



CREE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE AJUSTE TARIFARIO 4to TRIMESTRE 2026

Opinión Técnica elaborada por Dirección de
Regulación/Departamento de Tarifas

Septiembre 2026

Contenido

1. Resumen ejecutivo del informe de ajuste tarifario del cuarto 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. Variación del costo de generación respecto al trimestre anterior	16
3.2.4. Cálculo de los costos reales de generación.....	17
3.3. Cálculo de la diferencia entre los costos de generación reales y los previstos	28
3.4. Pagos diferidos.....	28
3.4.1. Pagos diferidos 3er trimestre 2026.....	28
3.4.1. Pagos diferidos 4to trimestre 2026.....	28
3.5. Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 4to trimestre 2026	29
4. Tipo de cambio del dólar de los EE. UU.	30
5. Tarifa para aplicar a los usuarios finales en el 4to trimestre de 2026.....	32
5.1. Tarifa 4to trimestre 2026.....	32
5.2. Componentes de costos de la tarifa promedio.....	33
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

01



RESUMEN EJECUTIVO DEL INFORME DE AJUSTE TARIFARIO DEL CUARTO TRIMESTRE 2026



Resumen ejecutivo del informe de ajuste tarifario del cuarto 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 octubre a diciembre 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 cuarto trimestre de 2026, el cálculo incorpora el CBG previsto, las diferencias entre los costos reales y proyectados de junio, julio y agosto 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 55.71 % el valor previsto, mientras que el diésel resultó un 99.61 % mayor al valor previsto.
- **Demanda y Energía No Suministrada (ENS):** el consumo real de energía fue 2.75 % mayor que el esperado, equivalente a una diferencia de 88.05 GWh. No obstante, la ENS superó la previsión en 28.74 GWh, lo que incrementó los costos marginales del sistema.
- **Matriz de generación:** la participación térmica real fue de 51.25 %, superior al 47.72 % previsto. En el caso de la generación hidroeléctrica, esta tecnología alcanzó 22.84 %, por debajo de la proyección de 29.71 %.

Durante el período junio-agosto de 2026 se registró un aumento de los costos de generación respecto al trimestre anterior, debido principalmente al crecimiento de la demanda, la menor participación de generación hidroeléctrica, una mayor utilización de generación térmica y el incremento en los precios de los combustibles. Estos factores, junto con el aumento de la ENS, elevaron el costo marginal promedio del sistema en 33.37 %, contribuyendo al incremento de los costos reales de generación trasladados en el presente ajuste tarifario.

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 214,187,359.49.

Según el artículo 51 del Reglamento, la CREE, a través del oficio CREE-330-2026, informó a la ENEE sobre un incremento del 21.02% en la tarifa promedio correspondiente al cuarto trimestre de 2026 en comparación con el tercer trimestre de 2026, así como el monto total acumulado cuyo valor es de USD 104,914,311.001. 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 el total del ajuste en los siguientes periodos trimestrales por un monto de USD 104,914,311.001. 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, para el presente ajuste tarifario se mantienen los traslados condicionados correspondientes a las modificaciones de los contratos de compra de energía y potencia, la prórroga del Contrato No. 063-2011, la liquidación de ENERESA, los costos de BECOSA, la diferencia de facturación entre el Mercado Eléctrico de Oportunidad y el Mercado de Contratos correspondiente a ENERESA y los costos correspondientes al arrendamiento de centrales. Asimismo, se reconocen los costos de generación asociados a la central híbrida Jamastrán. Adicionalmente, como resultado de la nulidad del Acuerdo CREE-036-2025, relacionado con el Precio Máximo, se trasladará a tarifa un monto de USD 1,600,959.34 a favor de la ENEE. Por otra parte, permanece pendiente la incorporación de USD 19,089,912.15 correspondientes a la liquidación por potencia y energía de las centrales PANAM y EDESA, monto que será reconocido una vez que los contratos de ambas centrales sean publicados en el Diario Oficial La Gaceta.

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, manteniéndose constante respecto al trimestre anterior.

Por otro lado, la variación del tipo de cambio del lempira frente al dólar incidió en el ajuste tarifario. La combinación de altos costos de generación, el efecto del tipo de cambio y otros ajustes financieros determinó un incremento promedio de 0.64 % en la tarifa. En términos absolutos, la tarifa pasa de 5.98 HNL/kWh a 6.02 HNL/kWh. El impacto por categoría tarifaria se presenta a continuación:

- Alta Tensión: incremento de 0.65 %.
- Media Tensión: incremento de 0.65 %.
- Baja Tensión: incremento de 0.65 %.
- Residencial: incremento de 0.63 %.

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 octubre 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	59.74		5.0031
Consumo mayor de 50 kWh/mes	59.74		
Primeros 50 kWh/mes			5.0031
Siguientes kWh/mes			6.5102
Servicio General en Baja Tensión	59.74		6.5115
Servicio en Media Tensión	2,703.07	340.4170	4.3305
Servicio en Alta Tensión	6,757.68	293.8762	4.0917

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
Alumbrado Público	69.57	5.1379



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 octubre 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 junio, julio y agosto 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 octubre 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 cuarto 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 US\$/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 junio a agosto 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 junio de 2026, el precio promedio previsto fue de **53.48 USD/bbl** y el real de **96.05 USD/bbl**; para julio y agosto de 2026 el precio promedio previsto fue de **54.32 USD/bbl** y el precio real fue de **79.15 USD/bbl** para julio de 2026 y de **77.23 USD/bbl** para agosto de 2026.

Para el diésel los precios promedio reales también fueron mayores a los precios previstos, para junio de 2026, el precio promedio previsto fue de **188.00 USc/gal** y el real de **393.96 USc/gal**; para julio y agosto de 2026 el precio promedio previsto fue de **187.33 USc/gal** y el precio real fue de **339.85 USc/gal** para julio de 2026 y de **389.43 USc/gal** para agosto 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 junio a agosto de 2026 aproximadamente un **51.25 %** del total de generación del MEN. De este porcentaje, el **75.93 %** correspondió a generación con Búnker, el **19.13 %** a generación con diésel y el **4.94 %** a generación con carbón.

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.

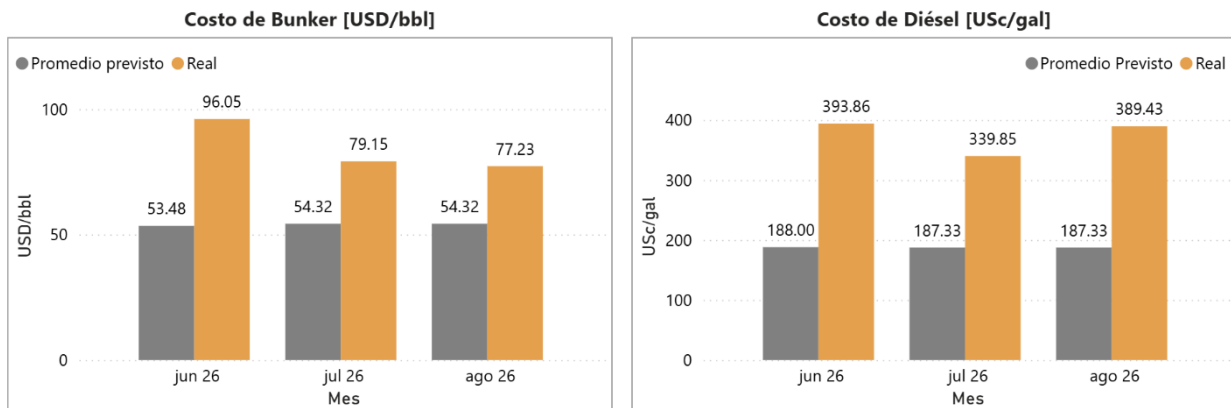


Fig. 1: Comparativo entre precios de combustible previstos y reales

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 junio, julio y agosto 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 mayor que el previsto, lo que conlleva a que la diferencia entre la suma del consumo real y el previsto para el período de junio a agosto de 2026 resulte en 88.05 GWh, es decir, la demanda real resultó un 2.75 % mayor con respecto a la demanda prevista.

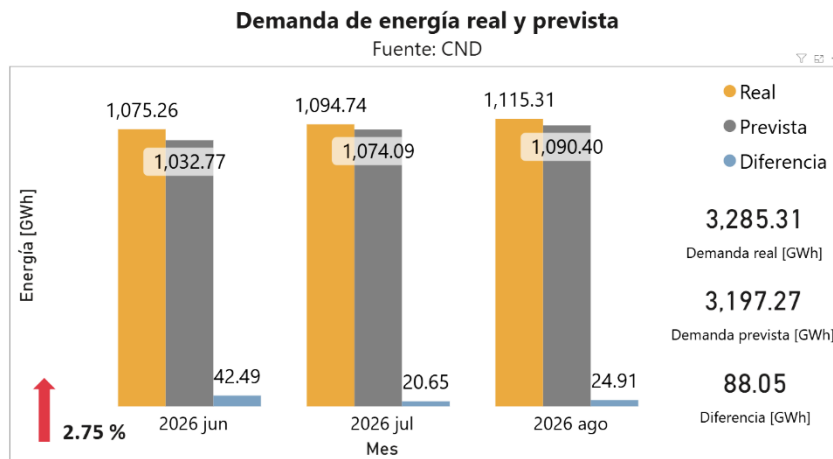


Fig. 2: Comparativo entre demanda de energía eléctrica real y prevista

3.2.2.3. Energía no suministrada

En la figura siguiente se observa que la energía no suministrada (ENS) real para junio de 2026 ha sido menor con respecto a la prevista y para julio y agosto de 2026 ha sido mayor con respecto a la prevista. La diferencia total entre la ENS real y la prevista fue de 28.74 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

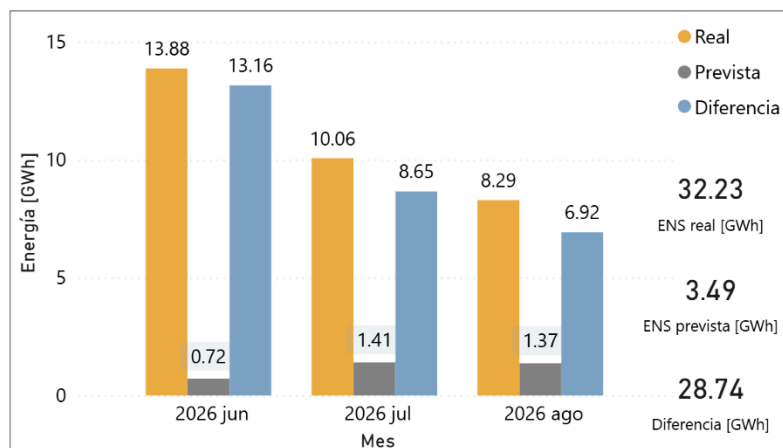


Fig. 3: Energía no suministrada (ENS)

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 junio y agosto de 2026, se observa en la figura 4 que la participación de la generación hidroeléctrica real fue de 22.84 %, mientras que la participación prevista era de 29.71 %. En el caso de la generación térmica, su participación real fue de 51.25 %, superior a la participación prevista del 47.72 %.

Matriz de generación real y prevista

Fuente: CND

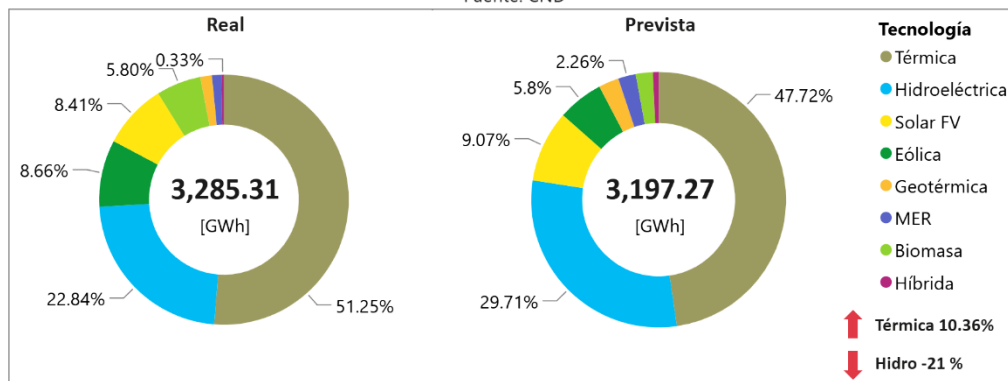


Fig. 4: Porcentaje de energía generada por tipo de tecnología en el SIN en Jun 2026 - Ago 2026

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 Jun 2026 - Ago 2026
(Datos: CND)

Tipo de Tecnología	Generación Real	Generación Prevista	Diferencia	Diferencia
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]
Térmica	1,683.88	1,525.81	158.07	10.36 %
Hidroeléctrica	750.33	949.78	-199.44	-21.00 %
Solar Fotovoltaica	276.27	290.13	-13.85	-4.78 %
Eólica	284.47	185.48	98.99	53.37 %
MER	40.02	72.16	-32.14	-44.54 %
Biomasa	190.39	69.13	121.26	175.41 %
Geotérmica	49.25	81.70	-32.45	-39.71 %
Híbrida	10.70	23.10	-12.39	-53.66 %
Total	3,285.31	3,197.27	88.05	2.75 %

3.2.2.5. Costo marginal promedio

El costo marginal promedio proyectado para junio de 2026 fue de 116.59 USD/MWh y de 107.80 USD/MWh para julio y agosto de 2026, el costo previsto para junio de 2026 resulta menor al costo marginal promedio real que fue de 226.63 USD/MWh. Por otro lado, los costos previstos para los meses de julio y agosto de 2026 resultan menores a los costos marginales promedios reales, que fueron de 194.66 USD/MWh y 253.89 USD/MWh respectivamente.

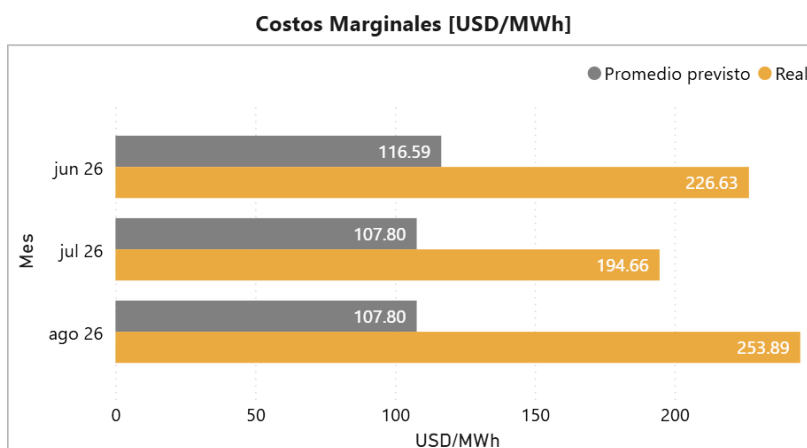


Fig. 5: Comparativo de costos marginales promedios proyectados y reales (Datos: CND)

3.2.3. Variación del costo de generación respecto al trimestre anterior

El incremento de los costos de generación observados en el período junio-agosto de 2026 respecto al trimestre marzo-mayo de 2026 responde a la combinación de factores operativos y de mercado que modificaron de manera significativa la composición de la matriz de generación y el costo de abastecimiento del sistema.

En primer lugar, la demanda de energía registró un crecimiento de 7.84 %, pasando de 3,046.39 GWh a 3,285.31 GWh. Paralelamente, la generación hidroeléctrica, caracterizada por sus menores costos variables de producción, disminuyó 7.91 %, al pasar de 814.78 GWh a 750.33 GWh. Esta reducción de la disponibilidad de energía renovable, junto con el aumento de la demanda, requirió una mayor participación de las centrales térmicas para garantizar el suministro de energía.

Como resultado, la generación térmica se incrementó en 24.68 %, pasando de 1,350.49 GWh a 1,683.84 GWh, aumentando su participación dentro de la matriz de generación del sistema. Este cambio en la composición de la generación tuvo un impacto directo sobre los costos de producción, debido a la mayor dependencia de tecnologías con costos variables más elevados.

Adicionalmente, el incremento en los precios internacionales de los combustibles contribuyó al aumento de los costos de generación. Durante el período analizado, el precio del diésel aumentó 9.87 %, al pasar de 340.69 Usc/gal a 374.31 Usc/gal, mientras que el precio del bunker registró un incremento de 2.35 %, pasando de 81.92 USD/bbl a 83.84 USD/bbl. Estas variaciones encarecieron la operación de las centrales térmicas y elevaron el costo de abastecimiento de la demanda.

La combinación de una mayor utilización de generación térmica, el incremento en los precios de los combustibles y el aumento de la Energía No Suministrada (ENS), que registró un crecimiento de 27.29 % al pasar de 25.32 GWh a 32.23 GWh, se reflejó en un aumento de 33.37 % del costo marginal promedio del sistema, que pasó de 168.74 USD/MWh a 225.06 USD/MWh.

En conjunto, estos factores explican en gran medida el incremento de los costos reales de generación reconocidos para el período junio-agosto de 2026. Adicionalmente, el detalle desagregado de los costos mensuales de generación por tipo de mercado y por tecnología, así como el comportamiento del costo medio de generación, se presenta y analiza de forma más detallada en el subcapítulo siguiente.

3.2.4. 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 octubre de 2026, el operador del sistema determinó los costos de generación reales para los meses comprendidos de junio a agosto de 2026.

Para el ajuste correspondiente al cuarto 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 junio a agosto de 2026¹. La Tabla 3 muestra de manera detallada dichos costos y se observa que el costo medio de generación real fue de 199.72 USD/MWh en junio, 175.46 USD/MWh en julio y 198.02 USD/MWh en agosto de 2026.

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

¹ Expedientes LT-07-2026, LT-08-2026 y LT-09-2026

Tabla 3: Costos reales de generación junio-agosto 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	402.48	6,958,940.55	64,988,295.03	71,947,235.58	178.76
	Hidroeléctrica	69.88	1,366,239.32	8,654,236.63	10,020,475.95	143.39
	Biomasa	47.40	62,537.04	6,089,804.08	6,152,341.12	129.80
	Eólica	59.02	394,817.44	8,240,401.79	8,635,219.23	146.30
	Solar Fotovoltaica	84.34	188,410.10	10,410,866.11	10,599,276.21	125.68
	Geotérmica	15.87	206,132.26	1,853,225.32	2,059,357.58	129.72
	MER	21.32	380,466.67	3,256,385.97	3,636,852.64	170.56
	Total transacciones de contratos	700.31	9,557,543.38	103,493,214.93	113,050,758.31	161.43
Oportunidad	Térmica	140.05	4,804,495.63	40,371,327.54	45,175,823.17	322.58
	Hidroeléctrica	188.96	2,603,452.71	44,097,492.31	46,700,945.02	247.14
	Solar Fotovoltaica	8.98	0.00	1,803,605.90	1,803,605.90	200.83
	Biomasa	0.18	0.00	46,983.28	46,983.28	268.47
	MER	9.38	0.00	1,505,346.63	1,505,346.63	160.40
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Híbrida	1.77	41,792.80	413,537.48	455,330.28	0.00
	Cogenerador	25.61	240,711.34	5,770,396.08	6,011,107.43	0.00
	Total transacciones de oportunidad	374.93	7,690,452.49	94,008,689.22	101,699,141.71	271.25
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.02	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	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00
Total junio 2026		1075.26	17,247,995.87	197,501,904.15	214,749,900.02	199.72
Contratos	Térmica	419.09	6,999,225.60	56,995,296.24	63,994,521.84	152.70
	Hidroeléctrica	71.75	1,335,747.58	8,740,373.54	10,076,121.12	140.43
	Biomasa	41.92	79,594.06	5,443,471.16	5,523,065.22	131.76
	Eólica	109.97	646,996.79	15,279,352.29	15,926,349.08	144.82
	Solar Fotovoltaica	82.98	182,270.04	10,286,282.52	10,468,552.56	126.16
	Geotérmica	17.03	205,184.33	1,985,126.48	2,190,310.81	128.62
	MER	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones de contratos	742.74	9,449,018.40	98,729,902.23	108,178,920.63	145.65
Oportunidad	Térmica	114.65	4809102.85	29534573.67	34343676.52	299.55
	Hidroeléctrica	198.78	2,761,522.39	39,855,326.51	42,616,848.90	214.39
	Solar Fotovoltaica	9.16	0.00	1,453,519.34	1,453,519.34	158.71
	Biomasa	0.29	0.00	58,991.28	58,991.28	201.73
	MER	3.59	0.00	403,054.47	403,054.47	112.25
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Híbrida	1.90	41,792.80	372,576.69	414,369.49	218.60
	Cogenerador	23.39	169,138.10	4,449,243.88	4,618,381.97	0.00
	Total transacciones de oportunidad	351.76	7,781,556.14	76,127,285.84	83,908,841.97	238.54
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho	Térmica	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	0.21	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	0.23	0.00	0.00	0.00	0.00
Total julio 2026		1094.74	17,230,574.54	174,857,188.07	192,087,762.60	175.46

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	432.13	6,780,733.37	58,505,015.72	65,285,749.09	151.08
	Hidroeléctrica	59.63	1,311,147.87	7,284,685.43	8,595,833.30	144.15
	Biomasa	34.49	73,814.51	4,444,826.13	4,518,640.64	131.01
	Eólica	115.47	650,453.24	16,011,403.21	16,661,856.45	144.29
	Solar Fotovoltaica	81.29	179,470.36	10,134,373.66	10,313,844.02	126.87
	Geotérmica	16.35	199,512.30	1,905,484.11	2,104,996.41	128.78
	MER	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones de contratos	739.36	9,195,131.65	98,285,788.26	107,480,919.91	145.37
Oportunidad	Térmica	175.45	417,653.02	5,372,791.24	5,790,452.26	330.04
	Hidroeléctrica	161.32	2,609,291.06	43,602,200.57	46,211,491.63	286.46
	Solar Fotovoltaica	9.53	0.00	1,923,903.35	1,923,903.35	201.97
	Biomasa	0.47	0.00	122,514.66	122,514.66	262.57
	MER	5.72	0.00	865,135.50	865,135.50	151.18
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Híbrida	7.03	189,086.26	1,915,081.32	2,104,167.58	299.12
	Cogenerador	16.43	109,226.80	413,357.55	424,280.35	258.18
	Total transacciones de oportunidad	375.95	7,084,157.14	106,290,385.19	113,374,542.33	301.57
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 agosto 2026		1,115.31	16,279,288.79	204,576,173.45	220,855,462.24	198.02
Total junio 2026- agosto 2026		3285.3126	50,757,859.20	576,935,265.67	627,693,124.86	191.06

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.

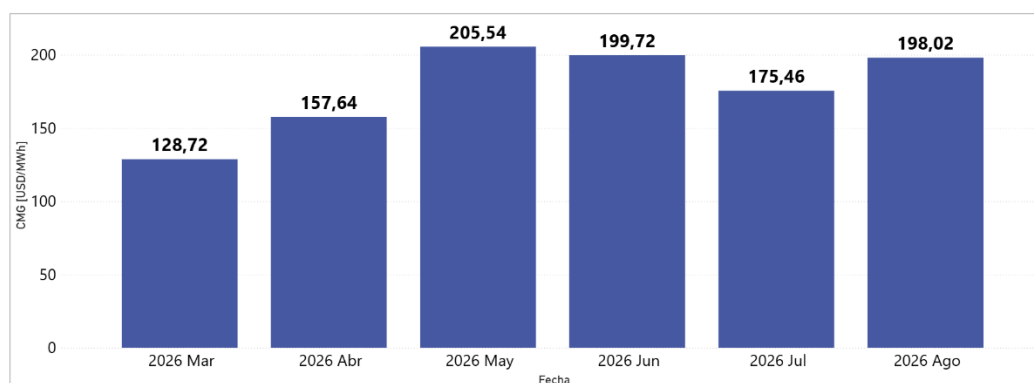


Fig. 6. Evolución del costo medio de generación de la ENEE (Datos: CND)

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 2,182.42 GWh y el costo medio

de generación para este mercado fue de 150.62 USD/MWh. Por otro lado, el mercado de oportunidad participó con 1,102.64 GWh de energía y el costo medio de generación de este mercado fue de 271.15 USD/MWh. El conjunto de los costos incurridos en ambos mercados resulta en un costo medio de generación total de 191.06 USD/MWh.

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

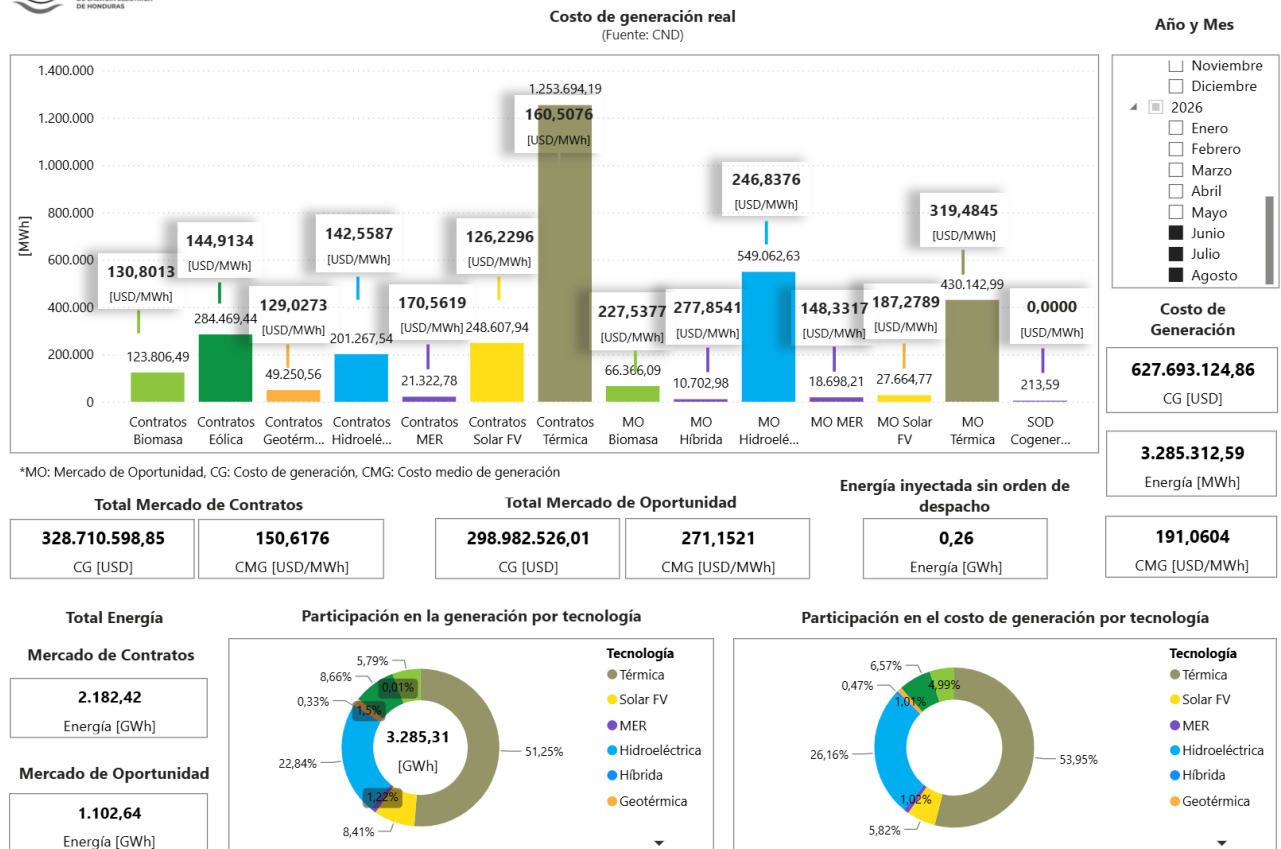


Fig. 7: Costos reales de generación correspondiente a junio, julio y agosto de 2026 (Datos: CND)

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 junio, julio y agosto de 2026. En la tabla siguiente se observa que a la ENEE se le reconoce un monto de USD 125,209,347.18 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 junio-agosto 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	3.72	2,634.00	743,174.82	745,808.82	200.70
Santa María del Real	0.10	0.00	22,736.48	22,736.48	230.32
Cañaveral	8.57	199,628.67	2,110,031.16	2,309,659.83	269.50
El Cajón	399.33	5,693,917.80	91,360,543.60	97,054,461.40	243.04
Patuca	37.48	755,064.20	10,264,980.92	11,020,045.12	294.01
Río Lindo	58.64	699,341.66	12,827,601.31	13,526,942.97	230.67
Ceiba Térmica	1.37	29,986.60	368,981.24	398,967.84	290.53
Santa Fe	0.31	16,996.24	113,840.28	130,836.52	417.27
La Puerta	0.00	0.00	-111.80	-111.80	396.27
Total	509.52	7,397,569.16	117,811,778.02	125,209,347.18	245.74

• **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:

- EDETSa: 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 2026 es de USD 19,089,912.15, valor que serán incorporado hasta que se publiquen los contratos de ambas centrales en el Diario Oficial La Gaceta.

• **Ajuste por nulidad del Acuerdo CREE-036-2025 – Precio Máximo**

En atención a la solicitud realizada por el Departamento de Tarifas, el Departamento de Planificación y Mercados de la Dirección de Regulación emitió el MEMORANDUM N° DR-10-2026, mediante el cual presentó la revisión, verificación y corroboración de los montos asociados a los ajustes por la nulidad del Acuerdo CREE-36-2025 ("Disposiciones Transitorias para Establecimiento de Precio Máximo en el Mercado Eléctrico de Oportunidad Nacional").

Tras la verificación de los cálculos presentados por el CND frente a las corroboraciones internas, se recomienda trasladar a la tarifa un monto neto total de USD 1,600,959.34, el cual se desglosa de la siguiente manera:

- Centrales Privadas: Se aprueba el traslado a tarifa de un monto neto de USD 604,538.76 por ajuste de nulidad del precio máximo. Este valor fue verificado y coincide con el Informe de Transacciones Comerciales (ITC) de junio de 2026, por lo que no requiere ajustes adicionales.
- Centrales Estatales: Se aprueba el traslado a tarifa de un monto neto de USD 837,773.85 por ajuste de nulidad del precio máximo. Dichos valores resultaron consistentes con lo liquidado en el expediente LT-07-2026, por lo que no se identifican ajustes adicionales.
- Centrales de Arrendamiento: Se aprueba el traslado a tarifa de un monto neto de USD 132,390.87, el cual se compone de USD 131,356.32 por nulidad del precio máximo y USD 1,034.55 por correcciones a la liquidación original de 2025. Los montos son consistentes con lo informado en el expediente LT-07-2026.
- Otras Centrales - Arrendamiento y Privadas: Se aprueba el traslado a tarifa de un monto neto de USD 26,255.86, compuesto por USD 46,421.58 por nulidad del precio máximo menos un descuento de USD 20,165.72 por correcciones a la liquidación original de 2025. En este grupo, al identificarse inconsistencias con el expediente LT-07-2026, se señala un ajuste adicional de USD 15,461.82 que el CND deberá efectuar en la liquidación de dichas centrales.

• **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.

Por tanto, tomando en consideración que en fecha veintinueve (29) de septiembre de dos mil veintiséis (2026) la DAJ emitió dictamen Dictamen Legal **DAJ-DL-087-2026**, mediante el cual indicó, entre otras cosas, 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.

En este sentido, tomando en consideración lo indicado por la DAJ mediante Dictamen Legal **DAJ-DL-087-2026** y en la Opinión Legal DAJ-OL-020-2025, 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. Lo relativo al reconocimiento definitivo de dichos costos continuarán sujeto al pronunciamiento que emita la DAJ.

- **Liquidación de la central híbrida Jamastrán**

En la liquidación correspondiente a agosto de 2026, asociada al expediente LT-09-2026, se identificó la participación en el Mercado de Oportunidad de una nueva central denominada Jamastrán. 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-VIII-2026, de fecha 5 de agosto de 2026, mediante el cual se otorgó a la central de generación Jamastrán, propiedad de Jamastrán Energy, S.A. de C.V., autorización para realizar transacciones en el Mercado Eléctrico Nacional (MEN).

Considerando lo anterior, el Departamento de Tarifas, mediante el memorándum DT-022-2026, 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. Tomando en consideración el dictamen legal número **DAJ-DL-087-2026** emitido por la DAJ en fecha 29 de septiembre de 2026, se trasladarán los costos de generación asociados a dicha central a la tarifa de los usuarios finales.

- **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-170-2025, 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, en vista de que el CND no acreditó la información necesaria, la DAJ mediante Dictamen Legal número **DAJ-DL-087-2026**, indicó que se recomienda trasladar de forma condicionada los costos asociados a la central híbrida ENERESA.

• 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 Dictamen Legal número **DAJ-DL-087-2026**, la DAJ indicó que se sostiene la recomendación mencionada en la opinión legal **DAJ-OL-25-2026**, en vista que a la fecha la ENEE no ha acreditado la documentación necesaria, por lo que se recomienda trasladar de forma condicionada los costos de la central asociados al contrato.

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.

- **Diferencia de facturación de la central ENERSA**

Durante la suspensión del Contrato de Potencia Firme y Energía Asociada No. 71/2018, la ENEE y ENERSA suscribieron el Memorando de Entendimiento de fecha 5 de septiembre de 2022, mediante el cual acordaron que el suministro de energía y potencia correspondiente al período de suspensión sería facturado y pagado con base en las liquidaciones del Mercado Eléctrico de Oportunidad (MEO). Posteriormente, mediante la Resolución CREE-39-2022 de fecha 4 de noviembre de 2022, la CREE reconoció que el CND se encontraba facultado para efectuar las liquidaciones financieras de las transacciones de ENERSA en el MEO mientras se resolvía la aprobación legislativa del referido contrato.

Para el período comprendido entre el 27 de enero y agosto de 2022, los costos de esta central habían sido reconocidos inicialmente en tarifa bajo las condiciones del mercado de contratos; posteriormente, en el primer ajuste tarifario de 2023 se incorporó mediante el componente de otros ajustes, la diferencia entre los valores determinados por el CND conforme a las liquidaciones del MEO y aquellos previamente trasladados a tarifas. A partir de septiembre de 2022, las transacciones de ENERSA se reflejaron directamente en las liquidaciones del MEO y sus costos fueron considerados bajo dicho mecanismo en los ajustes tarifarios correspondientes, hasta marzo de 2025.

Posteriormente, mediante el Acuerdo entre Partes suscrito el 21 de noviembre de 2025, la ENEE y ENERSA conciliaron los valores facturados en el MEO con aquellos que habrían resultado de la aplicación del Contrato No. 71/2018 modificado, determinándose una diferencia de facturación de USD 89,362,291.55 a favor de los usuarios finales.

Considerando que los costos asociados al suministro de ENERSA bajo las liquidaciones del MEO fueron reconocidos previamente en los ajustes tarifarios correspondientes, el diferencial de facturación antes indicado representa una recuperación asociada a costos trasladados a los usuarios.

Por tanto, la Dirección de Asesoría Jurídica, mediante el Dictamen Legal **DAJ-DL-087-2026**, recomendó considerar dicho diferencial de manera condicionada a la tarifa de los usuarios finales, mientras se completa la trazabilidad y verificación de los valores reportados por la ENEE. En consecuencia, para el presente ajuste trimestral se considera el monto de USD 89,362,291.55 a

favor de los usuarios de la ENEE, sin perjuicio de las modificaciones que correspondan una vez concluida la verificación de la información y documentación de respaldo requerida a la ENEE.

- **Arrendamiento de centrales**

En fecha 30 de junio de 2025 la DAI mediante dictamen DAI-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 DAI 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" junio-agosto 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	17.98	458,842.80	5,562,621.17	6,021,463.97	334.85
Arrendamiento Brassavola	21.36	3,136,210.91	7,670,089.35	10,806,300.26	505.80
Arrendamiento Danlí	7.98	261,556.20	2,696,149.75	2,957,705.95	370.69
Arrendamiento Santa Rosa	11.47	420,640.84	3,681,910.80	4,102,551.65	357.69
Arrendamiento El Progreso	13.35	545,557.15	4,339,976.66	4,885,533.81	366.01
Arrendamiento El Nispero	5.55	239,613.49	1,886,143.62	2,125,757.10	383.36
Arrendamiento Santa Marta	12.23	405,898.96	3,988,442.45	4,394,341.41	359.42
Arrendamiento Villanueva	39.81	2,072,893.03	13,488,071.36	15,560,964.39	390.88
Total	129.72	7,541,213.38	43,313,405.16	50,854,618.54	392.02

**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 (junio, julio y agosto 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 junio- agosto 2026 [MWh]
PECSA 69 kV- U4 (Energía a costo cero)	0.0940
PECSA 138 kV (Energía a costo cero)	37.8694
CEIBA TÉRMICA **	1.1599
PECSA 69kV U1	0.4920
LAEISZ JUTICALPA	1.4019
TÉRMICA VILLA NUEVA	0.7472
ARRENDAMIENTO LAEISZ DANLI	0.4238
ARRENDAMIENTO SANTA ROSA	0.0098
EMCE CHOLOMA	0.1406
CARACOL KNITS	213.6457
Total	255.9842

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 junio a agosto 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 214,187,359.49 el cual debe ser recuperado sumándolo al Costo Base de Generación previsto para el cuarto trimestre del año 2026.

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

Mes	Costo real [USD]		Costo previsto [USD]		Diferencia [USD]		Total [USD]
	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	
Jun_2026	197,501,904.15	17,247,995.87	115,452,591.58	19,884,978.18	82,049,312.57	-2,636,982.31	79,412,330.2602
Julio_2026	174,857,188.07	17,230,574.54	117,544,023.33	20,245,195.94	57,313,164.73	-3,014,621.41	54,298,543.33
Ago_2026	204,576,173.45	16,279,288.79	119,753,270.66	20,625,705.68	84,822,902.79	-4,346,416.89	80,476,485.90
Total	576,935,265.67	50,757,859.20	352,749,885.58	60,755,879.79	224,185,380.09	-9,998,020.60	214,187,359.49

3.4. Pagos diferidos

3.4.1. Pagos diferidos 3er trimestre 2026

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 51 del Reglamento, durante el ajuste tarifario correspondiente al tercer trimestre de 2026, la CREE identificó una variación entre el costo de generación real y el costo base de generación previsto que ocasionaba un incremento superior al 5 % en la tarifa promedio al usuario final.

En atención a lo comunicado mediante el Oficio CREE-239-2026, la ENEE presentó mediante Oficio GG-ENEE-608-VI-2026, de fecha 29 de junio de 2026, una solicitud para diferir parte del ajuste tarifario, indicando 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 función de lo anterior, para el presente ajuste tarifario se incorporará el monto de **USD 48,936,738.51**, en la categoría de "Otros Ajustes", también conocidos como "Pago diferido", por lo que será recuperado mediante la tarifa de este trimestre. A dicho saldo deberán adicionarse los intereses correspondientes al período sumando un total de **USD 50,183,401.92**, de acuerdo con la tasa informada por la ENEE.

3.4.1. Pagos diferidos 4to trimestre 2026

Una vez determinado el ajuste al costo de generación correspondiente al cuarto trimestre de 2026 y con base en lo establecido en el artículo 51 del Reglamento, la CREE identificó que la variación entre el costo de generación real y el costo base de generación previsto ocasionaría una fluctuación superior al 5 % en la tarifa promedio al usuario final.

En este sentido, mediante Oficio CREE-330-2026, la CREE comunicó a la ENEE que podía diferir parte del ajuste hasta por un monto de USD 104,914,311.001, solicitando la información correspondiente al monto a diferir, período de recuperación, tipo de cambio, tasa de interés trimestral y saldo acumulado de las cuentas por cobrar derivadas de la aplicación de este mecanismo.

Posteriormente, mediante Oficio GG-ENEE-1032-IX-2026, la ENEE solicitó diferir para los períodos siguientes un monto de USD 104,914,311.001, indicando lo siguiente:

1. El monto por diferir será de USD 104,914,311.001
2. El monto se diferirá en los siguientes periodos trimestrales.
3. El tipo de cambio es de 27.0307 HNL / USD.
4. El interés trimestral por utilizar será 2.53167 %.
5. El monto total acumulado es de USD 104,914,311.001 para aplicar en los siguientes períodos trimestrales.

En consecuencia, para los próximos periodos trimestrales se incorporará el nuevo monto de **USD 104,914,311.001** solicitado por la ENEE en la categoría de "Otros Ajustes", también conocidos como "Pago diferido". Este monto se incorporará como un cargo que la empresa deberá recuperar a través de las tarifas correspondientes.

3.5. Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 4to trimestre 2026

El costo de generación considerado para calcular la estructura tarifaria del cuarto 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 junio, julio y agosto de 2026 y iii) de otros ajustes, que incluyen el pago del monto diferido del trimestre anterior, el pago relacionado con ENERSA y el impacto derivado de la solicitud de diferimiento. A continuación, se detalla en una tabla el costo promedio de generación para el cuarto trimestre de 2026, estipulado en 152.1540 USD/MWh.

Tabla 8: Costo medio total de generación 4to 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	2,736,481.75			344,427,188.53	125.86
Diferencial junio 2026- agosto 2026		224,185,380.09	-9,998,020.60	214,187,359.49	
Pago diferido t-1 (incluye intereses)				50,183,401.92	
Otros ajustes realizados en la liquidación de centrales				1,845,340.94	
Pago ENERSA (cumplimiento acuerdo de convenio)				-89,362,291.55	
Diferido t				-104,914,311.00	
Ajuste octubre 2026-diciembre 2026	2,736,481.75			416,366,688.33	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 27.0307 lempiras por dólar, vigente el día 29 de septiembre 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.

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

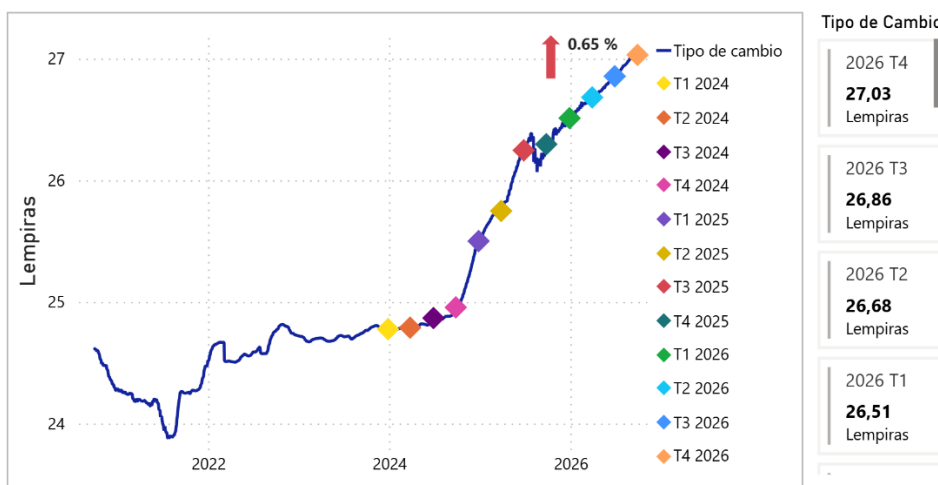


Fig. 8: Tipo de cambio a utilizar para el 4to ajuste tarifario 2026 (Datos: BCH)



**TARIFA APLICAR A
LOS USUARIOS
FINALES EN EL 4TO
TRIMESTRE DE 2026**



Tarifa para aplicar a los usuarios finales en el 4to trimestre de 2026

5.1. Tarifa 4to 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 cuarto 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 0.64 % con respecto a la tarifa promedio del tercer trimestre de 2026, la cual pasa de 5.98 HNL/kWh a 6.02 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 no influye en el incremento, únicamente es afectado por el tipo de cambio, el cual representa un aumento de 0.0385 HNL/kWh.

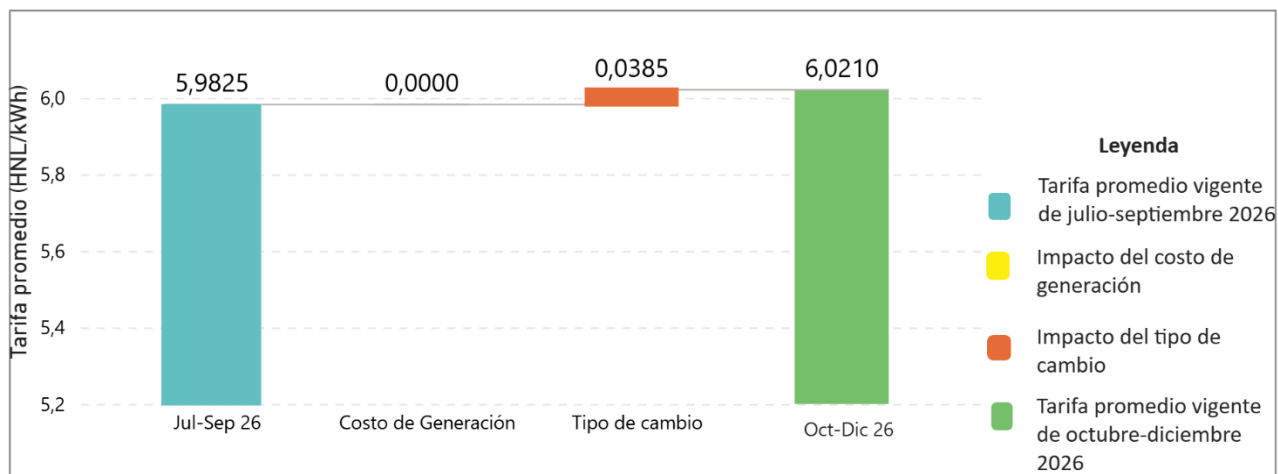


Fig. 9: Contribución de variables en el cálculo de la tarifa promedio

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.

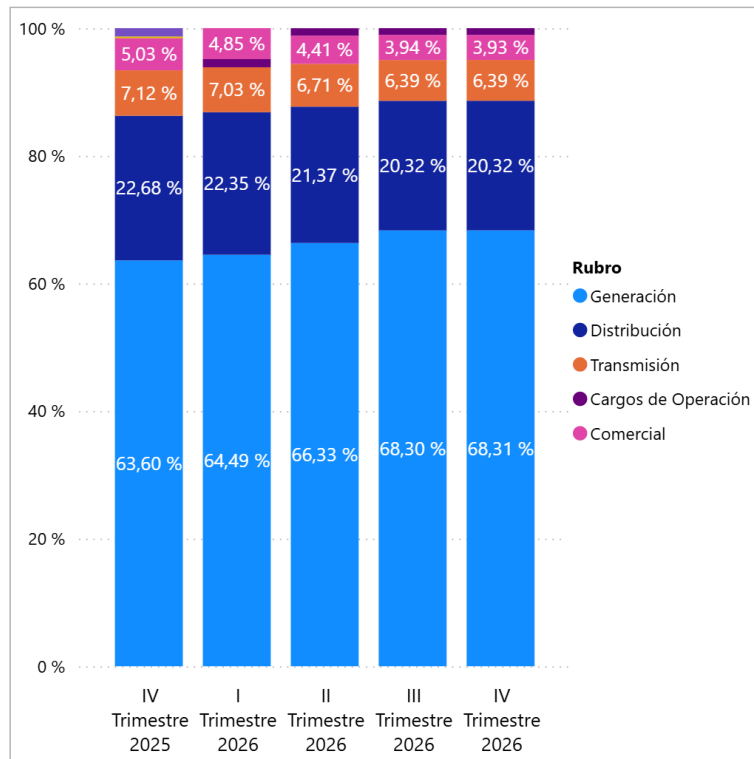


Fig. 10: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE)

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 octubre 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 octubre 2026

Servicio:	Cargo Fijo [HNL/Abonado -mes]		Energía [HNL/kWh]		Potencia [HNL/kW-mes]	
	jul-sep	oct-dic	jul-sep	oct-dic	jul-sep	oct-dic
	2026	2026	2026	2026	2026	2026
Residencial						
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	59.52	59.74	4.9706	5.0031		
Consumo mayor de 50 kWh/mes						
Primeros 50 kWh/mes	59.52	59.74	4.9706	5.0031		
Siguientes kWh/mes			6.4680	6.5102		

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[HNL/Abonado -mes]		[HNL/kWh]		[HNL/kW-mes]	
	jul-sep	oct-dic	jul-sep	oct-dic	jul-sep	oct-dic
	2026	2026	2026	2026	2026	2026
Baja Tensión	59.52	59.74	6.4693	6.5115		
Alumbrado Público	69.12	69.57	5.1046	5.1379		
Media Tensión	2,685.53	2,703.07	4.3024	4.3305	338.2081	340.4170
Alta Tensión	6,713.83	6,757.68	4.0651	4.0917	291.9692	293.8762

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 residencial será el menos afectado con este nuevo ajuste con un aumento de 0.63 %.

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

Servicio:	Tarifa Promedio* [HNL/kWh]		Aumento	
	jul-sep 2026	oct-dic 2026	[HNL/kWh]	[%]
Residencial	6.43	6.47	0.04	0.63 %
Baja Tensión	6.52	6.57	0.04	0.65 %
Media Tensión	5.18	5.21	0.03	0.65 %
Alta Tensión	4.70	4.73	0.03	0.65 %

*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

1. Los costos reales de generación del período junio-agosto de 2026 fueron significativamente superiores a los previstos, generando una diferencia acumulada de USD 214.19 millones a favor de la ENEE.
2. El aumento de los costos estuvo impulsado principalmente por el incremento de los precios de los combustibles, la mayor participación de generación térmica, la menor disponibilidad de generación hidroeléctrica, el crecimiento de la demanda y el aumento de la ENS.
3. Como resultado de las variaciones observadas en los costos de generación, así como del reconocimiento del pago por precio máximo, la recuperación del monto diferido del trimestre anterior y otros ajustes derivados de liquidaciones anteriores, el costo base de generación ajustado para el período octubre-diciembre de 2026 se ubicó en 190.4931 USD/MWh, lo que representaba inicialmente un incremento de 25.20 % respecto al trimestre anterior.
4. La aplicación del mecanismo de diferimiento contemplado en el Reglamento permitió amortiguar el impacto inmediato de la recuperación de costos de generación en la tarifa al usuario final.
5. El tipo de cambio utilizado para el ajuste tarifario fue de 27.0307 HNL/USD, valor 0.65 % superior al considerado en el ajuste anterior.
6. Como resultado conjunto del incremento de los costos de generación, de la aplicación del mecanismo de diferimiento que traslada parcialmente a períodos posteriores la recuperación de saldos pendientes, y de la variación del tipo de cambio, la tarifa promedio se incrementa de 5.98 HNL/kWh a 6.02 HNL/kWh, equivalente a un aumento de 0.64 %.

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 octubre de 2026:

Tabla 11: Estructura tarifaria ENEE de octubre a diciembre 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	59.74		5.0031
Consumo mayor de 50 kWh/mes	59.74		
Primeros 50 kWh/mes			5.0031
Siguientes kWh/mes			6.5102
Servicio General en Baja Tensión	59.74		6.5115
Servicio en Media Tensión	2,703.07	340.4170	4.3305
Servicio en Alta Tensión	6,757.68	293.8762	4.0917

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	L/Lámpara-m	L/kWh
Alumbrado Público	69.57	5.1379



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	Horario	Fin	Total Horas	Inicio	Horario	Fin	Total Horas
Laborable	10	11	16	10	9	6	17	18	5
		19	22	23		23	24		1
Sábado	2	13	13	12	16	7	19	24	6
		20	20	21		21	24		1
Domingo y Feriado	0			13	8	12	13	11	16
				23		18	23	24	14
									17
									24
Días y Horas Número de Horas al año: 8,760 Total Días Laborables al año: 251 Total Sábados al año: 52 Total Domingos y Feriados al año: 62 Año de Inicio de Anualidades de Transmisión y Distribución: 2016 Financieras y Cambiarias Tasa de Descuento: 10.5% Tipo de Cambio: 27.0307 Fecha de Ajuste Mes / Año: sep-26									
Horas de Maxima Demanda para Factor de Contribucion: Hora 1: 11 Hora 2: 12 Hora 3: 19 Hora 4: 20									

- Costos de generación

Variables de Entrada

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

Costo O&M \$/kw año

Años Vida útil de Turbina

Factor con reducción de capacidad

Paros Forzados

Capacidad a instalar por kW de demanda máxima

676

7.04

20

95%

2%

1.1

Cálculos:

FRC Turbina de Gas

Anualidad

O&M \$/kw año

Costo de Operación

$$CP = 11 \cdot \frac{FRC \cdot I + COM}{0.95 (1 - FRC)}$$

0.12

82.129447

7.040000

89.169447

Factor 1.1

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

	230 kV	138 kV	69 kV	34.5 kV	Ponderado con Energía
Bloque Horario					
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:		30/09/2026											
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	59.7377	222.3189	5.8023	4.6191	3.2502	6.0278	8.4105	59.7377	184.5247	4.8159	3.8338	2.6977	5.0031
> 50 kWh/mes	59.7377	222.3189	5.8023	4.6191	3.2502	6.0278	6.3635	59.7377	240.1125	6.2667	4.9887	3.5104	6.5102
Servicio General en BT	59.7377	271.1046	5.9489	4.7357	3.3323	6.5115	6.5628	59.7377	271.1046	5.9489	4.7357	3.3323	6.5115
Alumbrado Público	69.5681	360.2995	5.5975	4.4560	3.1355	5.1379	6.4098	69.5681	360.2995	5.5975	4.4560	3.1355	5.1379
Servicio Industrial en MT	2,703.0700	340.4170	5.2764	4.2378	3.0107	4.3305	5.2148	2,703.0700	340.4170	5.2764	4.2378	3.0107	4.3305
Servicio Industrial en AT	6,757.6750	293.8762	5.0210	4.0006	2.8955	4.0917	4.7291	6,757.6750	293.8762	5.0210	4.0006	2.8955	4.0917
Promedio Global							6.021047911						
							4.016984140						
*Precio Monómico de Media y Alta Tensión sólo corresponde a Energía.													
PLIEGO 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 Fijo s	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	59.74		5.0031										
Consumo mayor de 50 kWh/mes	59.74												
Primeros 50 kWh/mes			5.0031										
Siguientes kWh/mes			6.5102	59.7377	240.1125	6.2667	4.9887	3.5104					
Servicio General en Baja Tensión	59.74		6.5115	59.7377	271.1046	5.9489	4.7357	3.3323					
Alumbrado Público*	69.57		5.1379										
Servicio en Media Tensión	2,703.07	340.4170	4.3305	2,703.0700	340.4170	5.2764	4.2378	3.0107					
Servicio en Alta Tensión	6,757.68	293.8762	4.0917	6,757.6750	293.8762	5.0210	4.0006	2.8955					
*El cargo fijo para el alumbrado público es un cargo por lámpara por mes.													

Tarifa Nueva	6.0210
Tarifa Actual	5.9825
Diferencia	0.6443%

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 junio, julio y agosto 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 junio-agosto 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 [%]
GREEN POWER PLANT	17.59	ACEYDESA	41.12	CAHSA	64.84
TRES VALLES	0.00	AZUNOSA	46.11	ECOPALSA	81.00
CARACOL KNITS	0.00	CELSUR	37.86	MEREDON POWER PLANT	85.42
ENERBASA	19.53	CHUMBAGUA	39.17	LOS PINOS	84.64
FRAY LAZARO	16.87	YODECO	41.91	CERRO DE HULA	55.06
NACAOME II	16.85	CINCO ESTRELLAS	22.65	CHINCHAYOTE	72.30
EL POLLITO	13.67	COHESSA	24.38	PLANTA SAN MARCOS	51.05
PATUCA SOLAR	0.00	CIHESA	24.52	GEOPLATANARES	73.29
LA AURORA	9.03	CHOLUTECA II	23.02	AGUA VERDE	83.61
RIO BETULIA	11.37	CHOLUTECA I	24.94	BABILONIA	74.26
CHACHAGUALA	3.69	NACAOME I	24.47	CECECAPA	56.81
CORRAL DE PIEDRAS	5.86	FOTERSA	24.77	CORONADO	73.73
CUYAGUAL	15.18	HELIOS	28.18	MANGUNGO	58.43
EL COYOLAR	0.00	LAS LAJAS	26.48	PEÑA BLANCA	75.12
LOS LAURELES	4.15	LLANOS DEL SUR	20.39	RIO BLANCO	94.91
LAS GLORIAS	17.31	MECER	24.92	SAN MARTIN	69.73
NACAOME	0.00	MARCOVIA	22.17	ZACAPA	53.93
NISPERO	9.98	PRADOS SUR	24.61	ZINGUIZAPA	51.99
PENCALIGUE	14.77	SOPOSA	24.54	EL CAJÓN	62.32
RIO QUILLO	10.75	SAN ALEJO	23.56	MATARRAS	52.51
SANTA MARIA DEL REAL	4.62	CHAMELECON	40.06	LA VEGONA	68.07
YAGUALA	13.75	CHURUNE	20.54	BECOSA	96.76
CAÑAVERAL	14.38	CANJEL	25.94	LA ENSENADA	84.86
CENTRAL HÍBRIDA SOLAR JAMAISTRÁN	12.61	CORTESITO	20.80	ENERSA	85.01
ARRENDAMIENTO BRASSAVOLA	9.40	CUYAMEL	31.69	EL FARO	76.75
CEIBA TÉRMICA	12.65	HIDROYOJOA	30.68	LUFUSSA III	93.25
GREEN VALLEY	0.00	GENERA LOS LAURELES	43.69	LUFUSSA VALLE	62.65
PLANTA TÉRMICA LAEISZ	12.59	MEZAPA	37.69	PECSA 69	62.34
LA PUERTA	0.00	MORJA	38.60	PECSA 138	84.27
SANTA FÉ	14.52	NISPERO II	44.63	TÉRMICA VILLANUEVA	52.06
		RIO FRIO	30.13		
		RIO GUINEO	29.69		
		SAN CARLOS	25.51		
		SAN JUAN PUEBLO	47.00		
		SAZAGUA	20.33		
		CUYAMAPA	29.06		
		LA ESPERANZA	24.65		
		PATUCA III	21.30		
		RIO LINDO	36.90		
		SHOL	46.31		
		ENERESA	36.41		
		ARRENDAMIENTO EL PROGRESO	20.79		
		ARRENDAMIENTO LAEISZ DANLÍ	35.25		
		ARRENDAMIENTO LAEISZ SAN ISIDRO	38.33		
		ARRENDAMIENTO EL NISPERO	27.15		
		ARRENDAMIENTO SANTA MARTA	27.77		
		ARRENDAMIENTO SANTA ROSA	24.34		
		ARRENDAMIENTO VILLANUEVA	21.92		
		EMCE CHOLOMA	30.56		
		ELCOSA	45.98		
		ENERSA COGENERACIÓN	47.42		
		LAEISZ JUTICALPA	29.78		
		LAIESZ LA ESPERANZA	20.79		
		PECSA 69 U4	40.26		