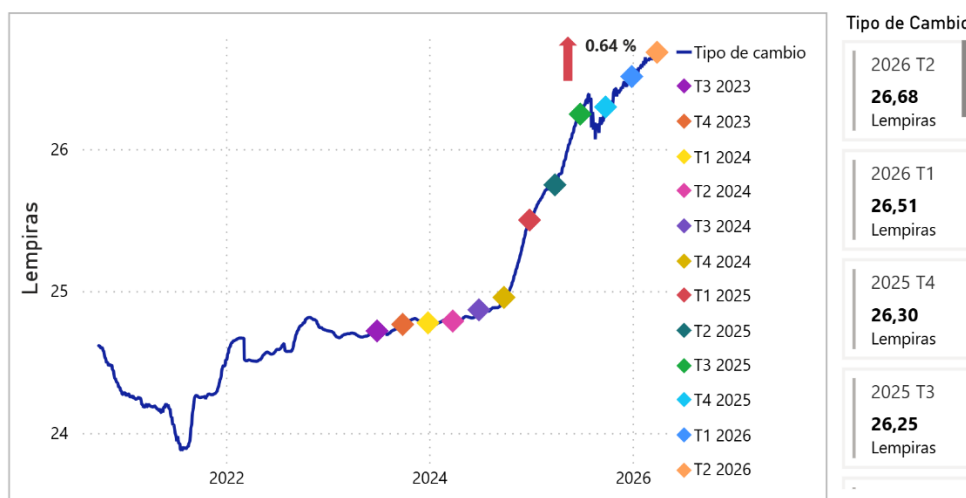
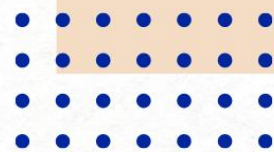


Fig. 8: Tipo de cambio a utilizar para el 2do ajuste tarifario 2026 (Datos: BCH)



TARIFA APLICAR A LOS USUARIOS FINALES EN EL 2DO TRIMESTRE DE 2026



Tarifa para aplicar a los usuarios finales en el 2do trimestre de 2026

4.1. Tarifa 2do trimestre 2026

Una vez definido el ajuste al Costo Base de Generación, el tipo de cambio que incidirán en el cálculo de la estructura tarifaria y demás costos, se calculó la nueva estructura tarifaria a aplicar para este segundo ajuste tarifario. La herramienta computacional utilizada para realizar dicho cálculo es el CALCUTA (un modelo que aplica la metodología establecida en el Reglamento), en el cual se ingresan como variables de entrada:

- El tipo de cambio, para convertir a lempiras todos los costos asociados (costos de generación y costo de base de activos de transmisión y distribución);
- Los costos relacionados con la operación y administración con la operación del mercado nacional, así como los relacionados con el MER y con los costos por generación forzada.
- Los costos de energía y potencia que son calculados de acuerdo con la metodología que se establece en el Reglamento e imputados a las salidas de cada módulo de red y asignados a cada categoría tarifaria.

La distribución e imputación de todos los costos antes indicados ocasionó un aumento en la tarifa promedio de 10.49% con respecto a la tarifa promedio del primer trimestre de 2026, la cual pasa de 4.81 HNL/kWh a 5.32 HNL/kWh (ver anexos).

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra la contribución de cada uno de los componentes de costo o cargo a la tarifa promedio. Se observa que en este nuevo ajuste el costo de generación resulta en un aumento de 0.4912 HNL/kWh y el tipo de cambio de cambio en un aumento de 0.0139 HNL/kWh.

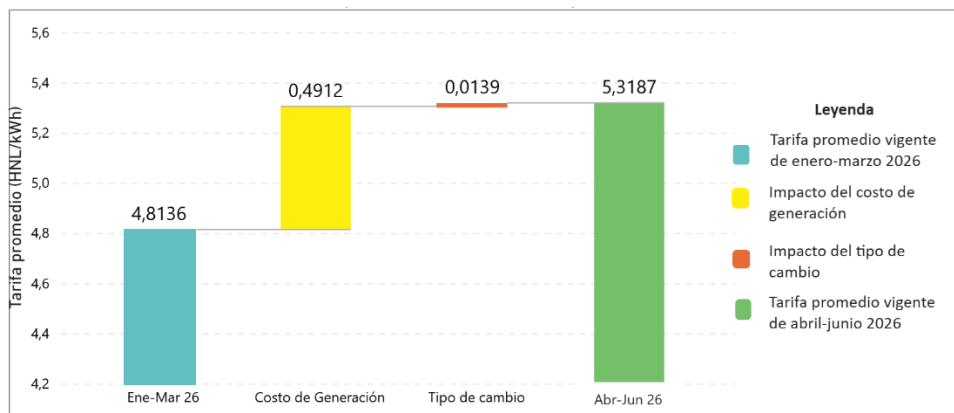


Fig. 9: Contribución de variables en el cálculo de la tarifa promedio

4.2. Componentes de costos de la tarifa promedio

La tarifa se divide principalmente en cuatro componentes: generación, transmisión, distribución y comercialización; cada uno de ellos representa un costo a cubrir y su suma representa el valor total de la tarifa promedio. La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra la participación de cada componente en la tarifa promedio de los últimos cinco ajustes.

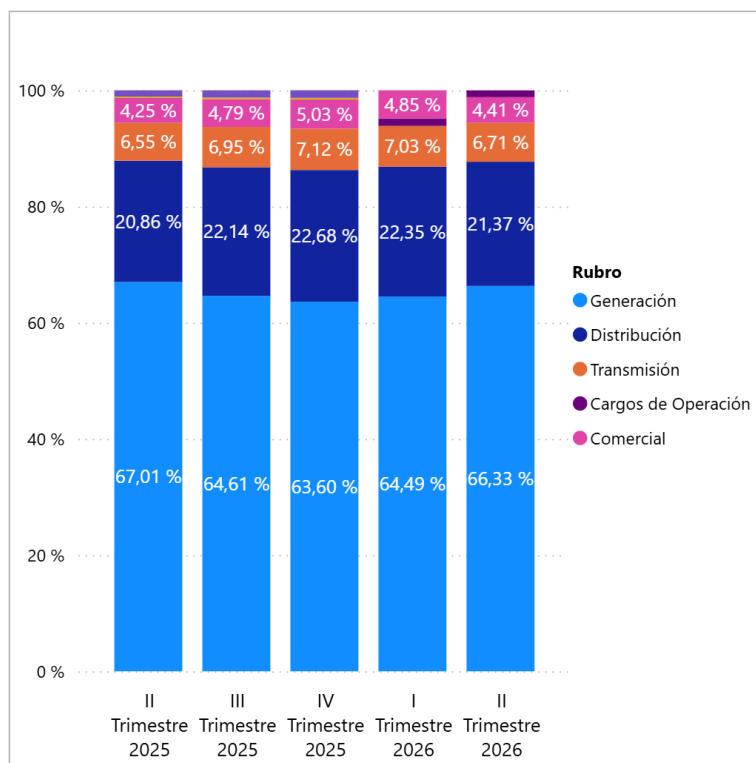


Fig. 10: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE)

4.3. Estructura tarifaria

Partiendo de las consideraciones antes expuestas, se presenta en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** la estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir de abril de 2026. Para fines de comparación, se incluyen los valores de la estructura tarifaria del trimestre anterior.

Tabla 9:8 Estructura tarifaria para usuarios de la ENEE vigente a partir de abril 2026

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[HNL/Abonado -mes]		[HNL/kWh]		[HNL/kW-mes]	
	ene-mar 2026	abr-jun 2026	ene-mar 2026	abr-jun 2026	ene-mar 2026	abr-jun 2026
Residencial						
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	59.10	59.31	3.9816	4.4090		
Consumo mayor de 50 kWh/mes						
Primeros 50 kWh/mes	59.10	59.31	3.9816	4.4090		
Siguientes kWh/mes			5.1811	5.7372		
Baja Tensión	59.10	59.31	5.2044	5.7511		

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[HNL/Abonado -mes]		[HNL/kWh]		[HNL/kW-mes]	
	ene-mar	abr-jun	ene-mar	abr-jun	ene-mar	abr-jun
	2026	2026	2026	2026	2026	2026
Alumbrado Público	68.23	68.67	4.0459	4.5032		
Media Tensión	2,651.09	2,668.17	3.2238	3.6889	333.8708	336.0218
Alta Tensión	6,627.73	6,670.43	3.0252	3.4735	288.2249	290.0818

Con el propósito de comparar el impacto que tendrá el ajuste de la tarifa en las diferentes categorías de usuarios, en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presenta una comparación entre las tarifas promedios vigentes y las anteriores. Debe señalarse que el servicio de alta tensión será el más afectado con este nuevo ajuste con un aumento de 12.39%.

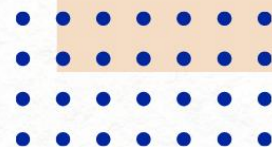
Tabla 10: 9 Comparación entre ajustes de tarifas promedio
(enero-marzo 2026 – abril-junio 2026)

Servicio:	Tarifa Promedio* [HNL/kWh]		Aumento	
	ene-mar 2026	abr-jun 2026	[HNL/kWh]	[%]
Residencial	5.24	5.76	0.52	9.86%
Baja Tensión	5.26	5.81	0.55	10.40%
Media Tensión	4.09	4.56	0.47	11.51%
Alta Tensión	3.65	4.10	0.45	12.39%

*Costo promedio mensual (se compone del costo de servicio comercial y de los costos de energía y potencia)



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



Conclusiones y recomendaciones

Una vez analizados las variaciones de los factores que afectan el costo de generación y la variación del tipo de cambio, se presentan las siguientes conclusiones y recomendaciones:

5.1. Conclusiones

- El impacto de las variables que afectan el costo de compra de energía y potencia por la ENEE para el suministro de sus usuarios, el monto a diferir que solicitó esta empresa resulta en un costo base de generación ajustado de 132.2234 USD/MWh para el trimestre de abril a junio de 2026, mayor al valor de 117.1034 USD/MWh que fue aplicado para el trimestre anterior, o sea un aumento de 12.91%.
- El tipo de cambio para determinar las tarifas finales ajustadas fue de 26.6817 lempiras por dólar, el cual es 0.64 % mayor con respecto al tipo de cambio de 26.5109 lempiras por dólar que sirvió de referencia para establecer las tarifas del trimestre anterior.
- Como resultado de las variaciones de los factores que afectan el costo de generación y la variación del tipo de cambio da como resultado un incremento global del precio de la tarifa, la cual pasa de 4.81 HNL/kWh para el trimestre anterior a un valor de 5.32 HNL/kWh estimado para este nuevo ajuste, lo que en términos porcentuales significa un aumento del 10.49 %.

5.2. Recomendaciones

Con base en lo anterior, se recomienda al Directorio de Comisionados, sin perjuicio de las revisiones y análisis jurídicos que correspondan, aprobar la siguiente estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir de abril de 2026:

Tabla 11:10 Estructura tarifaria ENEE de abril a junio de 2026

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Potencia	Precio de la Energía
	L/abonado-m	L/kW-mes	L/kWh
Servicio Residencial			
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	59.31		4.4090
Consumo mayor de 50 kWh/mes	59.31		
Primeros 50 kWh/mes			4.4090
Siguientes kWh/mes			5.7372
Servicio General en Baja Tensión	59.31		5.7511
Servicio en Media Tensión	2,668.17	336.0218	3.6889
Servicio en Alta Tensión	6,670.43	290.0818	3.4735

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	L/Lámpara-m	L/kWh
Alumbrado Público	68.67	4.5032



ANEXOS



Anexos

6.1. Datos usados en el modelo CALCUTA

- Tipo de cambio

Definición de Bloques Horarios											
Día	Período de Punta			Período Intermedio				Período de Valle			
	Total Horas	Inicio	Horario	Fin	Total Horas	Inicio	Horario	Fin	Total Horas	Inicio	Fin
Laborable	10	11	16	22	9	6	10	17	5	1	5
Sábado	2	13	13	20	16	7	12	19	6	1	6
Domingo y Feriado	0	20	20		8	12	13	23	16	14	17
						18	23			24	24

Días y Horas	Financieras y Cambiarias	Fecha de Ajuste
Número de Horas al año	Tasa de Descuento	
8,760	10.5%	
Total Días Laborables al año	Tipo de Cambio	Mes / Año:
251	26.6817	mar-26
Total Sábados al año		
52		
Total Domingos y Feriados al año		
62		
Año de Inicio de Anualidades de Transmisión y Distribución		
2016		

Horas de Maxima Demanda para Factor de Contribucion:	
Hora 1	11
Hora 2	12
Hora 3	19
Hora 4	20

- Costos de generación

Costos Marginales y Generación					
Costo Marginal de la Potencia \$/kW-año					
Tipo Costo Marginal de Potencia \$/kW-año:	Costo de Turbina de Gas (Datos EIA)				
Supuestos	<p>Por cada kW de Demanda Máxima es necesario instalar 1.1 kW de Capacidad Nueva. La desviación de condiciones normales de elevación y temperatura resulta en reducción de 5% de capacidad de placa. La turbina de gas tendrá una tasa de paros forzados del 2%</p>				
Costo de Inversión de Turbina de Gas \$/kW instalado	676				
Costo O&M \$/kw año	7.04				
Años Vida útil de Turbina	20				
Factor con reducción de capacidad	95%				
Paros Forzados	2%				
Capacidad a instalar por kW de demanda máxima	1.1				
Cálculos:					
FRC Turbina de Gas	0.12				
Anualidad	82.129447				
O&M \$/kw año	7.040000				
Costo de Operación	89.169447				
	Factor 1.1				
	$CF = \frac{FRC \cdot I + COM}{OVS(1 - FOW)}$				
Costo de Capacidad de Generación \$/kW-año	115.89				
	115.8915481 VERDADERO				
Precio del Búnker y Costos Marginales					
Precio del Búnker \$/Bbl					
Búnker a \$/Bbl					
Costos Marginales de Energía Generada US\$/MWh					
Bloque Horario	230 kV	138 kV	69 kV	34.5 kV	Ponderado con Energía
Punta	135.27	147.49	131.25	107.67	
Intermedio	110.55	117.48	107.13	98.20	
Valle	83.60	87.29	82.90	79.55	

6.2. Datos de salida en el modelo CALCUTA

- Estructura tarifaria

Tarifas Finales por Categorías de Servicio y Rangos de Consumo													
Fecha de Ajuste: 31/3/2026													
Variables de Entrada de Subsidio													
Factor Subsidio Cruzado 1 0.83													
Factor Subsidio Cruzado 2 1.08													
	Tarifas Sin Subsidio							Tarifas Con Subsidio					
	Servicio Comercial L/abnd-m	Potencia L/kW-m	Energía Punta L/kWh	Energía Intermedio L/kWh	Energía Valle L/kWh	Monómico (Potencia y Energía)* L/kWh	Costo promedio L/kWh	Cargo Fijo L/abnd-m	Potencia L/kW-m	Energía Punta L/kWh	Energía Intermedio L/kWh	Energía Valle L/kWh	Monómico (Potencia y Energía)* L/kWh
Servicio Residencial 0 - 50 kWh/mes	59.3111	219.4485	4.9504	3.9383	2.7430	5.3120	7.6777	59.3111	182.1423	4.1088	3.2688	2.2767	4.4090
> 50 kWh/mes	59.3111	219.4485	4.9504	3.9383	2.7430	5.3120	5.6453	59.3111	237.0123	5.3466	4.2535	2.9626	5.7372
Servicio General en BT	59.3111	267.6043	5.0754	4.0378	2.8123	5.7511	5.8020	59.3111	267.6043	5.0754	4.0378	2.8123	5.7511
Alumbrado Público	68.6698	355.6476	4.7757	3.7993	2.6462	4.5032	5.7586	68.6698	355.6476	4.7757	3.7993	2.6462	4.5032
Servicio Industrial en MT	2,668.1700	336.0218	4.5039	3.6148	2.5414	3.6889	4.5617	2,668.1700	336.0218	4.5039	3.6148	2.5414	3.6889
Servicio Industrial en AT	6,670.4250	290.0818	4.2676	3.3999	2.4444	3.4735	4.1027	6,670.4250	290.0818	4.2676	3.3999	2.4444	3.4735
							Promedio Global	5.318724788					
								4.016984140					
PUEGO TARIFARIO													
SERVICIO	Tarifa Simple			Tarifa Horaria									
	Cargo Fijo L/abonado-m	Precio de la Potencia L/KW-mes	Precio de la Energía L/kWh	Cargo Fijos	Precio de la Potencia L/KW-mes	Punta L/kWh	Intermedio L/kWh	Valle L/kWh					
Servicio Residencial Consumo de 0 a 50 kWh/mes	59.31		4.4090										
Consumo mayor de 50 kWh/mes	59.31		4.4090										
Primeros 50 kWh/mes			5.7372	59.3111	237.0123	5.3466	4.2535	2.9626					
Siguientes kWh/mes			5.7372										
Servicio General en Baja Tensión	59.31		5.7511	59.3111	267.6043	5.0754	4.0378	2.8123					
Alumbrado Público*	68.67		4.5032										
Servicio en Media Tensión	2,668.17	336.0218	3.6889	2,668.1700	336.0218	4.5039	3.6148	2.5414					
Servicio en Alta Tensión	6,670.43	290.0818	3.4735	6,670.4250	290.0818	4.2676	3.3999	2.4444					

Tarifa Nueva	5.3187
Tarifa Actual	4.8136
Diferencia	10.4934%

*El cargo fijo para el alumbrado público es un cargo por lámpara por mes.

6.3. Factor de planta

En la tabla siguiente se presenta un promedio ponderado de los factores de planta de las centrales que inyectaron energía en el SIN para los meses de diciembre de 2025, enero y febrero de 2026. Es importante considerar este factor al momento de evaluar el valor de los costos medios de generación de cualquiera de estas centrales.

Tabla 1211. Factor de planta de centrales que forman parte del SIN diciembre 2025 –febrero 2026 (Datos: CND)

0>=Factor de planta<20%		20%>=Factor de planta<50%		50%>=Factor de planta<100%	
Central	Factor de planta [%]	Central	Factor de planta [%]	Central	Factor de planta [%]
ECOPALSA	0.00	ACEYDESA	24.85	CAHSA	68.76
MEREDON POWER PLANT	0.00	AZUNOSA	42.18	CELSUR	62.87
LOS PINOS	0.00	PLANTA SAN MARCOS	47.30	CHUMBAGUA	59.94
YODECO	0.00	CINCO ESTRELLAS	24.10	CARACOL KNITS	79.82
CIHESA	19.49	COHESA	26.58	GREEN POWER PLANT	88.85
FRAY LAZARO	18.52	CHOLUTECA II	23.57	TRES VALLES	71.18
NACAOME II	17.99	CHOLUTECA I	25.26	CERRO DE HULA	53.25
EL POLLITO	11.02	ENERBASA	22.00	CHINCHAYOTE	63.38
PATUCA SOLAR	0.00	ENERESA	26.14	GEOPLATANARES	84.15
RIO BETULIA	17.79	NACAOME I	24.72	AGUA VERDE	65.74
CHACHAGUALA	17.73	FOTERSA	23.77	BABILONIA	96.56
CORRAL DE PIEDRAS	3.50	HELIOS	27.25	CHAMELECON	67.83
EL COYOLAR	0.00	LAS LAJAS	24.81	CANJEL	55.78
HIDROYOJOA	0.00	LLANOS DEL SUR	21.18	CORTESITO	68.68
NACAOME	2.16	MECER	24.49	CECECAPA	78.61
NISPERO	14.63	MARCOVIA	21.46	CORONADO	64.39
SANTA MARIA DEL REAL	6.80	PRADOS SUR	22.61	CUYAGUAL	70.91
CAÑAVERAL	12.06	SOPOSA	27.52	CUYAMEL	82.44
LA ESPERANZA	14.59	SAN ALEJO	27.40	LAS GLORIAS	89.90
ARRENDAMIENTO EL PROGRESO	0.29	LA AURORA	26.89	GENERA LOS LAURELES	92.44
ARRENDAMIENTO LAEISZ DANLÍ	14.64	CHURUNE	40.64	MEZAPA	86.61
ARRENDAMIENTO LAEISZ SAN ISIDRO	0.74	LOS LAURELES	29.01	MANGUNGO	98.89
ARRENDAMIENTO EL NISPERO	5.47	PENCALIGUE	38.69	MORJA	67.36
ARRENDAMIENTO SANTA MARTA	0.00	RIO FRIO	30.21	PEÑA BLANCA	68.11
ARRENDAMIENTO VILLANUEVA	0.29	RIO GUINEO	28.89	NISPERO II	73.59
ARRENDAMIENTO BRASSAVOLA	0.00	RIO QUILIO	43.85	RIO BLANCO	92.77
CEIBA TÉRMICA	11.86	SAZAGUA	24.40	SAN CARLOS	67.30
EMCE CHOLOMA	0.97	YAGUALA	29.65	SAN JUAN PUEBLO	92.58
ELCOSA	2.24	CUYAMAPA	48.59	SAN MARTIN	85.43
LAEISZ JUTICALPA	0.82	PATUCA III	24.87	ZACAPA	65.89
PLANTA TÉRMICA LAEISZ	0.59	RIO LINDO	26.81	ZINGUIZAPA	76.40
LA PUERTA	0.00	ARRENDAMIENTO SANTA ROSA	32.20	EL CAJÓN	51.20
LUFUSSA VALLE	7.37	ENERSA COGENERACIÓN	25.98	MATARRAS	95.51
PECSA 138	1.25	LA ENSENADA	28.65	SHOL	50.90
PECSA 69 U4	0.00	EL FARO	28.81	LA VEGONA	51.62
SANTA FÉ	0.00	LAIESZ LA ESPERANZA	20.28	BECOSA	80.32
TÉRMICA VILLANUEVA	0.00	PECSA 69	20.31	ENERSA	70.82
				LUFUSSA III	68.72