



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS
★ ★ ★ ★ ★

CREE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE AJUSTE TARIFARIO 3er TRIMESTRE 2026

Opinión Técnica elaborada por Dirección de
Regulación/Departamento de Tarifas

Junio 2026

Contenido

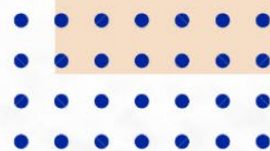
1. Resumen ejecutivo del informe de ajuste tarifario del tercer trimestre 2026	5
2. Introducción	8
3. Costos de generación y ajustes trimestrales	11
3.1. Costo Base de Generación previsto para el año 2026	12
3.2. Costos reales de generación	13
3.2.1. Planificación operativa e impacto en el ajuste al Costo Base de Generación	13
3.2.2. Variables que inciden en los costos de generación	13
3.2.3. Cálculo de los costos reales de generación.....	16
3.3. Cálculo de la diferencia entre los costos de generación reales y los previstos	28
3.4. Pagos diferidos	28
3.5. Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 3er trimestre 2026	29
4. Tipo de cambio del dólar de los EE. UU.	30
5. Tarifa para aplicar a los usuarios finales en el 3er trimestre de 2026	32
5.1. Tarifa 3er trimestre 2026	32
5.2. Componentes de costos de la tarifa promedio.....	32
5.3. Estructura tarifaria	33
6. Conclusiones y recomendaciones	36
6.1. Conclusiones	36
6.2. Recomendaciones	37
7. Anexos	39
7.1. Datos usados en el modelo CALCUTA	39
7.2. Datos de salida en el modelo CALCUTA	40
7.3. Factor de planta	41

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 TERCER TRIMESTRE 2026



Resumen ejecutivo del informe de ajuste tarifario del tercer trimestre 2026

El presente informe resume el ajuste tarifario aplicable al Sistema Interconectado Nacional operado por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para el periodo de julio a septiembre de 2026. Dicho ajuste fue elaborado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), conforme a lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE).

La LGIE faculta a la CREE para revisar y ajustar trimestralmente las tarifas, con el fin de reflejar las diferencias entre los costos reales de generación y los costos previamente proyectados. Para 2026, el Costo Base de Generación (CBG) previsto originalmente fue de 125.86 USD/MWh.

La estructura tarifaria se calcula conforme a la metodología establecida en el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales. Para el tercer trimestre de 2026, el cálculo incorpora el CBG previsto, las diferencias entre los costos reales y proyectados de marzo, abril y mayo de 2026, así como otros ajustes aplicables al costo de generación.

Durante el trimestre analizado, el sistema presentó desviaciones relevantes respecto de las estimaciones utilizadas para la proyección tarifaria. Los principales factores fueron los siguientes:

- **Combustibles:** los precios reales del búnker y del diésel fueron considerablemente superiores a los previstos durante el periodo de análisis. El precio del búnker superó en 51.92 % el valor previsto, mientras que el diésel resultó un 74.21 % mayor al valor previsto. Este comportamiento incidió directamente en el aumento de los costos marginales, que el valor real fue 52.80 % mayor a lo previsto, lo que resultó finalmente en un aumento en los costos de generación.
- **Demanda y Energía No Suministrada (ENS):** el consumo real de energía fue 3.78 % menor que el esperado, equivalente a una diferencia de -119.82 GWh. No obstante, la ENS superó la previsión en 6.36 GWh, lo que incrementó los costos marginales del sistema.
- **Matriz de generación:** la participación térmica real fue de 44.33 %, inferior al 50.61 % previsto. En el caso de la generación hidroeléctrica, esta tecnología alcanzó 26.74 %, ligeramente por debajo de la proyección de 27.16 %.

Estas variaciones generaron una diferencia de costos, ya que los costos reales reportados por el operador del sistema, luego de ser revisados y ajustados conforme a las solicitudes de la CREE, superaron las estimaciones iniciales. Como resultado, se determinó un saldo a favor de la ENEE por USD 124,720,179.64.

Según el artículo 51 del Reglamento, la CREE, a través del oficio CREE-239-2026, informó a la ENEE sobre un incremento del 21.52% en la tarifa promedio correspondiente al tercer trimestre de 2026 en comparación con el segundo trimestre de 2026, así como el monto total acumulado cuyo valor es de USD 113,005,201.00. Este valor representa el límite máximo que se podría diferir para evitar cambios en la tarifa promedio en comparación con la del trimestre anterior. Ante esta situación, la ENEE solicitó diferir parte del ajuste en los siguientes periodos trimestrales por un monto de USD 48,936,738.51. Asimismo, se incorporará el pago de intereses correspondientes conforme con las tasas que ha informado la ENEE, que serán revisadas por el Departamento de Tarifas.

Asimismo, continúan vigentes los traslados provisionales o condicionados asociados a los costos de 18 contratos renegociados, el contrato No. 063-2011, la liquidación de las centrales ENERESA y BECOSA, así como las plantas arrendadas. Estos montos permanecen sujetos a dictámenes legales definitivos o a las aprobaciones correspondientes del Congreso Nacional. Cabe mencionar que la vigencia de los contratos de las centrales del MER, EDESA y PANAM, posterior al 27 de enero de 2026, está sujeta a la aprobación del Congreso Nacional de la República de Honduras, según lo mandata el artículo 205, literal 19, de la Constitución de la República. Por lo tanto, el monto total acumulado por ambas centrales es de USD 19,089,912.15, correspondiente al periodo del 1 de enero al 31 de mayo de 2026, valor que será incorporado en el próximo ajuste tarifario.

Al considerar las variaciones antes indicadas, así como el manejo de pagos diferidos y los costos sujetos a condiciones, el costo base ajustado se ubicó en 152.1540 USD/MWh, registrando un incremento de 15.08 % respecto al trimestre anterior, el cual fue de 132.2234 USD/MWh.

Por otro lado, la variación del tipo de cambio del lempira frente al dólar incidió en el ajuste tarifario. Durante el periodo analizado, el tipo de cambio aumentó 0.65 % y se ubicó en 26.8553 HNL/USD.

La combinación de mayores costos de generación, el efecto del tipo de cambio y otros ajustes financieros determinó un incremento promedio de 12.48 % en la tarifa. En términos absolutos, la tarifa pasa de 5.32 HNL/kWh a 5.98 HNL/kWh. El impacto por categoría tarifaria se presenta a continuación:

- Alta Tensión: incremento de 14.52 %.
- Media Tensión: incremento de 13.57 %.
- Baja Tensión: incremento de 12.37 %.
- Residencial: incremento de 11.78 %.

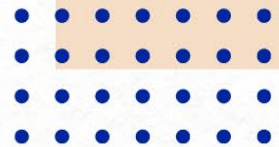
Con base en lo anterior, se recomienda al Directorio de Comisionados, sin perjuicio de las revisiones y análisis jurídicos que correspondan, aprobar la siguiente estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir de julio de 2026:

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	59.52		4.9706
Consumo mayor de 50 kWh/mes	59.52		
Primeros 50 kWh/mes			4.9706
Siguientes kWh/mes			6.4680
Servicio General en Baja Tensión	59.52		6.4693
Servicio en Media Tensión	2,685.53	338.2081	4.3024
Servicio en Alta Tensión	6,713.83	291.9692	4.0651

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
Alumbrado Público	69.12	5.1046



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:
 - o Las características de la demanda (energía y potencia);
 - o La composición de la matriz de generación de energía eléctrica;
 - o El estado de los embalses y las previsiones hidrológicas;
 - o Los precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica;
 - o 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.

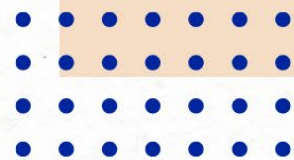
Finalmente, fue modificado el Reglamento por medio de los Acuerdos CREE-36-2022, CREE-054-2023, CREE-123-2024, CREE-165-2025 con la finalidad de incorporar un mecanismo que permita recuperar en un periodo mayor a tres meses las variaciones significativas que puedan resultar en cada período entre el costo 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 julio 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 marzo, abril y mayo 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 julio 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 presenta la contribución de cada uno de los componentes de costo o cargo a la tarifa promedio, la distribución de los componentes en la tarifa promedio y la estructura tarifaria resultante a aplicar a los usuarios finales para el ajuste del tercer 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 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 marzo a mayo de 2026 y su diferencia con respecto a los precios proyectados.

Los precios promedio reales para el bunker resultaron mayores a los precios previstos, para marzo de 2026, el precio promedio previsto fue de **53.2 USD/bbl** y el real de **61.42 USD/bbl**; para abril y mayo de 2026 el precio promedio previsto fue de **53.48 USD/bbl** y el precio real fue de **92.14 USD/bbl** para abril de 2026 y de **89.76 USD/bbl** para mayo de 2026.

Para el diésel los precios promedio reales también fueron mayores a los precios previstos, para marzo de 2026, el precio promedio previsto fue de **203.67 USc/gal** y el real de **231.44 USc/gal**; para abril y mayo de 2026 el precio promedio previsto fue de **188.00 USc/gal** y el precio real fue de **378.90 USc/gal** para abril de 2026 y de **399.51 USc/gal** para mayo 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 marzo a mayo de 2026 aproximadamente un **44.23%** 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.

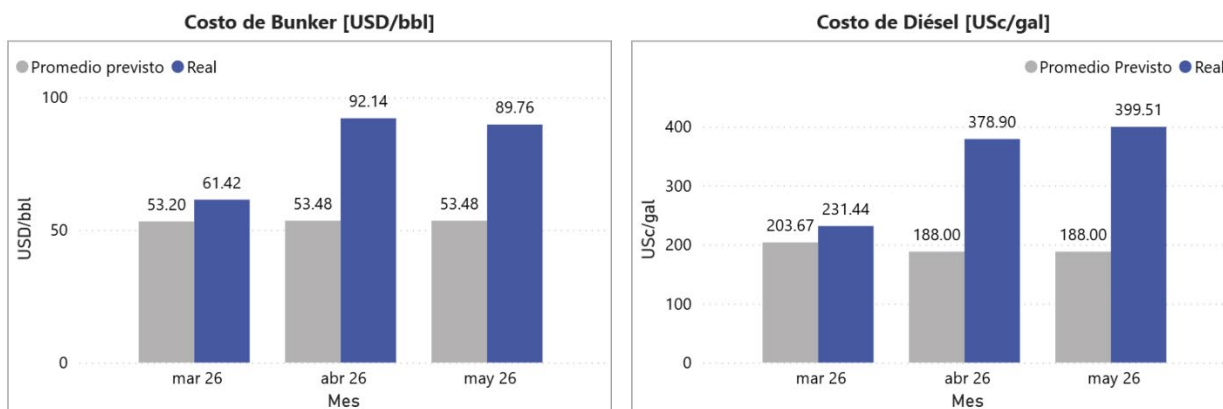


Fig. 1: Comparativo entre precios de combustible previstos y reales

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 marzo, abril y mayo 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 marzo a mayo de 2026 resulte en -119.82 GWh, es decir, la demanda real resultó un 3.78 % menor con respecto a la demanda prevista.

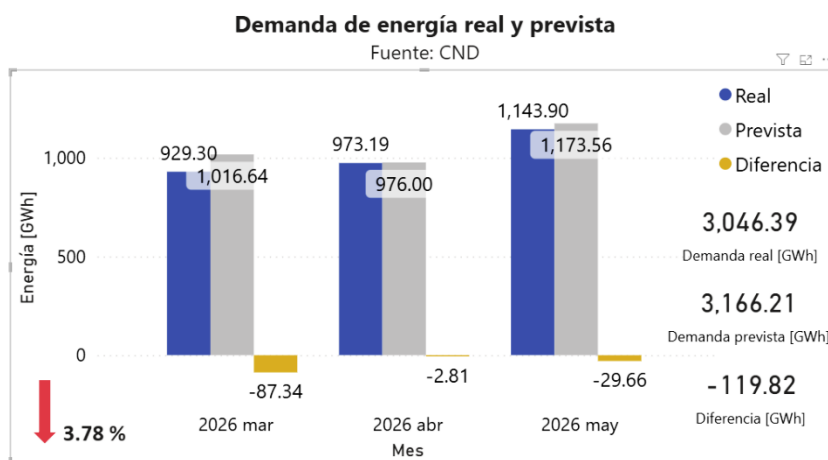


Fig. 2: Comparativo entre demanda de energía eléctrica real y prevista

3.2.2.3. Energía no suministrada

En la figura siguiente se observa que la energía no suministrada (ENS) real para marzo de 2026 ha sido menor con respecto a la prevista y para abril y mayo de 2026 ha sido mayor con respecto a la prevista. La diferencia total entre la ENS real y la prevista fue de 6.36 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

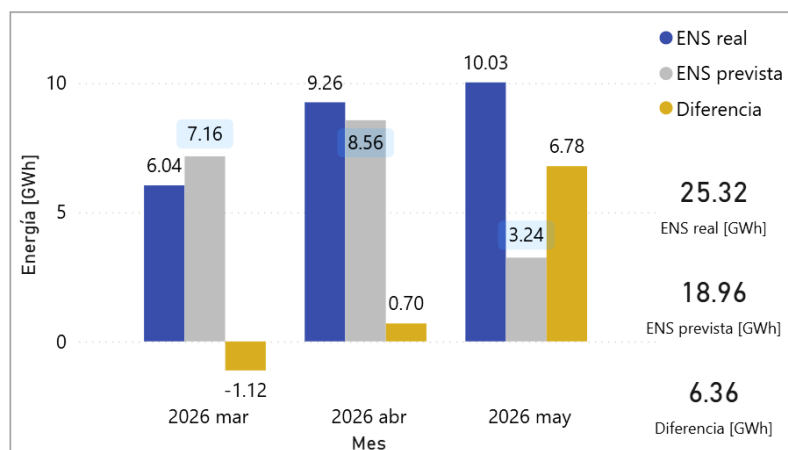


Fig. 3: Energía no suministrada (ENS)

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 marzo y mayo de 2026, se observa en la figura 4 que la participación de la generación hidroeléctrica real fue de 26.74 %, mientras que la participación prevista era de 27.16 %. En el caso de la generación térmica, su participación real fue de 44.33 %, inferior a la participación prevista del 50.61 %.

Matriz de generación real y prevista

Fuente: CND

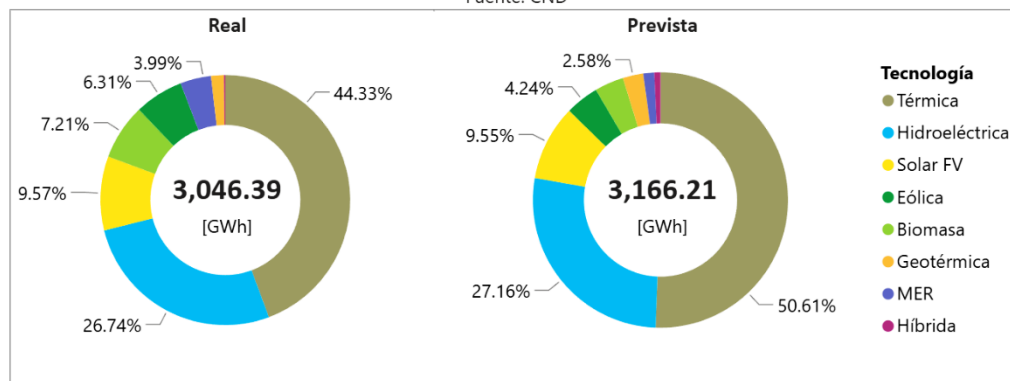


Fig. 4: Porcentaje de energía generada por tipo de tecnología en el SIN en Mar 2026 - May 2026

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 Mar 2026 - May 2026
(Datos: CND)

Tipo de Tecnología	Generación Real	Generación Prevista	Diferencia	Diferencia
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]
Térmica	1,602.49	1,350.56	-251.93	-15.7%
Hidroeléctrica	859.79	814.74	-45.06	-5.2%
Solar Fotovoltaica	116.89	219.77	102.89	88.0%
Eólica	134.24	192.23	57.99	43.2%
MER	302.38	291.52	-10.86	-3.6%
Biomasa	81.84	50.69	-31.15	-38.1%
Geotérmica	43.97	121.70	77.73	176.8%
Híbrida	24.63	5.18	-19.45	-79.0%
Total	3,166.21	3,046.39	-119.82	-3.78%

3.2.2.5. Costo marginal promedio

El costo marginal promedio proyectado para marzo de 2026 fue de 98.12 USD/MWh y de 116.59 USD/MWh para abril y mayo de 2026, el costo previsto para marzo de 2026 resulta menor al costo marginal promedio real que fue de 105.81 USD/MWh. Por otro lado, los costos previstos para los meses de abril y mayo de 2026 resultan menores a los costos marginales promedios reales, que fueron de 146.96 USD/MWh y 253.46 USD/MWh respectivamente.

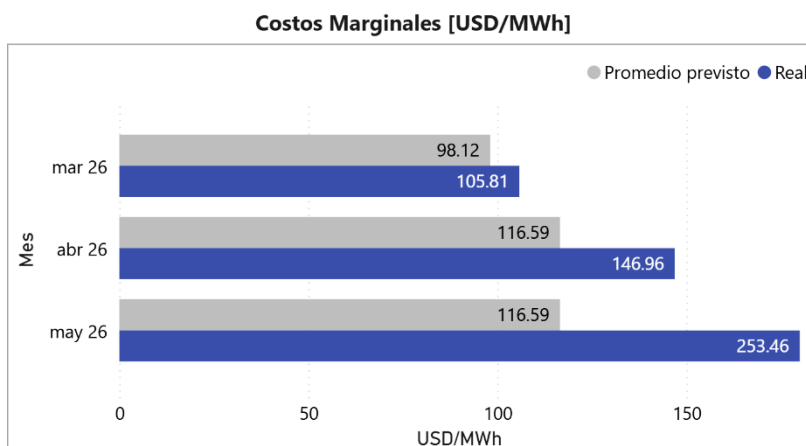


Fig. 5: Comparativo de costos marginales promedios proyectados y reales (Datos: CND)

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 julio de 2026, el operador del sistema determinó los costos de generación reales para los meses comprendidos de marzo a mayo de 2026.

Para el ajuste correspondiente al tercer 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 marzo a mayo de 2026¹. La Tabla 3 muestra de manera detallada dichos costos y se observa que el costo medio de generación real fue de 128.72 USD/MWh en marzo, 157.64 USD/MWh en abril y 205.54 USD/MWh en mayo de 2026.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto fue de 125.86 USD/MWh para los meses de marzo, abril y mayo de 2026. 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 marzo, abril y mayo de 2026 y en el acumulado de esos meses.

Tabla 3: Costos reales de generación marzo-mayo 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	310.26	7,150,823.58	32,041,695.94	39,192,519.52	126.32
	Hidroeléctrica	88.05	1,615,156.21	10,917,084.69	12,532,240.90	142.33
	Biomasa	51.21	105,550.91	6,478,907.48	6,584,458.39	128.58
	Eólica	94.26	533,526.88	13,048,391.21	13,581,918.09	144.10
	Solar Fotovoltaica	89.39	191,209.92	11,005,777.53	11,196,987.45	125.26
	Geotérmica	17.20	212,776.82	1,987,154.95	2,199,931.77	127.92
	MER	41.99	53,355.08	476,171.48	529,526.56	12.61
	Total transacciones de contratos	692.35	9,862,399.40	75,955,183.28	85,817,582.68	123.95
Oportunidad	Térmica	29.82	5,218,680.98	4,081,737.85	9,300,418.84	311.85
	Hidroeléctrica	176.74	2,670,343.93	18,952,206.18	21,622,550.11	122.34
	Solar Fotovoltaica	9.14	0.00	933,251.73	933,251.73	0.00
	Biomasa	14.17	119,410.02	1,473,749.47	1,593,159.49	112.47
	MER	2.06	0.00	158,439.76	158,439.76	77.03
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Híbrida	1.45	41,792.80	156,673.29	198,466.09	0.00
	Total transacciones de oportunidad	233.38	8,050,227.74	25,756,058.28	33,806,286.02	144.86
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	-0.03	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	3.55	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	3.57	0.00	0.00	0.00	0.00
Total marzo 2026		929.30	17,912,627.14	101,711,241.56	119,623,868.70	128.72
Contratos	Térmica	341.98	6,968,621.14	51,475,971.63	58,444,592.77	170.90
	Hidroeléctrica	82.20	1,694,868.47	10,245,241.07	11,940,109.54	145.26
	Biomasa	54.86	94,679.58	6,962,467.90	7,057,147.48	128.63
	Eólica	54.13	341,206.46	7,538,926.30	7,880,132.76	145.57
	Solar Fotovoltaica	86.31	190,697.81	10,628,635.01	10,819,332.82	125.36
	Geotérmica	16.82	204,320.81	1,952,188.50	2,156,509.31	128.19
	MER	37.01	27,706.74	269,486.29	297,193.03	8.03
	Total transacciones de contratos	673.32	9,522,101.01	89,072,916.70	98,595,017.71	146.43
Oportunidad	Térmica	77.71	505,9830.06	139,29045.37	189,88875.43	244.37

¹ Expedientes LT-04-2026, LT-05-2026 y LT-06-2026

Mercado	Tecnología	Energía [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo total de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
	Hidroeléctrica	190.35	2,677,734.67	28,760,516.96	31,438,251.63	165.16
	Solar Fotovoltaica	9.60	0.00	1,277,660.99	1,277,660.99	133.13
	Biomasa	15.89	128,372.82	2,312,945.60	2,441,318.42	153.67
	MER	4.54	0.00	371,944.31	371,944.31	81.88
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Híbrida	1.80	41,792.80	262,513.69	304,306.49	169.42
	Total transacciones de oportunidad	299.88	7,907,730.35	46,914,626.92	54,822,357.27	182.82
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	-0.02	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total abril 2026		973.19	17,429,831.36	135,987,543.62	153,417,374.98	157.64
Contratos	Térmica	392.59	6,688,010.63	60,799,876.87	67,487,887.49	171.91
	Hidroeléctrica	64.64	956,013.96	3,602,822.53	4,558,836.49	70.53
	Biomasa	50.78	58,409.10	6,514,249.33	6,572,658.43	129.43
	Eólica	43.84	321,607.88	6,170,444.60	6,492,052.48	148.09
	Solar Fotovoltaica	87.15	186,688.36	10,743,274.31	10,929,962.67	125.41
	Geotérmica	16.67	206,409.79	1,940,976.79	2,147,386.58	128.82
	MER	30.83	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones de contratos	686.50	8,825,456.92	94,185,965.74	103,011,422.65	150.05
Oportunidad	Térmica	198.14	4140141.83	58777257.16	62917398.99	317.55
	Hidroeléctrica	212.82	2,627,188.65	55,156,487.44	57,783,676.09	271.52
	Solar Fotovoltaica	9.93	0.00	2,245,224.15	2,245,224.15	226.06
	Biomasa	29.31	216,055.78	7,226,122.66	7,442,178.44	253.89
	MER	5.27	0.00	1,181,299.28	1,181,299.28	224.31
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Híbrida	1.93	41,792.80	489,742.17	531,534.97	275.08
	Total transacciones de oportunidad	457.39	7,025,179.07	124,586,390.68	132,101,311.92	288.81
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total mayo 2026		1,143.90	15,850,635.98	218,772,356.42	235,112,734.57	205.54
Total marzo 2026- mayo 2026		3046.3901	51,193,094.48	456,471,141.60	508,153,978.25	166.81

* 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 clara tendencia hacia el alza en los últimos tres meses, lo que indica un aumento gradual en los costos de producción de energía.

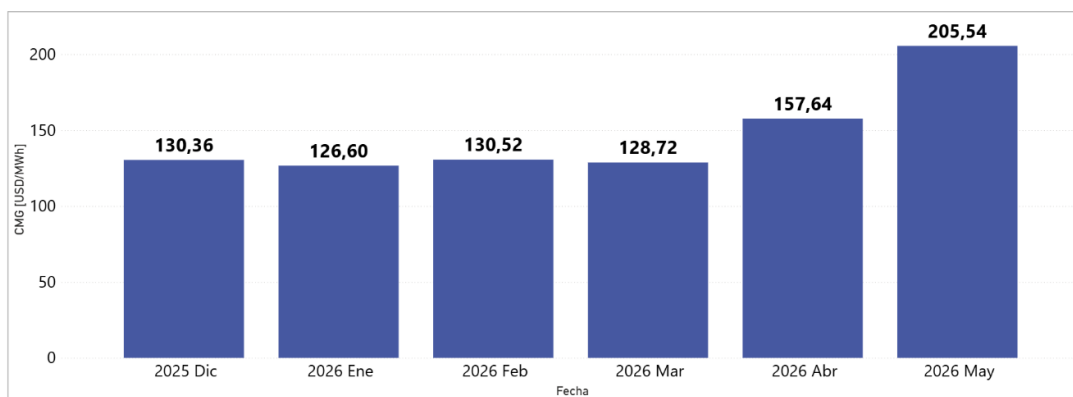


Fig. 6. Evolución del costo medio de generación de la ENEE (Datos: CND)

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 2,052.17 GWh y el costo medio de generación para este mercado fue de 140.06 USD/MWh. Por otro lado, el mercado de oportunidad participó con 990.65 GWh de energía y el costo medio de generación de este mercado fue de 222.81 USD/MWh. El conjunto de los costos incurridos en ambos mercados resulta en un costo medio de generación total de 166.81 USD/MWh.

Informe de Compras de Energía y Potencia en el Mercado Eléctrico Nacional

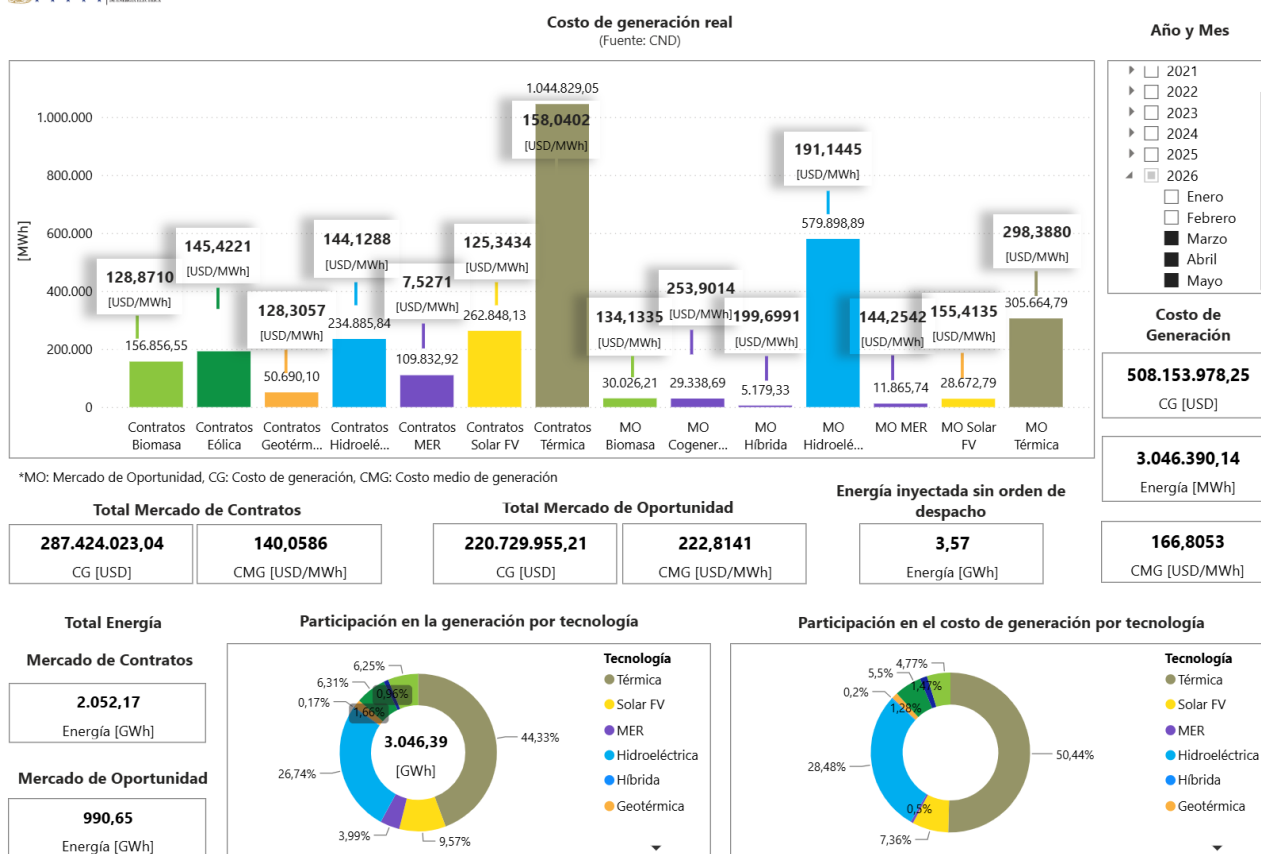


Fig. 7: Costos reales de generación correspondiente a marzo, abril y mayo de 2026 (Datos: CND)

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 marzo, abril y mayo de 2026. En la tabla siguiente se observa que a la ENEE se le reconoce un monto de USD 103,331,874.25 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 marzo-mayo 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	0.00	0.00	-505.76	-505.76	236.83
Santa María del Real	0.02	0.00	2,822.80	2,822.80	187.33
Cañaveral	10.81	249,914.18	2,159,337.93	2,409,252.11	222.77
El Cajón	420.87	5,693,917.80	75,093,976.21	80,787,894.01	191.95
Patuca	31.52	573,437.25	5,387,945.42	5,961,382.67	189.14
Río Lindo	70.95	889,443.76	12,398,415.49	13,287,859.25	187.27
Ceiba Térmica	2.79	44,340.93	367,029.38	411,370.31	147.46
Santa Fe	0.40	17,151.20	124,646.30	141,797.50	350.69
La Puerta	0.63	89,690.25	220,313.10	310,003.35	493.90
Total	538.00	7,557,895.38	95,753,980.87	103,311,876.25	192.03

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

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:

- 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.
- 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 cumplimiento a los requerimientos de dicho dictamen respecto a la acreditación de costos y la debida socialización con la ENEE, se recibieron las siguientes respuestas, que, de acuerdo con el oficio DOM-CND-091-VI-2026 con fecha de 15 de junio de 2026, el CND extrajo los registros del Documento de Transacciones Comerciales Económicas Regionales emitido por el Ente Operador Regional para el periodo del 1 al 26 de enero de 2026. Dichos valores son respaldados de acuerdo con el oficio GD-562-VI-2026 emitido por la Gerencia de Distribución de la ENEE, con fecha 11 de junio de 2026.

En dichos oficios se establecen los montos a pagar por concepto de potencia y energía para ambas centrales, detallados de la siguiente manera:

- EDESA: USD 220,916.13 por potencia y USD 286,835.21 por energía.
- PANAM: USD 368,193.55 por potencia y USD 938,872.86 por energía.

Por lo tanto, el monto total acumulado por ambas centrales, desde el 01 de enero hasta el 31 de mayo de 2025 es de USD 19,089,912.15, valor que podrá ser incorporado en el próximo ajuste tarifario.

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

En la liquidación correspondiente al mes de mayo de 2024, la CREE identificó que se liquidaron en el Mercado de Contratos (MC) costos asociados a la central hidroeléctrica Cuyamel, cuyo contrato No. 063-2011 finalizó en noviembre de 2021. En atención a ello, la Comisión solicitó al CND que presentara el documento legal mediante el cual se acreditara la procedencia de considerar dicha central dentro de la liquidación del MC.

Al respecto, el CND comunicó a la CREE, en fecha 26 de junio de 2024, que la ENEE, mediante Memorando DEH-178-IV-2024, informó que al contrato No. 063-2011 de la central hidroeléctrica Cuyamel se le concedió una prórroga a partir del 11 de noviembre de 2021 hasta el 10 de noviembre de 2031. En consecuencia, la Dirección de Asesoría Jurídica (DAJ) revisó la información presentada por la ENEE y el CND y, mediante Dictamen Legal DAJ-DL-028-2024 de fecha 28 de junio de 2024, recomendó trasladar de forma condicionada los costos asociados al referido contrato.

En ese sentido, en el informe de ajuste tarifario del cuarto trimestre de 2024 se indicó que, con base en la recomendación de la DAJ, los costos del contrato No. 063-2011 correspondientes a las liquidaciones de junio, julio y agosto de 2024 serían reconocidos y trasladados de forma condicionada dentro del Mercado de Contratos. Lo anterior, debido a que la situación de la prórroga continuaba en revisión de la DAJ y no se había acreditado ante la CREE el laudo arbitral mediante el cual se instruye la prórroga del plazo del referido contrato.

Considerando que dicha situación continúa pendiente de pronunciamiento, el Departamento de Tarifas, mediante memorándum DT-015-2026, solicitó a la DAJ que informara el avance correspondiente. En respuesta, mediante memorándum DAJ-No. 19-2026, dicha Dirección indicó

textualmente lo siguiente: “se informa que esta Dirección sigue en proceso de análisis, y que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y el Centro Nacional de Despacho (CND) a la fecha aún no ha dado repuesta sobre los requerimientos realizados, los cuales son necesarios para la emisión del pronunciamiento correspondiente.”

Por tanto, tomando en consideración lo indicado por la DAJ y que la situación de la prórroga del contrato No. 063-2011 continúa en análisis, los costos asociados a dicho contrato se seguirán trasladando de forma condicionada en el Mercado de Contratos. En ese sentido, dichos costos serán reconocidos dentro de los costos de generación a trasladar a la tarifa del usuario final, sin que ello implique una validación definitiva sobre la prórroga del referido contrato, hasta que la DAJ emita el pronunciamiento correspondiente.

- **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.

Considerando que dicha situación continúa pendiente de pronunciamiento, el Departamento de Tarifas, mediante memorándum DT-015-2026, solicitó a la DAJ que informara el avance correspondiente. En respuesta, mediante memorándum DAJ-No. 19-2026, dicha Dirección indicó textualmente lo siguiente: “se informa que esta Dirección sigue en proceso de análisis, y que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y el Centro Nacional de Despacho (CND) a la fecha aún no ha dado repuesta sobre los requerimientos realizados, los cuales son necesarios para la emisión del pronunciamiento correspondiente.”

En este sentido, tomando en consideración lo indicado por la DAJ en la Opinión Legal DAJ-OL-020-2025 y lo informado mediante el memorándum DAJ-No. 19-2026, los costos derivados de los contratos renegociados mediante el decreto legislativo número 03-2025, se seguirán trasladando de forma condicionada dentro de los costos de generación reconocidos en tarifa, conforme con la información remitida por el CND. Las modificaciones contractuales y el cumplimiento de sus condiciones legales continuarán sujetos al pronunciamiento que emita la DAJ.

- **Liquidación de la central hidroeléctrica Hidroyojoa**

En la liquidación correspondiente a marzo de 2026, asociada al expediente LT-04-2026, se identificó la participación en el Mercado de Oportunidad de una nueva central denominada Hidroyojoa. En atención a ello, el Departamento de Tarifas procedió a requerir al Centro Nacional de Despacho (CND) que presentara la autorización para realizar transacciones otorgada a favor de la referida central, conforme con lo establecido en el artículo 7 del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista.

En respuesta a dicho requerimiento, el CND remitió la Resolución CND-ENEE-GE No. RA-01-III-2026, de fecha 12 de marzo de 2026, mediante la cual inscribió en el Registro de Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) a la sociedad mercantil Hidroeléctrica Yojoa, S.A. de C.V., bajo el número de registro RPA-ODS-036, como Agente Generador debidamente autorizado para realizar transacciones en el MEN, a través de la central de generación hidroeléctrica denominada “Hidroyojoa”.

Considerando lo anterior, el Departamento de Tarifas, mediante el memorándum DT-015-2026, solicitó a la Dirección de Asesoría Jurídica (DAJ) su pronunciamiento para determinar si correspondía reconocer los costos de generación de dicha central para su posterior traslado a tarifas. Al respecto, mediante Opinión Legal DAJ-OL-022-2026 de fecha 26 de junio de 2026, la DAJ concluyó textualmente lo siguiente:

“...En atención a los hechos, antecedentes, normativa aplicable y valoraciones que anteceden, esta Dirección de Asesoría Jurídica concluye que, desde el plano estrictamente legal, no se advierte impedimento para que el Departamento de Tarifas reconozca los costos de potencia y energía asociados a la participación de la central Hidroeléctrica Hidroyojoa en el Mercado de Oportunidad durante los meses de marzo, abril y mayo de dos mil veintiséis (2026). Lo anterior se sustenta en que: 1) la sociedad mercantil Hidroeléctrica Yojoa, S.A. de C.V. se encuentra inscrita como empresa generadora en el Registro Público de Empresas del Sector Eléctrico que lleva la CREE, conforme con la Resolución CREE-190; 2) fue autorizada por el Centro Nacional de Despacho (CND) para realizar transacciones en el Mercado Eléctrico Nacional (MEN) mediante la Resolución CND-ENEE-GE No. RA-01-III-2026, de fecha doce (12) de marzo de dos mil veintiséis (2026); y 3) la potencia firme verificada de la central en cada uno de los meses referidos (147.34 KW, 250 KW y 168.39 KW, respectivamente) no excede la capacidad instalada de seiscientos treinta kilovatios (630 KW) amparada por la Contrata de Aprovechamiento de Aguas Nacionales.

Lo anterior sin perjuicio que el Departamento de Tarifas constate que los montos pagados por potencia y su energía asociada sean en efecto correspondientes a una capacidad que no supere seiscientos treinta (630 KW).

El presente pronunciamiento se circunscribe a la procedencia legal del reconocimiento de costos para los períodos verificados y no prejuzga sobre la capacidad instalada que en definitiva corresponda inscribir a la central. La determinación relativa a la solicitud de actualización de la empresa generadora ante el Registro Público de Empresas del Sector Eléctrico en particular, la discrepancia entre la capacidad de setecientos dos kilovatios (702 KW) pretendida y la capacidad de seiscientos treinta kilovatios (630 KW) amparada por la Contrata de Aprovechamiento de Aguas Nacionales será objeto del pronunciamiento que esta Dirección emita en el expediente No. G-S19,

sin que ello altere lo aquí concluido respecto de los costos ya devengados...”

Por tanto, el reconocimiento de dichos costos se realizará con base en la información remitida por el CND y el pronunciamiento emitido por la DAJ. En consecuencia, dicho reconocimiento no implica una validación sobre la capacidad instalada definitiva de la central ni sobre su actualización ante el Registro Público de Empresas del Sector Eléctrico, aspectos que continuarán sujetos al análisis por parte de la DAJ dentro del expediente No. G-S19.

- **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.

En seguimiento del Acuerdo CREE-170-2025, el Departamento de Tarifas requirió al CND realizar los ajustes de los costos de potencia y energía de la central ENERESA y en respuesta al requerimiento LT-04-2026 emitido por esta Comisión, el CND manifestó la necesidad de un pronunciamiento específico por parte de la CREE que precise dichos aspectos y garantice una aplicación uniforme y conforme al marco regulatorio. Para tal fin, el Operador del Sistema remitió a esta Comisión el Oficio GD-CND-137-V-2026 de fecha 29 de mayo de 2026, mediante el cual solicita aclaraciones sobre la aplicación del Acuerdo CREE-170-2025, instrumento que establece la base técnica para definir el mecanismo aplicable al componente no autorizado de potencia y energía.

Considerando lo anterior, el Departamento de Tarifas, mediante el memorándum DT-015-2026, solicitó a la Dirección de Asesoría Jurídica (DAJ) su pronunciamiento para determinar el procedimiento legal de realizar las correcciones de los costos de potencia y energía de ENERESA.

Al respecto, mediante Memorándum DAJ-No.19-2026, la DAJ indicó que la CREE realizó las siguientes actuaciones correspondientes:

- i. *La emisión del Acuerdo CREE-170-2025 mediante el cual ordenó la anulación parcial de la autorización emitida por parte del Centro Nacional de Despacho (CND) a favor de la sociedad mercantil denominada Energía Responsable, S.A. de C.V. (ENERESA), y aprobó el traslado de los costos asociado de la central ENERESA únicamente por el monto de 6.125 MW.*
- ii. *Que la Comisión Reguladora resolvió mediante la Resolución CREE-08-2026 en tiempo y forma el recurso de reposición interpuesto por parte de ENERESA contra el Acuerdo CREE-170-2025 y a su vez notificó dicha resolución en fecha trece (13) de marzo de dos mil veintiséis (2026) a la referida sociedad mercantil y comunicó la respectiva resolución al CND.*
- iii. *En consecuencia, al quedar firme el Acuerdo CREE-170-2025, el CND debió realizar las actuaciones acatando la orden girada por esta Comisión Reguladora, por lo cual debió de haber emitido una resolución anulando parcialmente la Resolución de autorización otorgada a favor de ENERESA.*
- iv. *Que hasta el treinta y uno (31) de marzo de dos mil veintiséis (2026) la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, actualizó de forma condicionada la capacidad de la central ENERESA por un monto de 15.537 MWp en DC/ 12.60 MW en AC y un sistema de almacenamiento de energía de 8.944 MW con dos (2) horas de almacenamiento.*

Finalmente, la DAJ considera requerir al CND y una vez exista claridad sobre las actuaciones que el CND realizó a lo interno ejecutar las recomendaciones correspondientes con el fin de garantizar el debido proceso, por lo cual dichas correcciones no serán incorporadas en este ajuste tarifario.

• Liquidación de la central térmica BECOSA

Luego de verificar que en las liquidaciones correspondientes a marzo de 2026 se habían incluido los costos de generación para todo el mes de la central BECOSA, a pesar de que su contrato original concluía el 11 de marzo de ese año, esta Comisión tomó la decisión de fiscalizar dicha situación.

Para ello, la CREE remitió el Oficio CREE-135-2026, solicitando un informe sobre el estado de vigencia del contrato de suministro No. 27-2014 suscrito con la empresa Bijao Electric Company S.A. de C.V.

En respuesta, la Gerencia de Distribución de la ENEE aclaró que, si bien el contrato original estaba programado para vencer el 10 de marzo de 2026 (al cumplir 10 años de operación comercial), la Junta Directiva de la estatal aprobó la Modificación No. 1 mediante la Resolución N°2-JD-EX03-2026 (notificada en el Memorando GGENEE-384-IV-2026). Dicha enmienda entró en vigor el 07 de marzo de 2026, extendiendo la vigencia actual hasta el 26 de enero de 2030, quedando una extensión adicional de 6 años sujeta a la aprobación del Congreso Nacional para completar un periodo total de 10 años de prórroga.

Teniendo en cuenta lo mencionado, el Departamento de Tarifas, a través del memorándum DT-

015-2026, solicitó a la DAJ emitir un pronunciamiento para evaluar si resulta indispensable verificar que la renegociación del contrato cumpla con todos los requisitos necesarios para permitir el traslado de los costos de dicha central a las tarifas.

Mediante opinión legal **DAJ-OL-25-2026**, la DAJ consideró lo siguiente: *al efecto del traslado de costos de la central a tarifa, se recomienda que dicho traslado se efectúe de forma provisional en el marco del siguiente ajuste tarifario, quedando sujeto a revisión en el ajuste tarifario subsiguiente. En caso de que, en dicha revisión, los costos trasladados no satisfagan los requisitos materiales desarrollados la presente opinión, el Operador del Sistema deberá proceder a realizar los ajustes correspondientes.*

Por tanto, el reconocimiento de dichos costos se realizará con base en la información remitida por el CND y el pronunciamiento emitido por la DAJ.

- **Liquidación de la central biomasa Merendón Power Plant**

Tras detectar que en las liquidaciones correspondientes a marzo de 2026 se incorporaron costos de generación de la central Merendón, pese a que inicialmente se había proyectado una inyección nula para dicho periodo según el estudio del Costo Base de Generación 2026. En atención a ello, el Departamento de Tarifas solicitó al Centro Nacional de Despacho (CND), mediante el requerimiento LT-04-2026, que proporcionara la autorización correspondiente para efectuar la liquidación a favor de la citada central.

En respuesta a ello, el CND indicó que la empresa Merendon Power Plant, S.A. de C.V. (M.P.P. - Contrato No. 124-2013), dio por subsanados sus incumplimientos y reanudó su suministro de energía a partir del 19 de febrero de 2026, añadiendo que dicho contrato finaliza el 1 de enero de 2035.

Considerando lo anterior, el Departamento de Tarifas, mediante el memorándum DT-015-2026, solicitó a la DAJ su pronunciamiento para determinar si corresponde reconocer los costos de generación de esta central para su posterior traslado a tarifas.

Mediante opinión legal **DAJ-OL-024-2026**, la DAJ indicó lo siguiente:

En atención a los hechos, antecedentes, normativa aplicable y valoraciones que anteceden, esta Dirección de Asesoría Jurídica concluye que el Operador del Sistema (ODS/CND) es el responsable de administrar el Mercado Eléctrico Nacional en su integridad, comprensivo del Mercado de Contratos y del Mercado de Oportunidad; por ello, la autorización que el ODS otorga conforme al artículo 9 del ROM habilita a la Empresa Generadora para realizar transacciones en ambos segmentos y resulta exigible con independencia de la inscripción en el Registro Público a cargo de la CREE.

Merendon Power Plant, S.A. de C.V. se encuentra inscrita en el Registro Público de Empresas del Sector Eléctrico, pero no cuenta actualmente con la autorización del ODS/CND para realizar transacciones en el Mercado Eléctrico Nacional, y el período transitorio de regularización previsto en el artículo 72 literal B del RLGIE se encuentra vencido.

No obstante, la empresa es titular del Contrato de Suministro No. 124-2013, suscrito con la ENEE con anterioridad a la entrada en vigencia de la LGIE, vigente, el cual incorpora la autorización de interconexión de la central otorgada en el año dos mil trece (2013); en razón de ello, la central

cuenta con para operar.

En consecuencia, resulta jurídicamente procedente reconocer y trasladar a tarifas los costos en que incurra la ENEE por la compra de potencia y energía a dicha central, siempre que medie instrucción de despacho del CND y la operación no exceda la capacidad de 18.6 MW establecida en el contrato de suministro vigente, correspondiendo la cuantificación de tales costos a las direcciones técnicas competentes.

Se recomienda asimismo advertir a la Dirección de Fiscalización de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) a efecto de que exija a Merendon Power Plant, S.A. de C.V. la culminación de su proceso de regularización conforme a la normativa vigente, y que, de constatarse el incumplimiento, valore el inicio del procedimiento sancionatorio que corresponda según el tipo de infracción.

Por tanto, el reconocimiento de dichos costos se realizará con base en la información remitida por el CND y el pronunciamiento emitido por la DAJ, para los meses de marzo, abril y mayo de 2026. Cabe mencionar que, debido a que el CND remitió la factura 00-001-01-00003064 (correspondiente a la liquidación de febrero de la Central Merendón) junto con la facturación de marzo, dicho valor de la factura de febrero no fue incluido en el segundo ajuste trimestral. Por lo tanto, el valor total de esa factura será incorporado en el próximo ajuste tarifario.

• 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 se continuaran trasladando de forma condicionada los costos detallados en la tabla siguiente:

Tabla 5: Costo de generación de las centrales "Arrendamiento" marzo-mayo 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	9.22	458,842.80	2,890,947.63	3,349,790.43	363.47
Arrendamiento Brassavola	9.66	3,052,141.62	3,674,119.78	6,726,261.40	696.09
Arrendamiento Danlí	5.25	219,924.16	1,598,949.33	1,818,873.49	346.69
Arrendamiento Santa Rosa	12.52	456,909.18	3,400,940.95	3,857,850.13	308.14
Arrendamiento El Progreso	10.29	731,738.37	3,212,595.70	3,944,334.07	383.31
Arrendamiento El Nispero	5.88	245,155.51	1,713,573.07	1,958,728.58	333.23
Arrendamiento Santa Marta	5.99	457,245.02	1,814,396.56	2,271,641.58	379.26
Arrendamiento Villanueva	28.38	2,086,951.21	8,207,791.87	10,294,743.08	362.78
Total	87.18	7,708,907.87	26,513,314.89	34,222,222.76	392.55

**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 (marzo, abril y mayo de 2026) la energía total que inyectó cada central sin recibir instrucciones de despacho por parte del CND.

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

Central	Energía total diciembre 2025 – febrero 2026 [MWh]
CELSUR	3,433.1440
NACAOME	-45.8035
PECSA 69 kV- U4 (Energía a costo cero)	0.2454
PECSA 138 kV (Energía a costo cero)	432.1922
CEIBA TÉRMICA **	0.9696
ARRENDAMIENTO SAN ISIDRO	4.4225
ARRENDAMIENTO LAEISZ DANLI	1.4998
ARRENDAMIENTO BRASSAVOLA	0.0324
Total	3,826.7024

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

En la Tabla 7 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 marzo a mayo 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 124,720,179.64 el cual debe ser recuperado sumándolo al Costo Base de Generación previsto para el tercer trimestre del año 2026.

Tabla 7: Costos de energía y potencia previstos y reales marzo-mayo 2026 (Datos: CND)

Mes	Costo real [USD]		Costo previsto [USD]		Diferencia [USD]		Total [USD]
	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	
Mar_2026	101,711,241.56	17,912,627.14	99,780,930.58	17,185,769.47	1,930,310.99	726,857.66	2,657,168.6512
Abril_2026	135,987,543.62	17,429,831.36	104,493,191.93	17,997,385.85	31,494,351.68	-567,554.48	30,926,797.20
May_2026	219,262,098.59	15,850,635.98	122,822,232.48	21,154,288.31	96,439,866.11	-5,303,652.33	91,136,213.78
Total	456,960,883.77	51,193,094.48	327,096,354.99	56,337,443.63	129,864,528.79	-5,144,349.15	124,720,179.63493

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-239-2026 comunicó a la ENEE que se ha

identificado una variación entre el costo de generación real y el costo base de generación previsto además del pago diferido de USD 8,500,000. Esta situación eleva la tarifa promedio para los usuarios finales en un 21.52% por encima de la tarifa promedio vigente en el segundo trimestre de 2026, por lo que la ENEE tiene la posibilidad de diferir parte de este ajuste hasta por un monto de USD 113,005,201.00 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 29 de junio de 2026 mediante Oficio GG-ENEE-608-VI-2026 envió una solicitud para diferir en los próximos trimestres parte del monto que ocasionaría dicho aumento e indicó lo siguiente:

1. El monto por diferir será de USD 48,936,738.51
2. El monto se diferirá en los siguientes periodos trimestrales.
3. El tipo de cambio es de 26.8553 HNL / USD.
4. El interés trimestral por utilizar será 2.5475%.
5. El monto total acumulado es de USD 48,936,738.51 para aplicar en los siguientes periodos trimestrales.

En este contexto, para los próximos periodos trimestrales, se incluirá en la categoría de "Otros Ajustes", también conocidos como "Pago diferido", el monto de USD 48,936,738.51 solicitado por la ENEE con el propósito de diferir el ajuste tarifario. Este monto se incorporará como un cargo que la empresa deberá recuperar a través de las tarifas correspondientes. Adicionalmente, se sumará el pago de los intereses relacionados, conforme a las tasas notificadas por la ENEE, las cuales serán revisadas posteriormente por el Departamento de Tarifas para verificar su cálculo y correcta aplicación dentro del mecanismo de diferidos establecido en el Reglamento.

3.5. Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 3er trimestre 2026

El costo de generación considerado para calcular la estructura tarifaria del tercer 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 los estimados correspondientes a los meses de marzo, abril y mayo de 2026 y iii) de otros ajustes, que incluyen el pago del monto diferido del trimestre anterior y el impacto asociado a la solicitud de diferimiento. A continuación, se presenta en una tabla el costo promedio de generación para el tercer trimestre de 2026, fijado en 152.1540 USD/MWh.

Tabla 8: Costo medio total de generación 3er 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 año 2026	3,214,578.01			404,602,759.72	125.86
Diferencial marzo 2026- mayo 2026		129,864,528.79	-5,144,349.15	124,720,179.47	
Pago diferido t-1				8,724,754.45	
Diferido t				-48,936,738.51	
				0.00	
Ajuste julio 2026-septiembre 2026	3,214,578.01			489,110,955.13	152.1540



TIPO DE CAMBIO DEL DOLAR DE LOS EE.UU.

04



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 26.8553 lempiras por dólar, vigente el día 29 de junio de 2026. Con respecto al tipo de cambio anterior aumentó un 0.65%. La Fig. 8 muestra la variabilidad del tipo de cambio de los últimos 3 años.

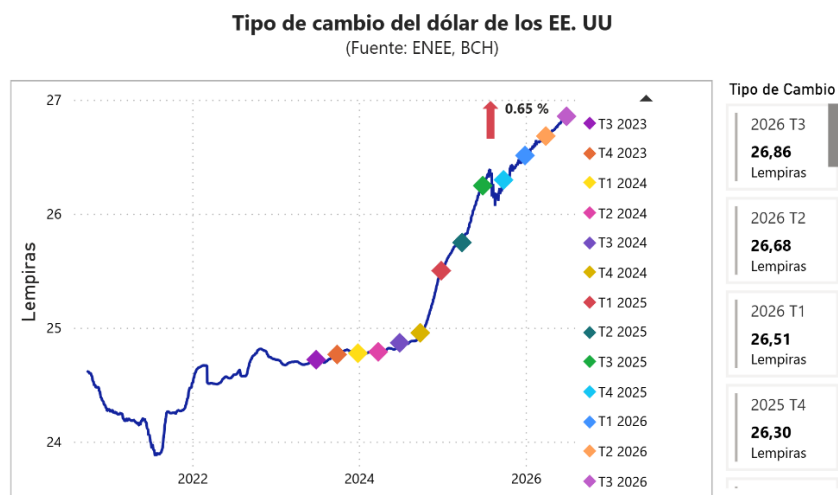
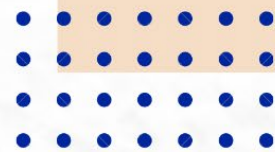


Fig. 8: Tipo de cambio a utilizar para el 3er ajuste tarifario 2026 (Datos: BCH)



**TARIFA APLICAR A
LOS USUARIOS
FINALES EN EL 3ER
TRIMESTRE DE 2026**



Tarifa para aplicar a los usuarios finales en el 3er trimestre de 2026

5.1. Tarifa 3er 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 tercer 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 12.48% con respecto a la tarifa promedio del segundo trimestre de 2026, la cual pasa de 5.32 HNL/kWh a 5.98 HNL/kWh (ver anexos).

La Fig. 9 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 0.6256 HNL/kWh y el tipo de cambio de cambio en un aumento de 0.0382 HNL/kWh.

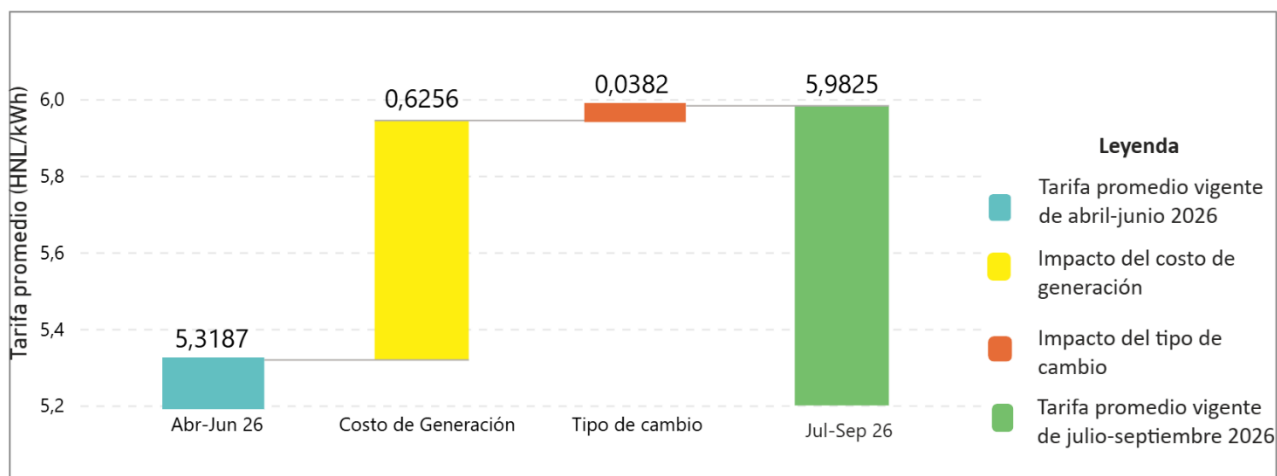


Fig. 9: Contribución de variables en el cálculo de la tarifa promedio

5.2. 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 Fig. 10 muestra la participación de cada componente en la tarifa promedio de los últimos cinco ajustes.

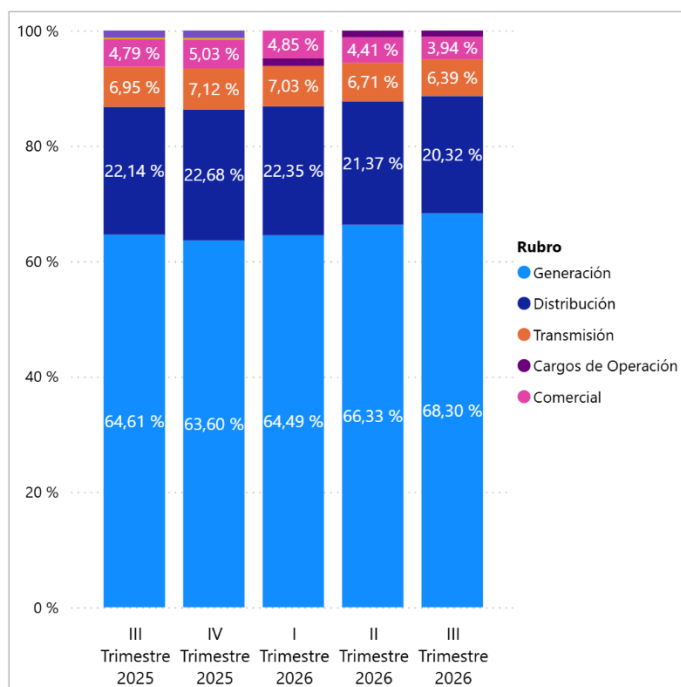


Fig. 10: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE)

5.3. Estructura tarifaria

Partiendo de las consideraciones antes expuestas, se presenta en la Tabla 9 la estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir de julio de 2026. Para fines de comparación, se incluyen los valores de la estructura tarifaria del trimestre anterior.

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

Servicio:	Cargo Fijo [HNL/Abonado -mes]		Energía [HNL/kWh]		Potencia [HNL/kW-mes]	
	abr-jun	jul-sep	abr-jun	jul-sep	abr-jun	jul-sep
	2026	2026	2026	2026	2026	2026
Residencial						
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	59.31	59.52	4.4090	4.9706		
Consumo mayor de 50 kWh/mes						
Primeros 50 kWh/mes	59.31	59.52	4.4090	4.9706		
Siguientes kWh/mes			5.7372	6.4680		
Baja Tensión	59.31	59.52	5.7511	6.4693		
Alumbrado Público	68.67	69.12	4.5032	5.1046		
Media Tensión	2,668.17	2,685.53	3.6889	4.3024	336.0218	338.2081
Alta Tensión	6,670.43	6,713.83	3.4735	4.0651	290.0818	291.9692

Con el propósito de comparar el impacto que tendrá el ajuste de la tarifa en las diferentes categorías de usuarios, en la tabla 10 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 14.52%.

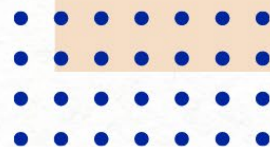
Tabla 10: Comparación entre ajustes de tarifas promedio
(abril-junio 2026 – julio-septiembre 2026)

Servicio:	Tarifa Promedio* [HNL/kWh]		Aumento	
	abr-jun 2026	jul-sep 2026	[HNL/kWh]	[%]
Residencial	5.76	6.43	0.68	11.78%
Baja Tensión	5.81	6.52	0.72	12.37%
Media Tensión	4.56	5.18	0.62	13.57%
Alta Tensión	4.10	4.70	0.60	14.52%

*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:

6.1. 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 152.1540 USD/MWh para el trimestre de julio a septiembre de 2026, mayor al valor de 132.2234 USD/MWh que fue aplicado para el trimestre anterior, o sea un aumento de 15.08%.
- El tipo de cambio para determinar las tarifas finales ajustadas fue de 26.8553 lempiras por dólar, el cual es 0.65 % mayor con respecto al tipo de cambio de 26.6817 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 5.32 HNL/kWh para el trimestre anterior a un valor de 5.98 HNL/kWh estimado para este nuevo ajuste, lo que en términos porcentuales significa un aumento del 12.48 %.

6.2. 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 julio de 2026:

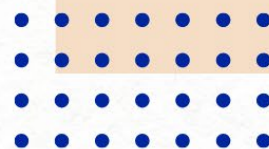
Tabla 11: Estructura tarifaria ENEE de julio a septiembre de 2026

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	59.52		4.9706
Consumo mayor de 50 kWh/mes	59.52		
Primeros 50 kWh/mes			4.9706
Siguientes kWh/mes			6.4680
Servicio General en Baja Tensión	59.52		6.4693
Servicio en Media Tensión	2,685.53	338.2081	4.3024
Servicio en Alta Tensión	6,713.83	291.9692	4.0651

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	L/Lámpara-m	L/kWh
Alumbrado Público	69.12	5.1046



ANEXOS



Anexos

7.1. Datos usados en el modelo CALCUTA

- Tipo de cambio

Variables de Entrada Generales												
Definición de Bloques Horarios												
Día	Período de Punta			Período Intermedio				Período de Valle				
	Total Horas	Inicio	Fin	Total Horas	Inicio	Fin	Total Horas	Inicio	Fin			
Laborable	10	11 19	16 22	9	6 17 23	10 18 24	5	1	5			
Sábado	2	13 20	13 20	16	7 14 21	12 19 24	6	1	6			
Domingo y Feriado	0			8	12 18	13 23	16	1 14 24	11 17 24			

Días y Horas		Financieras y Cambiarias		Fecha de Ajuste	
Número de Horas al año	8,760	Tasa de Descuento	10.5%	Mes / Año:	
Total Días Laborables al año	251	Tipo de Cambio	26.8553		
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			Valores a Modificar por el Usuario		
Tipo Costo Marginal de Potencia \$/kW-año:		Costo de Turbina de Gas (Datos EIA)			
Supuestos		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%			
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	Factor 1.1			
Costo de Operación	89.169447				
$cp = 1.1 \frac{FRC \cdot I + COM}{0.95(1 - FRC)}$					
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	158.75	173.09	154.03	126.36	
Intermedio	129.74	137.88	125.73	115.24	
Valle	98.11	102.44	97.29	93.36	

7.2. Datos de salida en el modelo CALCUTA

- Estructura tarifaria

Tarifas Finales por Categorías de Servicio y Rangos de Consumo													
Fecha de Ajuste:		30/06/2026											
Variables de Entrada de Subsidio													
Factor Subsidio Cruzado 1		0.83											
Factor Subsidio Cruzado 2		1.08											

7.3. 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 marzo, abril y mayo 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 12. Factor de planta de centrales que forman parte del SIN marzo-mayo 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
GREEN VALLEY	0.00	PATUCA III	24.87	ZACAPA	65.89
LAEISZ JUTICALPA	0.82	RIO LINDO	26.81	ZINGUIZAPA	76.40
PLANTA TÉRMICA LAEISZ	0.59	ARRENDAMIENTO SANTA ROSA	32.20	EL CAJÓN	51.20
LA PUERTA	0.00	ENERSA COGENERACIÓN	25.98	MATARRAS	95.51
LUFUSSA VALLE	7.37	LA ENSENADA	28.65	SHOL	50.90
PECSA 69 U4	6.69	EL FARO	28.81	LA VEGONA	51.62
SANTA FÉ	0.00	LAEISZ LA ESPERANZA	20.28	BECOSA	80.32
		PECSA 69	37.59	ENERSA	70.82
		TÉRMICA VILLANUEVA	28.91	LUFUSSA III	68.72
				PECSA 138	76.26

A los fines que corresponda, se presenta en este informe el ajuste a la estructura tarifaria del tercer trimestre del año 2026.

Bayardo Arauz
Técnico en Tarifas

César González
Analista de Ajustes Tarifarios

Jocelyn Mendoza
Jefe de Tarifas

Jorge Núñez
Director de Regulación