



CRÉE

COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE AJUSTE TARIFARIO 2do TRIMESTRE 2025

Preparado por: Departamento de Tarifas
Tegucigalpa, M.D.C., marzo de 2025

Contenido

1.	Resumen Ejecutivo del Informe de Ajuste Tarifario del Segundo Trimestre 2025	5
2.	Introducción	9
3.	Costos de generación y ajustes trimestrales	12
3.1.	Costo Base de Generación previsto para el año 2025	13
3.2.	Costos reales de generación	14
3.2.1.	Planificación operativa e impacto en el ajuste al Costo Base de Generación	14
3.2.2.	Variables que inciden en los costos de generación	14
3.2.3.	Cálculo de los costos reales de generación.....	18
3.3.	Cálculo de la diferencia entre los costos de generación reales y los previstos	24
3.4.	Otros ajustes	25
3.4.1.	Ajustes en la liquidación de septiembre 2024	25
3.4.2.	Diferidos	25
3.5.	Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 2do trimestre 2025.....	26
4.	Tipo de cambio del dólar de los EE. UU.	28
5.	Tarifa para aplicar a los usuarios finales en el 2do trimestre de 2025.....	30
5.1.	Componentes de costos de la tarifa promedio.....	30
5.2.	Estructura tarifaria	31
6.	Conclusiones y recomendaciones	34
6.1.	Conclusiones	34
6.2.	Recomendaciones.....	35
7.	Anexos	36

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 SEGUNDO
TRIMESTRE 2025**

Resumen Ejecutivo del Informe de Ajuste Tarifario del Segundo Trimestre 2025

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

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

En fecha 30 de diciembre de 2024 la CREE aprobó mediante el Acuerdo CREE-139-2024 el CBG previsto para el año 2025 correspondiente a la ENEE en su condición de empresa distribuidora, el cual fue elaborado por el Centro Nacional de Despacho (CND) y determinado con base en el informe de la POLP 2025-2027. Producto de esta planificación se obtuvo que el costo medio de generación previsto para el año 2025 es de 133.33 USD/MWh.

La LGIE establece que, con el fin de reflejar los costos de generación reales, se deben realizar ajustes de manera trimestral al CBG previsto, por lo que la CREE debe aprobar un nuevo ajuste trimestral a la estructura tarifaria que la ENEE aplicará en la facturación a los usuarios finales a partir de abril 2025. Este ajuste se calcula utilizando la metodología establecida en el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales (RTP). En ese sentido, el reglamento establece que el costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 2do trimestre de 2025 se compone: i) del costo base de generación previsto para el 2do trimestre 2025, ii) de la diferencia entre los costos reales y previstos de los meses de diciembre 2024, enero y febrero del presente año y iii) de otros ajustes.

En este informe se presenta de manera resumida el comportamiento que han presentado en diciembre 2024, enero y febrero de 2025, la variable de precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica, la variable de demanda de energía eléctrica, los valores de la energía no suministrada, la matriz de generación de energía eléctrica y el costo marginal promedio semanal del Sistema Interconectado Nacional (SIN); variables que impactan en los costos reales de generación y en la estructura tarifaria del 2do trimestre del 2025.

Para diciembre de 2024, el precio promedio previsto para el bunker fue de 79.53 USD/bbl y el real de 69.09 USD/bbl; para enero y febrero de 2025 el precio promedio previsto fue de 63.42 USD/bbl y el precio real fue de 71.61 USD/bbl para enero y 74.61 USD/bbl para febrero de 2025.

Para los últimos tres meses, el consumo de energía total real resultó en un 5.80 % menor que la demanda prevista, es decir, que la diferencia entre la suma del consumo real y el previsto para el

período de diciembre 2024 a febrero 2025 resulta en 149.22 GWh menor a lo proyectado. La ENS real entre los meses de diciembre 2024 a febrero 2025 ha sido superior con respecto a la prevista. La diferencia entre la ENS real y la prevista fue de 11.59 GWh.

Para los meses de estudio, la participación de la generación hidroeléctrica real entre esos meses es mayor en un 37.27% respecto con la prevista y la generación térmica real resultó 38.11 % menor con respecto a la prevista.

El costo marginal promedio previsto para diciembre de 2024 fue de 138.78 USD/MWh y de 109.40 USD/MWh para enero y febrero de 2025, estos costos previstos resultaron mayores a los costos marginales promedios reales, que fueron de 98.22 USD/MWh, 110.61 USD/MWh y 119.57 USD/MWh para diciembre 2024, enero y febrero 2025, respectivamente.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto fue de 153.40 USD/MWh para el mes de diciembre de 2024 y 133.33 USD/MWh para los meses de enero y febrero de 2025. El costo medio de generación real fue de 136.04 USD/MWh en diciembre 2024, 138.90.61 USD/MWh en enero y 142.69 USD/MWh en febrero 2025.

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

- En el proceso de revisión de la liquidación correspondiente al mes de septiembre de 2024 bajo el expediente LT-10-2024, la CREE identificó discrepancias entre los valores reportados por el CND y los publicados por el mismo CND y por el Ente Operador Regional (EOR). El 26 de marzo de 2025 la CREE solicitó al CND la revisión y corrección de dichas diferencias, por tanto, el 28 de marzo de 2025, el CND presentó el anexo actualizado con los valores ajustados y, mediante el oficio DOM-CND-052-III-2025, solicitó incluir estas modificaciones como “Otros Ajustes”, en atención a dicha solicitud, se incorporó para este trimestre un monto de USD 315,042.69 a favor de la demanda.
- En el informe de ajuste tarifario del cuarto trimestre de 2024 se indicó que se reconocerían y trasladarían de forma condicionada los costos asociados a los contratos 007-2014, 008-2014 y 010-2014, se resalta que la situación de los costos asociados a dichos contratos continua en análisis y revisión de la Dirección de Asesoría Jurídica (DAJ).
- Para este ajuste trimestral se continúan incluyendo de manera condicionada dentro de la liquidación del MEO los costos asociados a las centrales “Arrendamiento San Isidro”, “Arrendamiento Brassavola”, “Arrendamiento Laeisz Danlí y Arrendamiento Santa Rosa”.
- En el informe del ajuste tarifario del cuarto trimestre de 2024, se estableció que, conforme a la recomendación de la DAJ, los costos del contrato No. 063-2011 serían reconocidos y trasladados de forma condicionada. Dado que la revisión de la prórroga de dicho contrato continúa en análisis por la DAJ, los costos correspondientes a dicho contrato se seguirán trasladando de manera condicionada en el mercado de contratos, integrándose dentro de los costos de generación a trasladar a la tarifa del usuario final.

En esta ocasión el costo de generación real fue menor que el costo proyectado, causando un saldo a favor de la demanda por un monto de USD 1,459,728.04 el cual debe ser recuperado restándolo al Costo Base de Generación previsto para el segundo trimestre del año 2025.

Con base en el artículo 51 del Reglamento, la CREE mediante el oficio CREE-123-2025 comunicó a la ENEE que se ha identificado una variación entre el costo de generación real y previsto resultó en una reducción del 18.60% respecto al primer trimestre. La ENEE solicitó el 31 de marzo de 2025 diferir USD 61,386,731.00 en los siguientes dos trimestres, incluyéndolo en “Otros Ajustes” como un cargo a favor de la demanda. Asimismo, en el primer ajuste en fecha 30 de diciembre de 2024, la ENEE solicitó diferir un monto para evitar una variación mayor al 5% en la tarifa de enero-marzo. En consecuencia, para el 2do ajuste a los CBG de 2025, se adicionará en “Otros Ajustes” un cargo a favor de la demanda por USD 36,666,666.67.

Las variables antes mencionadas determinan el costo de generación ajustado, el cual es de 140.34 USD/MWh para el segundo trimestre del 2025. Este valor es menor al aplicado en el primer trimestre de 2025 el cual fue 159.82 USD/MWh.

El tipo de cambio utilizado en el cálculo de las tarifas a aplicar a partir de abril de 2025 es de 25.75 lempiras por dólar americano, este es mayor que el utilizado como referencia en el trimestre anterior, o que porcentualmente es un aumento de 0.97%.

Una vez calculado el ajuste al CBG, y el tipo de cambio establecido por el BCH, así como los ajustes relacionados con la operación del sistema nacional, con los cargos regionales y con los sobrecostos por generación forzada, los cuales inciden en el cálculo de la estructura tarifaria, se definió la nueva estructura tarifaria a partir de abril 2025. Como resultado de las variaciones antes mencionadas, se observa una rebaja de 9.00 % a la tarifa promedio de 5.9260 HNL/kWh a 5.3926 HNL/kWh.

Con base en lo anterior, esta unidad recomienda aprobar la siguiente estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir de abril de 2025:

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	58.17		4.4722
Consumo mayor de 50 kWh/mes	58.17		
Primeros 50 kWh/mes			4.4722
Siguientes kWh/mes			5.8195
Servicio General en Baja Tensión	58.17		5.8273
Servicio en Media Tensión	2,574.76	324.2580	3.8012
Servicio en Alta Tensión	6,436.90	279.9264	3.5852

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
Alumbrado Público	66.27	4.5800



02

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

En cumplimiento con lo establecido en la LGIE, la CREE debe aprobar un nuevo ajuste trimestral en la estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir de abril de 2025, 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 segundo trimestre 2025, las variables que inciden en los costos de generación, así como los costos de generación reales para los meses de diciembre 2024, enero y febrero de 2025, la diferencia entre estos costos y los previstos para esos meses, y los costos de generación que se incorporarán en el pliego tarifario que la ENEE deberá aplicar a sus usuarios a partir de abril 2025. 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 detalla la tarifa resultante a aplicar a los usuarios finales para el ajuste del segundo trimestre de 2025. En la sección 6 se exponen las conclusiones y recomendaciones del presente informe. Finalmente, en la sección 7 se incluyen los anexos.



03

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 2025

En fecha 30 de diciembre de 2024 la CREE aprobó mediante el Acuerdo CREE-139-2024¹ el Costo Base de Generación previsto para el año 2025 correspondiente a la ENEE en su condición de empresa distribuidora. El costo medio de generación previsto para el año 2025 es de 133.33 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: 12,092.189 GWh, la cual será distribuida por tipo de tecnología de la siguiente manera: térmica con 5,505.80 GWh (45.953%), hidroeléctrica con 3,760.16 GWh (31.10%), solar fotovoltaica 1,196.12 GWh (9.89%), eólica 804.60 GWh (6.65%), geotérmica 321.46 GWh (2.66%) y biomasa 283.32 GWh (2.34%). Es importante indicar que para este trimestre se tiene previsto comprar en el MER 220.73 GWh mediante transacciones de oportunidad y contratos, que representará el 1.83% del total de generación prevista en el segundo trimestre del 2025.
- Precio promedio de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica: 60.52 USD/bbl para el Heavy Fuel Oil (HFO) 3.0 % y 203.58 US\$/gal para el diésel.
- Costo marginal promedio: 109.35 USD/MWh.

Tabla 1: Costos de generación previstos para el año 2025 (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	2,455.88	46,204,451.77	249,466,739.20	295,671,190.96	120.39
	Hidro	1,129.55	16,612,201.26	140,165,608.69	156,777,809.95	138.80
	Biomasa	232.63	1,034,096.35	30,113,817.92	31,147,914.27	133.90
	Eólica	804.60	10,592,144.85	113,094,942.45	123,687,087.30	153.73
	Solar FV	1,079.77	8,779,712.63	144,746,126.95	153,525,839.58	142.18
	Geotérmica	310.97	3,751,278.78	35,568,439.46	39,319,718.24	126.44
	MER (Hidro)	118.52	1,449,652.05	13,299,163.08	14,748,815.13	124.45
	Total	6,131.91	88,423,537.68	726,454,837.74	814,878,375.42	132.89
Oportunidad	Térmica	3,049.93	78,832,248.48	353,785,105.91	432,617,354.39	141.85
	Hidro	2,630.61	41,718,345.60	293,271,946.26	334,990,291.86	127.34

¹ [Acuerdo-CREE-139-2024-Aprobación-Costo-Base-de-Generación-para-año-2025.pdf](#)

Tipo de Mercado	Tecnología	Energía [GWh]	Costo Base Potencia [USD]	Costo Base Energía [USD]	Costo Base Generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
	Biomasa	50.69	0.00	5,923,617.60	5,923,617.60	116.85
	Solar FV	116.35	0.00	11,688,583.88	11,688,583.88	100.46
	Geotérmica	10.49	0.00	1,105,573.12	1,105,573.12	105.43
	MER	102.21	0.00	10,990,825.59	10,990,825.59	107.53
	Total	5,960.28	120,550,594.08	676,765,652.36	797,316,246.44	133.77
Total anual		12,092,189.00	208,974,131.76	1,403,220,490.10	1,612,194,621.86	133.33

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 2025 fue determinado con base en el informe de la POLP 2025-2027, 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 2025.

A continuación, se presenta de manera general el comportamiento que han presentado en el año 2024 y 2025 la variable de precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica, la variable de demanda de energía eléctrica, los valores de la energía no suministrada, la composición de la matriz de generación de energía eléctrica y el costo marginal promedio semanal del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Asimismo, se presenta un análisis comparativo entre el valor real y el promedio de estas variables, y en algunos casos entre el valor real y el promedio previsto, promedio que es calculado en función de lo previsto para cada trimestre.

3.2.2. Variables que inciden en los costos de generación

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

En la Fig. 1 se muestran los precios reales de los combustibles para los meses de diciembre 2024 a febrero de 2025 y su diferencia con respecto a los precios proyectados, para diciembre de 2024 el precio promedio previsto para el bunker fue de **79.53 USD/bbl** y el real de **69.09 USD/bbl**, menor al previsto, para enero y febrero de 2025 el precio promedio previsto fue de **63.42 USD/bbl** y el precio real fue de **71.61 USD/bbl** para enero y **74.61 USD/bbl** para febrero de 2025. Esta situación impactará de manera directa en la diferencia entre el costo de generación real y el previsto de estos últimos 3 meses, debido a que la generación a base de combustibles fósiles representó entre los meses de diciembre 2024 a febrero 2025 aproximadamente un 27.08 % del total de generación del MEN.

Es importante indicar que para propósitos de liquidación de las transacciones de compra-venta 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.

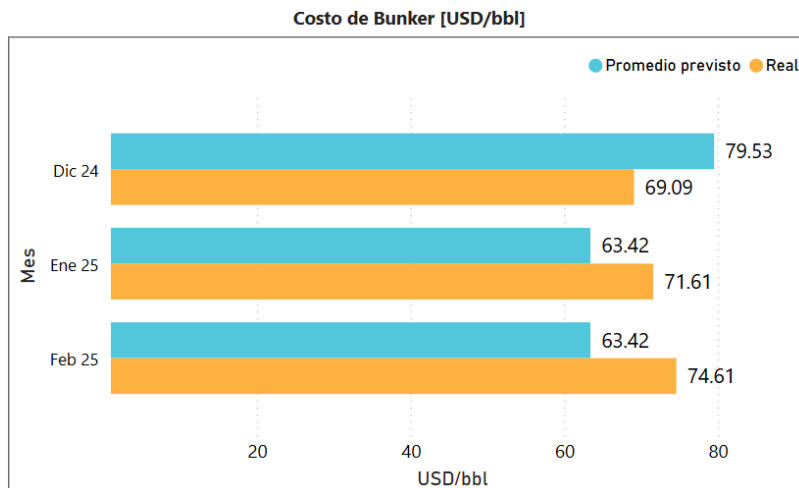


Fig. 1: Comparativo entre precios de combustible previstos y reales

3.2.2.2. Demanda de energía eléctrica

En la figura siguiente se muestra la demanda de energía eléctrica prevista y real para los meses de diciembre de 2024, enero y febrero de 2025, 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 diciembre de 2024 a febrero de 2025 resulte en -149.22 GWh, es decir, la demanda real resultó un 5.80 % menor con respecto a la demanda prevista.

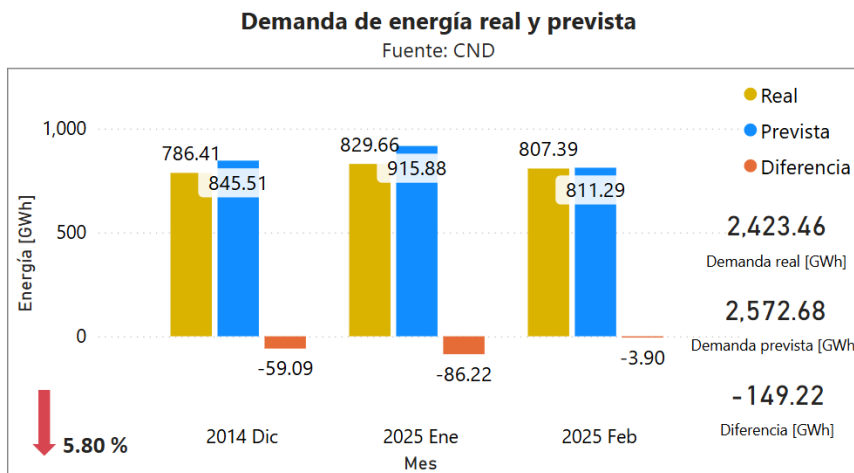


Fig. 2: Comparativo entre demanda de energía eléctrica real y prevista

3.2.2.3. Energía no suministrada

En la figura siguiente se observa que la energía no suministrada (ENS) real entre los meses de diciembre de 2024, enero y febrero de 2025 ha sido superior con respecto a la prevista. La diferencia entre la ENS real y la prevista fue de 11.59 GWh, esta diferencia impactará de manera directa en los costos marginales del sistema de estos meses y por ende en los costos reales de generación.

Energía no suministrada (ENS)

Fuente: CND

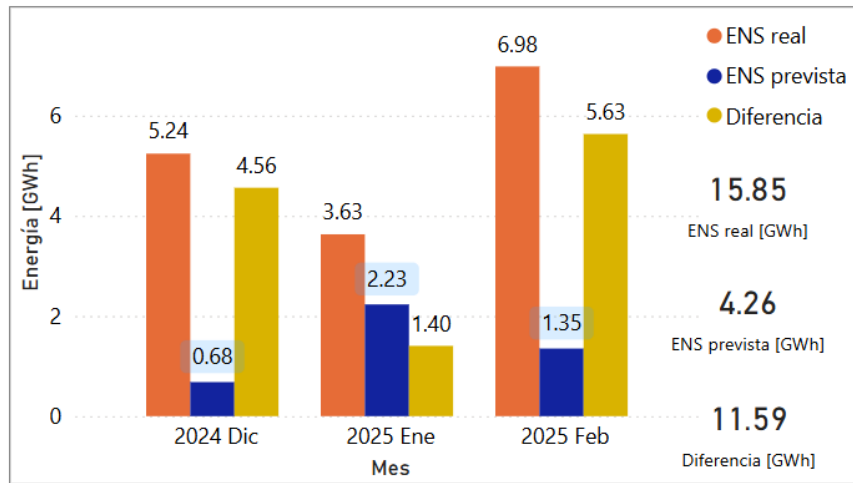


Fig. 3: Energía no suministrada (ENS)

3.2.2.4. Composición de la matriz de generación de energía eléctrica

En relación con la composición de la matriz de generación de energía eléctrica para los meses entre diciembre 2024 y febrero 2025, se observa en la figura 4 que la participación de la generación hidroeléctrica real entre esos meses es mayor en un 37.27 % respecto con la prevista y para el caso de generación térmica, la generación real resultó 38.11 % menor con respecto a la prevista.

Matriz de generación real y prevista

Fuente: CND

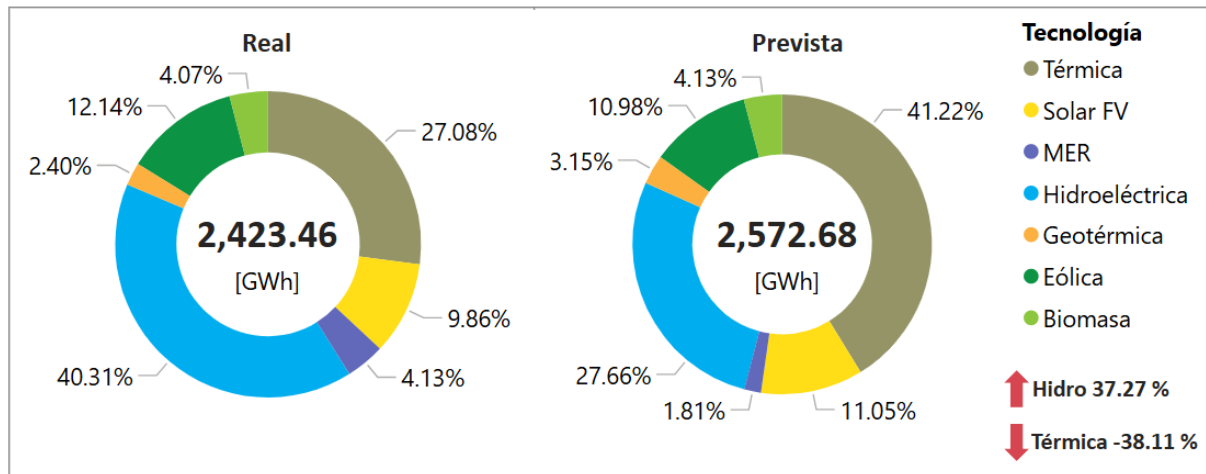


Fig. 4: Porcentaje de energía generada por tipo de tecnología en el SIN en dic 2024 - feb 2025

En la Tabla 2 se detallan 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 prevista en todas las tecnologías, incluyendo las importaciones del Mercado Eléctrico Regional (MER), presenta variaciones con respecto a la real, esta disparidad impactará en las

diferencias entre el costo real y previsto para este ajuste, y si continua así, también afectará en los ajustes futuros, esto debido a que cada central, dependiendo de su tecnología, presenta diferentes costos de generación.

Tabla 2: Composición de la matriz de generación de energía eléctrica dic 2024 - feb 2025
(Datos: CND)

Tipo de Tecnología	Generación Real	Generación Prevista	Diferencia	Diferencia
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]
Hidroeléctrica	976.92	711.69	265.23	37.27%
Solar Fotovoltaica	238.91	284.21	-45.30	-15.94%
Eólica	294.33	282.58	11.75	4.16%
Biomasa	98.68	106.25	-7.57	-7.12%
Geotérmica	58.14	80.96	-22.82	-28.19%
Térmica	656.39	1,060.50	-404.11	-38.11%
MER	100.10	46.50	53.60	115.28%
Total	2,423.46	2,572.68	-149.22	-5.80%

3.2.2.5. Costo marginal promedio

El costo marginal promedio previsto para diciembre 2024 fue de 138.78 USD/MWh y de 109.40 USD/MWh para enero y febrero de 2025, el costo previsto para diciembre de 2024 resulta mayor al costo marginal promedio real que fue de 98.22 USD/MWh. Por otro lado, los costos previstos para los meses de enero y febrero 2025 resultan menores a los costos marginales promedios reales que fueron de 110.61 USD/MWh y 119.57 USD/MWh respectivamente.

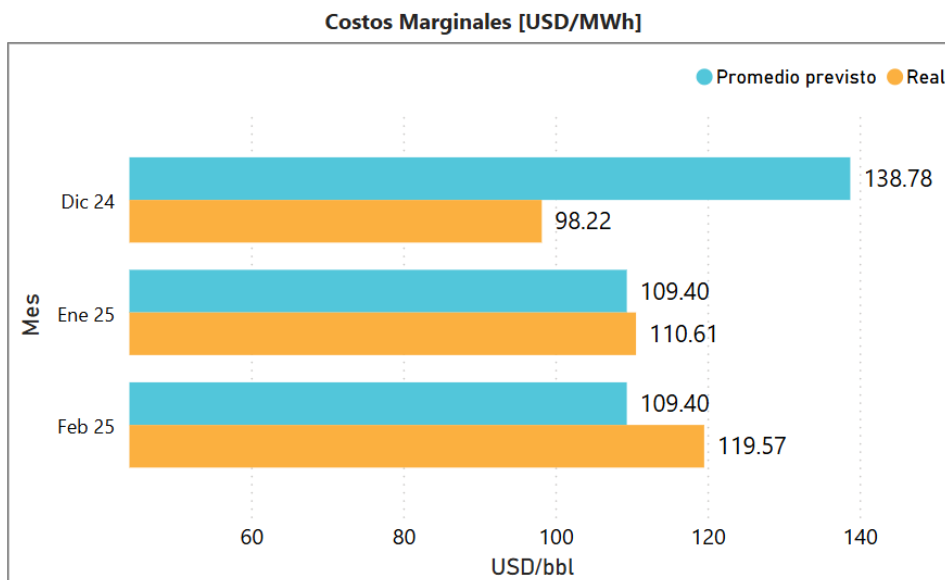


Fig. 5: Comparativo de costos marginales promedios proyectados y reales (Datos: CND)

3.2.3. Cálculo de los costos reales de generación

Para determinar los costos reales de generación se utilizan las liquidaciones mensuales, estas se realizan una vez finalizado cada mes, y dado que los ajustes tarifarios entran en vigencia el primer día de cada trimestre del año y deben ser aprobados como mínimo un día antes de cada nuevo ajuste, las liquidaciones presentan un mes de rezago, por lo que para el ajuste tarifario t se calculan los costos reales del último mes considerado para el ajuste del Costo Base de Generación anterior al último ajuste realizado (ajuste tarifario del periodo $t-2$) y los costos reales de los dos primeros meses del trimestre considerado para el último ajuste tarifario (ajuste del periodo $t-1$). Para el ajuste tarifario a aplicar a partir de abril de 2025, el operador del sistema determinó los costos de generación reales para los meses comprendidos de diciembre 2024 a febrero 2025.

Para el ajuste correspondiente al segundo trimestre de 2025, el operador del sistema remitió a la CREE la liquidación de los costos de generación incurridos por la ENEE de los meses de diciembre 2024 a febrero 2025². La Tabla 3 muestra de manera detallada dichos costos y se observa que el costo medio de generación real fue de 136.04 USD/MWh en diciembre 2024, 138.90 USD/MWh en enero y 142.69 USD/MWh en febrero 2025.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto fue de 153.40 USD/MWh para el mes de diciembre 2024 y 133.33 USD/MWh para los meses de enero y febrero de 2025 (estos costos corresponden al Costo Base de Generación 2025 que aprobó la CREE). La diferencia entre los costos medios de generación reales y previstos correspondientes a cada mes se verá reflejada en el diferencial de costos mensuales de diciembre 2024, enero y febrero de 2025 y en el acumulado de esos meses.

Tabla 3: Costos reales de generación diciembre 2024 – febrero 2025 (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	87.62	3,816,853.75	9,278,870.56	13,095,724.31	149.45
	Hidroeléctrica	161.39	1,979,641.95	20,105,737.13	22,085,379.08	136.85
	Biomasa	15.15	180,966.51	2,077,933.69	2,258,900.20	149.11
	Eólica	101.31	995,682.47	14,343,739.92	15,339,422.39	151.41
	Solar Fotovoltaica	62.66	751,273.15	8,706,703.75	9,457,976.90	150.94
	Geotérmica	21.21	250,711.57	2,416,203.68	2,666,915.25	125.76
	MER	12.13	146,106.14	1,355,045.06	1,501,151.20	123.74
	Total transacciones de contratos	461.47	8,121,235.54	58,284,233.79	66,405,469.33	143.90
Oportunidad	Térmica	86.96	5,735,160.36	9,710,037.60	15,445,197.96	177.61
	Hidroeléctrica	224.79	3,095,135.43	21,467,742.95	24,562,878.39	109.27
	Solar Fotovoltaica	4.09	0.00	368,437.94	368,437.94	0.00
	Biomasa	0.06	0.00	6,928.87	6,928.87	106.78

² Expedientes LT-01-2025, LT-02-2025 y LT-03-2025

Mercado	Tecnología	Energía	Costo de potencia	Costo de energía	Costo total de generación	Costo medio de generación
		[GWh]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD/MWh]
	MER	4.33	0.00	198,701.62	198,701.62	45.87
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones de oportunidad	320.24	8,830,295.79	31,751,848.98	40,582,144.78	126.72
	Total diciembre 2024					
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	1.10	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	1.58	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	2.02	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	4.71	0.00	0.00	0.00	0.00
Contratos	Térmica	107.47	3,845,890.48	12,089,764.93	15,935,655.41	148.27
	Hidroeléctrica	130.75	1,792,961.49	16,223,506.95	18,016,468.44	137.79
	Biomasa	17.08	107,180.84	2,289,668.52	2,396,849.36	140.30
	Eólica	107.45	1,073,072.42	15,040,767.47	16,113,839.89	149.96
	Solar Fotovoltaica	80.27	962,331.69	11,159,109.87	12,121,441.56	151.02
	Geotérmica	20.55	246,119.64	2,341,601.34	2,587,720.98	125.94
	MER	30.51	531,223.39	3,278,873.70	3,810,097.09	0.00
	Total transacciones de contratos	494.09	8,558,779.95	62,423,292.78	70,982,072.73	143.66
Oportunidad	Térmica	107.32	5413142.36	12581639.90	17994782.26	167.68
	Hidroeléctrica	196.68	2,876,889.47	21,833,565.21	24,710,454.68	125.64
	Solar Fotovoltaica	5.56	0.00	570,822.91	570,822.91	102.59
	Biomasa	5.76	0.00	666,341.29	666,341.29	115.73
	MER	5.12	0.00	315,551.08	315,551.08	61.62
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones de oportunidad	320.43	8,290,031.83	35,967,920.38	44,257,952.21	138.12
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.96	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	0.55	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	13.63	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	15.13	0.00	0.00	0.00	0.00
Total enero 2025						
Contratos	Térmica	138.52	3,837,107.51	16,394,719.27	20,231,826.78	146.06
	Hidroeléctrica	83.79	1,590,543.76	10,160,211.19	11,750,754.95	140.25
	Biomasa	21.58	114,165.67	2,980,709.16	3,094,874.83	143.43
	Eólica	85.56	1,048,121.59	12,002,148.55	13,050,270.14	152.52
	Solar Fotovoltaica	81.10	1,076,481.16	11,275,889.69	12,352,370.85	152.31
	Geotérmica	16.39	216,745.30	1,872,223.35	2,088,968.65	127.48
	MER	41.44	512,212.58	4,514,678.24	5,026,890.82	0.00
	Total transacciones de contratos	468.38	8,395,377.57	59,200,579.45	67,595,957.02	144.32
Oportunidad	Térmica	126.07	5329267.57	15408112.79	20737380.36	164.49
	Hidroeléctrica	177.16	3,080,029.18	21,202,704.47	24,282,733.65	137.06

Mercado	Tecnología	Energía	Costo de potencia	Costo de energía	Costo total de generación	Costo medio de generación
		[GWh]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD/MWh]
	Solar Fotovoltaica	5.23	0.00	630,109.41	630,109.41	120.49
	Biomasa	11.85	0.00	1,408,957.27	1,408,957.27	118.89
	MER	6.56	0.00	554,119.77	554,119.77	84.46
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Otros ajustes	0.00	0.00	0.00	0.00	
	Total transacciones de oportunidad	326.87	8,409,296.75	39,204,003.71	47,613,300.46	145.66
	Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.37	0.00	0.00	0.00
Hidroeléctrica		0.23	0.00	0.00	0.00	0.00
Biomasa		11.54	0.00	0.00	0.00	0.00
Total transacciones a costo cero		12.14	0.00	0.00	0.00	0.00
Total febrero 2025		807.39	16,804,674.32	98,404,583.16	115,209,257.48	142.69
Total diciembre 2024- febrero 2025		2,423.46	50,605,017.43	286,831,879.09	337,436,896.52	139.24

* ver sección 3.2.3.1

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

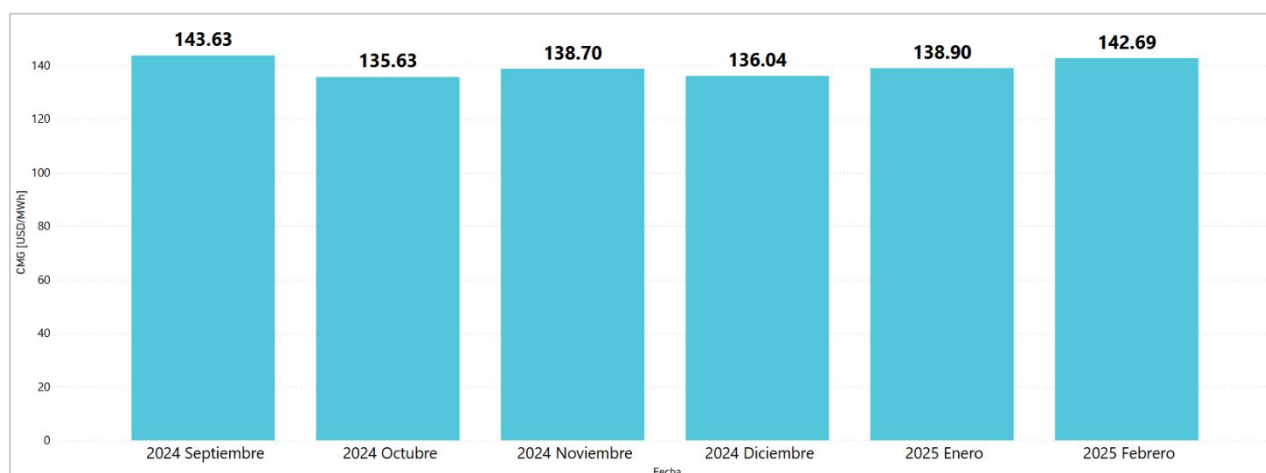


Fig. 6. Evolución del costo medio de generación de la ENEE (Datos: CND)

Las liquidaciones descritas en la tabla anterior incluyen el costo de la energía y potencia suministradas por las centrales propiedad de la ENEE, que son consideradas y valoradas como transacciones de oportunidad. A continuación, se presenta de manera detallada el monto que se reconoció a estas centrales entre los meses de diciembre 2024 a febrero 2025. En la tabla siguiente se observa que a la ENEE se le reconoce un monto de USD 65,899,014.24 por la energía y potencia firme que sus centrales aportaron al SIN en los meses antes indicados.

Tabla 4: Costos de generación de las centrales de la ENEE diciembre 2024 – febrero 2025 (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	20.09	0.00	2,007,469.24	2,007,469.24	99.94
Cañaveral	26.43	484,047.90	2,965,061.93	3,449,109.83	130.49
El Cajón	279.62	5,674,235.31	31,009,672.77	36,683,908.08	131.19
Patuca	90.29	665,875.20	8,382,551.74	9,048,426.94	100.22
Río Lindo	114.03	1,647,410.36	12,706,266.66	14,353,677.02	125.88
Ceiba Térmica	0.16	127,635.29	20,248.46	147,883.75	906.16
Santa Fe	0.00	22,625.63	0.00	22,625.63	0.00
La Puerta	0.00	185,913.75	0.00	185,913.75	0.00
Santa María del Real	0.16	0.00	19,323.50	19,323.50	118.26
Total	530.78	8,807,743.44	57,110,594.0	65,918,337.74	124.19

** 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 (Ver tabla 5).

En la tabla siguiente se presenta un promedio ponderado de los factores de planta de las centrales que inyectaron energía en el SIN para los meses de diciembre 2024, enero y febrero 2025. Este factor es importante a considerar al momento de evaluar el valor de los costos medios de generación de cualquiera de estas centrales.

Tabla 5: Factor de planta de centrales que forman parte del SIN diciembre 2024 – febrero 2025 (Datos: CND)

0>=Factor de planta (FP)<20%		20%>=Factor de planta (FP)<50%		50%>=Factor de planta (FP)<100%	
Central	FP [%]	Central	FP [%]	Central	FP [%]
ARRENDAMIENTO BRASSAVOLA	0.02	ACEYDESA	28.37	AGUA VERDE	89.76
ARRENDAMIENTO LAEISZ DANLÍ	7.32	CAÑAVERAL	42.80	AZUNOSA	50.38
ARRENDAMIENTO LAEISZ SAN ISIDRO	0.04	CHOLUTECA I	21.34	BABILONIA	95.10
ARRENDAMIENTO SANTA ROSA	3.66	CHOLUTECA II	20.69	BECOSA	82.42
BIOGAS Y ENERGÍA	0.00	CINCO ESTRELLAS	22.49	CAHSA	68.86
CEIBA TÉRMICA	2.77	COHESSA	24.22	CANJEL	70.61
CHACHAGUALA	18.06	CUYAMEL	43.81	CARACOL KNITS	68.97
CIHESA	14.64	EL CAJÓN	43.29	CECECAPA	87.30
CORRAL DE PIEDRAS	6.68	ENERSA COGENERACIÓN	33.31	CELSUR	93.01
ECOPALSA	6.84	FOTERSA	21.37	CERRO DE HULA	56.00
EL FARO	17.93	GREEN POWER PLANT	35.53	CHAMELECON	84.17
EL POLLITO	12.03	HELIOS	24.11	CHINCHAYOTE	69.14
ELCOSA	0.81	HIDROYOJOA	34.93	CHUMBAGUA	62.05
EMCE CHOLOMA	1.26	LA ESPERANZA	20.68	CHURUNE	61.64
ENERBASA	19.51	LA VEGONA	42.85	CORONADO	81.25
FRAY LAZARO	18.44	LAEISZ SAN ISIDRO	35.37	CORTESITO	55.57
LA PUERTA	0.00	LOS LAURELES	48.98	CUYAGUAL	79.07
LAEISZ CEIBA TÉRMICA	15.08	LUFUSSA III	46.93	CUYAMAPA	67.68
LAEISZ JUTICALPA	0.00	MARCOVIA	23.14	ENERSA	61.31
LAEISZ REGULETO	10.17	MECER	22.50	GENERA LOS LAURELES	87.15
LAS LAJAS	18.85	NACAOME I	22.88	GEOPLATANARES	80.88
LLANOS DEL SUR	19.27	NACAOME II	20.17	LA AURORA	51.11
LUFUSSA VALLE	3.19	NISPERO II	31.83	LAS GLORIAS	92.14
MEREDON POWER PLANT	0.00	PATUCA III	44.81	MANGUNGO	92.99
NACAOME	5.97	PECSA 69 kV	28.28	MATARRAS	90.95
PARK ENERGY	0.00	PLANTA SAN MARCOS	48.75	MEZAPA	86.08
PLANTA TÉRMICA LAEISZ	0.02	PRADOS SUR	21.30	MORJA	75.50
RIO BETULIA	16.87	RIO GUINEO	37.26	NISPERO	61.67
SANTA FÉ	0.00	SAN ALEJO	31.97	PECSA 138	71.91
SANTA MARIA DEL REAL	9.76	SOPOSA	24.75	PENCALIGUE	62.72
				PEÑA BLANCA	98.22

0>=Factor de planta (FP)<20%		20%>=Factor de planta (FP)<50%		50%>=Factor de planta (FP)<100%	
				RIO BLANCO	95.42
				RIO FRIO	57.93
				RIO LINDO	64.59
				RIO QUILIO	60.26
				SAN CARLOS	61.21
				SAN JUAN PUEBLO	90.91
				SAN MARTIN	91.41
				SAZAGUA	56.33
				SHOL	71.26
				TRES VALLES	60.56
				YAGUALA	77.54
				ZACAPA	82.21
				ZINGUIZAPA	84.74

Liquidación del costo de energía de los contratos 007-2014, 008-2014 y 010-2014

En el informe de ajuste tarifario del cuarto trimestre de 2024 se indicó que se reconocerían y trasladarían de forma condicionada los costos asociados a los contratos 007-2014, 008-2014 y 010-2014, se resalta que la situación de los costos asociados a dichos contratos continua en análisis y revisión de la Dirección de Asesoría Jurídica (DAJ), en vista de que la ENEE no ha acreditado la documentación correspondiente.

Prórroga del contrato No. 063-2011

En el informe de ajuste tarifario del cuarto trimestre de 2024 se indicó que con base en la recomendación de la DAJ, en la liquidación realizada para junio, julio y agosto de 2024, se reconocerían y trasladarían de forma condicionada los costos del contrato No. 063-2011. Debido a que la situación de esta prórroga continua en revisión de la DAJ y dado a que no se ha acreditado ante la CREE el laudo arbitral mediante el cual se instruye la prórroga del plazo del referido contrato, los costos de dicho contrato se seguirán trasladando de forma condicionada en el mercado de contratos, es decir, se reconocerán los costos de dicho contrato dentro de los costos de generación a trasladar a la tarifa de usuario final.

Arrendamiento de centrales

La DAJ mediante dictamen DAJ-DL-052-2024, recomendó que se incluyeran de manera condicionada dentro de la liquidación del MEO los costos asociados a las centrales “Arrendamiento San Isidro”, “Arrendamiento Brassavola”, “Arrendamiento Laeisz Danlí y Arrendamiento Santa Rosa”.

Por otro lado, en fecha 02 de diciembre de 2024 las direcciones de asesoría jurídica y de regulación emitieron opinión técnica legal mediante la cual indicaron la siguiente: “(...) evacuando las consultas realizadas son del parecer, por una parte, que no existe regulación emitida por esta Comisión Reguladora para contratos de arrendamiento, y por otra parte, que con relación a los contratos de arrendamiento suscritos entre la Unidad Técnica de Control de la Red de Distribución y Flujo Financiero (UTCD) y la sociedad mercantil Comercial Laeisz Honduras, S. A. no deben tipificarse como contratos de abastecimiento en vista que los mismos carecen de aspectos esenciales para ser considerados como tales, dado que la relación entre partes es sobre la utilización

de las centrales generadoras por un determinado tiempo a cambio de una remuneración que no corresponde a un pago de energía como la Ley manda.”, sin embargo, lo relativo a la medición comercial temporal otorgada por parte del CND continúa en análisis por parte de la DAJ y la Dirección de Fiscalización.

Por lo cual, se seguirán trasladando de forma condicionada los costos detallados en la tabla siguiente:

Tabla 6: Costo de generación de las centrales "Arrendamiento" dic 2024 - feb 2025 (Datos: CND)

Planta	Energía [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Arrendamiento San Isidro	-0.01	315,289.95	7,258.71	477,936.31	-83,092.94
Arrendamiento Brassavola	-0.18	1,609,333.22	-18,932.81	2,420,198.34	-13,767.08
Arrendamiento Danlí	1.71	178,673.61	343,787.77	611,841.17	357.97
Arrendamiento Santa Rosa	1.16	335,220.98	229,629.52	732,460.12	632.43
Total	2.69	2,438,517.76	561,743.19	4,242,435.94	1,579.59

** 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.

3.2.3.1. 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 SIN sin contar con una instrucción de despacho por parte de este, por lo que dicha energía debe ser reconocida a **precio cero** al aplicar lo establecido en el artículo 7 de la Norma Técnica de Liquidación del Mercado Eléctrico de Oportunidad. En la tabla siguiente se muestra de manera detallada para este período de revisión (diciembre 2024, enero y febrero 2025) la energía total que inyectó cada central sin recibir instrucciones de despacho por parte del CND.

Tabla 7: Centrales que inyectaron al SIN sin contar con instrucciones de despacho (Datos: CND)

Central	Energía total diciembre 2024 – febrero 2025 [MWh]
TRES VALLES	4,895.22
CELSUR	22,298.05
NACAOME	2,358.42
PECSA 69 kV	0.27
PECSA 138 kV	1,110.74
PARK ENERGY	1,305.03
EMCE CHOLOMA	0.00
ARRENDAMIENTO DANLÍ	0.11
TÉRMICA VILLANUEVA	6.14
Total	31,973.97

Sobre la base de lo indicado en esta sección, en la figura siguiente se muestra de manera gráfica un resumen de los costos reales de generación en los que incurrió la ENEE para los meses bajo análisis.

En dicha figura se observa que la energía correspondiente al mercado de contratos para esos meses fue de 1,423.93 GWh y el costo medio de generación para este mercado fue de 143.96 USD/MWh. Por otro lado, el mercado de oportunidad participó con 967.55 GWh de energía y el costo medio de generación de este mercado fue de 136.90 USD/MWh. El conjunto de los costos incurridos en ambos mercados resulta en un costo medio de generación total de 139.24 USD/MWh.

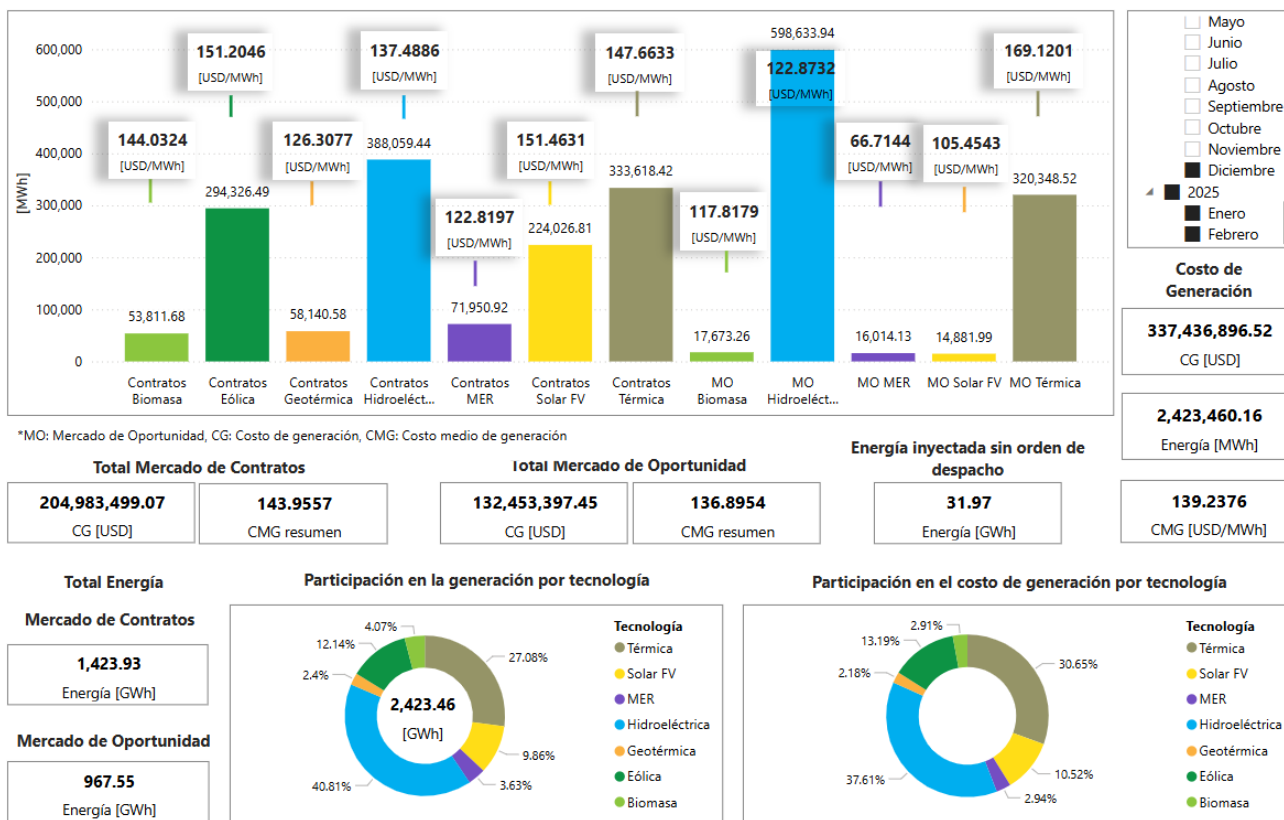


Fig. 7: Costos reales de generación correspondiente a septiembre, octubre y noviembre de 2024 (Datos: CND)

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

En la Tabla 9 se muestran los costos reales de energía y potencia en los que incurrió la ENEE, la diferencia mensual entre estos costos y los costos previstos, y la diferencia acumulada para los meses de diciembre 2024 a febrero 2025. En esta ocasión el costo de generación real fue menor que el costo proyectado, causando un saldo a favor de la demanda por un monto de USD 1,459,728.04 el cual debe ser recuperado restándolo al Costo Base de Generación previsto para el segundo trimestre del año 2025.

Tabla 8: Costos de energía y potencia previstos y reales diciembre 2024- febrero 2025 (Datos: CND)

Mes	Costo real [USD]		Costo previsto [USD]		Diferencia [USD]		Total [USD]
	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	
Diciembre_2024	90,036,082.77	16,951,531.33	107,429,196.62	13,207,786.44	-17,393,113.85	3,743,744.90	-13,649,368.95

Mes	Costo real [USD]		Costo previsto [USD]		Diferencia [USD]		Total [USD]
	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	
Enero_2025	98,391,213.16	16,848,811.78	14,337,913.55	96,276,289.84	84,053,299.61	-79,427,478.06	4,625,821.55
Febrero_2025	98,404,583.16	16,804,674.32	13,953,099.50	93,692,338.62	84,451,483.66	-76,887,664.30	7,563,819.36
Total	286,831,879.09	50,605,017.43	135,720,209.67	203,176,414.90	151,111,669.42	-152,571,397.46	-1,459,728.04397

3.4. Otros ajustes

3.4.1. Ajustes en la liquidación de septiembre 2024

Durante el proceso de revisión realizado por el Departamento de Tarifas y el Departamento de Planificación y Mercados de la Dirección de Regulación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), se identificaron discrepancias entre la liquidación de septiembre de 2024 presentada por el Centro Nacional de Despacho (CND) y la información publicada por el Ente Operador Regional (EOR). Específicamente, en dicha liquidación, el CND reportó un volumen de energía de 64.75 MWh, valorado en 11,044.76 USD. Sin embargo, en su Informe de Operación del Mercado y en el Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER) del EOR, indican un volumen de energía de 6,224.49 MWh, correspondiente a un valor de 627,994.96 USD.

Ante esta inconsistencia, el 26 de marzo de 2025, la CREE solicitó al CND que revisara y corrigiera la liquidación mencionada. En respuesta, el 28 de marzo de 2025, el CND presentó el documento "ANEXO NÚM. 02. COSTOS BASE GENERACIÓN REAL SEPTIEMBRE CREE (actualizado)", en el cual se corrigieron los valores de las transacciones económicas en el MER. Adicionalmente, mediante el oficio DOM-CND-052-III-2025, el CND solicitó a la CREE que incluyera estas modificaciones como "Otros Ajustes".

Por consiguiente, y en atención a dicha solicitud, se incorporó para este trimestre, bajo la categoría de "Otros Ajustes", el monto de USD 315,042.69, el cual es a favor de la demanda. Este valor corresponde a la diferencia entre el valor corregido y el valor inicialmente incluido en la liquidación de septiembre.

3.4.2. Diferidos

3.4.2.1. Solicitud de diferir en el 2do trimestre del 2025

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-123-2025 comunicó a la ENEE que se ha identificado una variación entre el costo de generación real y el costo base de generación previsto que ha ocasionado que la tarifa promedio a aplicar al usuario final en el siguiente ajuste tarifario sea del 18.60% inferior a la tarifa promedio vigente, por lo que la ENEE puede diferir parte del ajuste hasta por un monto de USD 120,000,000 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 31 de marzo de 2025 envió una solicitud para diferir en los próximos trimestres el monto que ocasionaría una rebaja mayor al 5% en la tarifa promedio prevista para los meses de abril-junio 2025. En esta solicitud se detalló que:

1. El monto por diferir será de USD 61,386,731.00
2. El monto se diferirá en los siguientes dos periodos trimestrales del 2025.
3. El tipo de cambio es de 25.7476 HNL / USD.
4. El interés trimestral por utilizar será 2.6692%.
5. El monto total acumulado es de USD 134,720,064.00 para aplicar en los siguientes dos periodos trimestrales.

En función de lo anterior, para los siguientes dos periodos trimestrales del año 2025 se debe de adicionar dentro de “Otros Ajustes” como un cargo a favor de la demanda el monto solicitado por diferir, el cual equivale a USD 61,386,731.00.

3.4.2.2. Solicitud de pago de diferidos 1er trimestre 2025

De acuerdo con lo dispuesto en los artículos 51, 52 y 53 del Reglamento, en el trimestre anterior la ENEE en fecha 30 de diciembre de 2024 envió una solicitud para diferir en los próximos trimestres el monto que ocasionaría una variación mayor al 5% en la tarifa promedio prevista para los meses de enero-marzo de 2025. En esta solicitud se detalló que:

1. El monto por diferir es de USD 110,000,000.
2. El monto se diferirá en los siguientes tres periodos trimestrales del 2025.
3. El tipo de cambio es de 25.50 HNL / USD.
4. El interés trimestral por utilizar es de 2.6325%.
5. El monto total acumulado a la fecha de dicha solicitud fue de USD 110,000,000.00.

En función de lo anterior, para el 2do ajuste a los CBG del año 2025 se debe de adicionar dentro de “Otros Ajustes” como un cargo a favor de la demanda el monto que fue solicitado diferir por la ENEE, el cual equivale a USD 36,666,666.67.

3.5. Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 2do trimestre 2025

El costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 2do trimestre de 2025 se

compone: i) del costo base de generación previsto para el año 2025, ii) de la diferencia entre los costos reales y previstos de los meses de diciembre 2024, enero y febrero de 2025, iii) del monto a diferir y iv) de otros ajustes. En ese sentido, en la tabla siguiente se muestra el costo medio de generación para el 2do trimestre de 2025, el cual es 140.34 USD/MWh. Es importante indicar que el monto indicado por concepto de diferido es el resultado de la suma algebraica entre el pago del diferido correspondiente a la solicitud que realizó la ENEE en el primer trimestre (-USD 36,666,666.67) y la solicitud de diferir de fecha 31 de marzo de 2025 (USD 61,386,731.16).

Tabla 9: Costo medio total de generación 2do trimestre 2025 (Datos: CND)

	Energía [MWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Previsto año 2025	3,269,349.47			435,886,971.37	133.33
Diferencial diciembre 2024- febrero 2025		-152,571,397.46	151,111,669.42	-1,459,728.04	
Otros ajustes				-315,042.69	
Diferido				24,720,064.50	
Ajuste abril-junio 2025	3,269,349.47			458,832,265.13	140.3436

04

TIPO DE CAMBIO DEL DÓLAR DE LOS EE.UU.

Tipo de cambio del dólar de los EE. UU.

El tipo de cambio es otro factor que impacta de manera directa en los costos de generación y en los costos de los activos de la ENEE. Para este periodo de ajuste se utilizó un tipo de cambio de 25.75 lempiras por dólar, vigente el día 28 de marzo de 2025. Con respecto al tipo de cambio anterior aumentó un 0.97 %. La Fig. 7 muestra la variabilidad del tipo de cambio de los últimos 3 años.

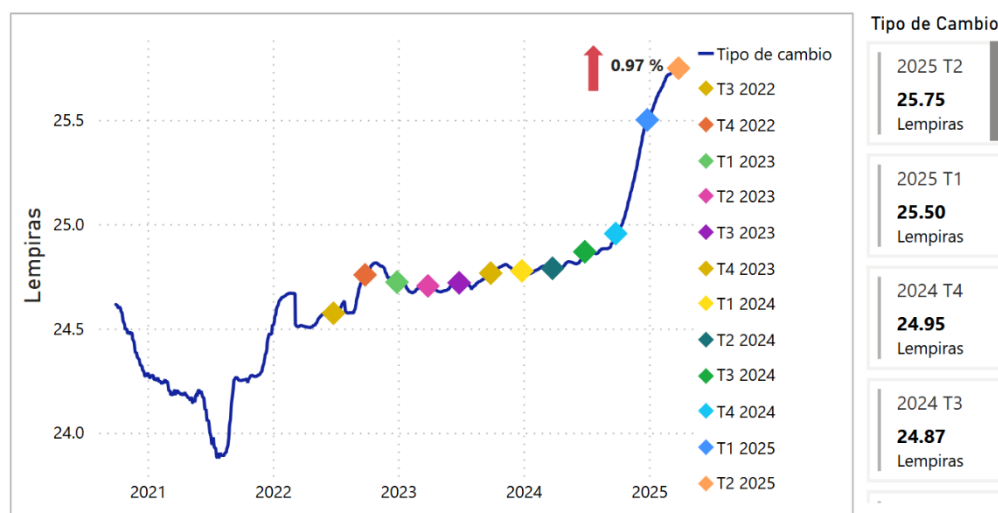


Fig. 7: Tipo de cambio a utilizar para el 2do ajuste tarifario 2025 (Datos: BCH)



05

**TARIFA APLICAR
A LOS USUARIOS
FINALES EN EL
2DO TRIMESTRE
DE 2025**

Tarifa para aplicar a los usuarios finales en el 2do trimestre de 2025

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 una disminución en la tarifa promedio de 9.00 % con respecto a la tarifa promedio del primer trimestre de 2025, la cual pasa de 5.93 HNL/kWh a 5.39 HNL/kWh (ver anexos).

La Fig. 8 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 una disminución de 0.5844 HNL/kWh y el tipo de cambio de cambio en un aumento de 0.0511 HNL/kWh.

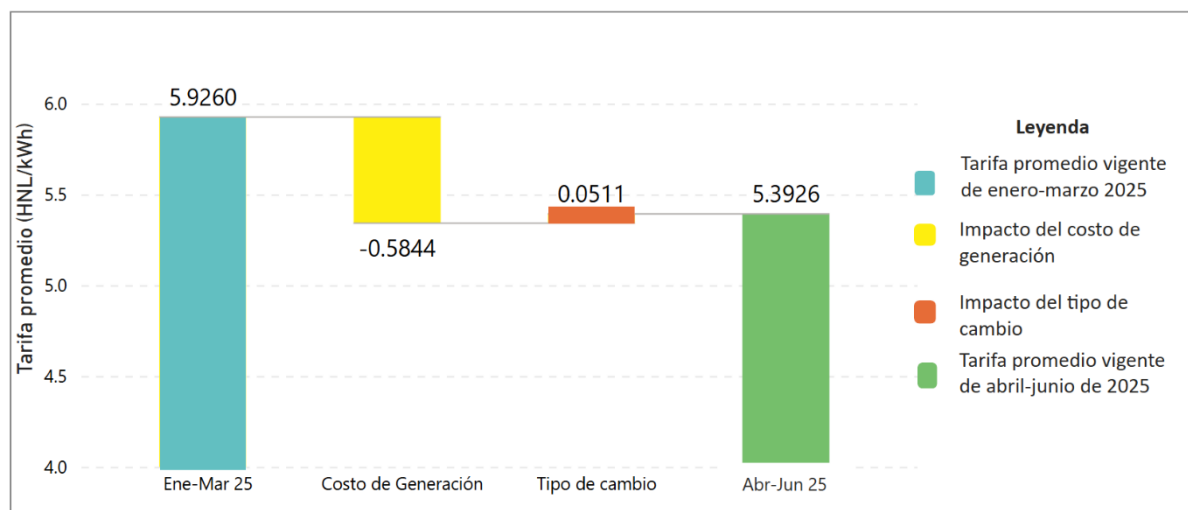


Fig. 8: Contribución de variables en el cálculo de la tarifa promedio

5.1. 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. 9 muestra la participación de cada componente en la tarifa promedio de los últimos cinco ajustes. Es importante mencionar que el costo por generación forzada suma un 0.23 % y los cargos del Mercado Eléctrico Regional suman un 1.10 % de la tarifa promedio. Para el presente ajuste tarifario no se están incorporando los costos relacionados con la operación del Sistema Interconectado Nacional, en vista que dicho costo estará siendo pagado con los fondos remanentes que tiene en sus cuentas financieras el operador del sistema nacional.

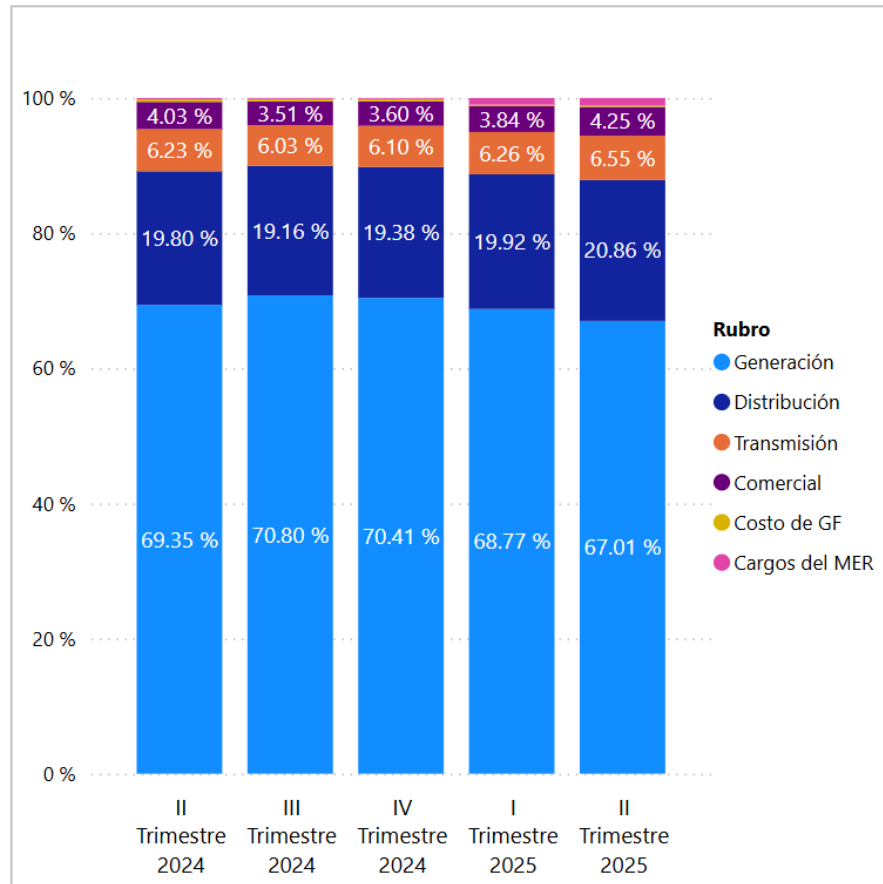


Fig. 9: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE)

5.2. Estructura tarifaria

Partiendo de las consideraciones antes expuestas, se presenta en la Tabla 11 la estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir de abril de 2025. Para fines de comparación, se incluyen los valores de la estructura tarifaria del trimestre anterior.

Tabla 10: Estructura tarifaria para usuarios de la ENEE vigente a partir de abril 2025

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[HNL/Abonado -mes]		[HNL/kWh]		[HNL/kW-mes]	
	Ene-Mar	Abr-Jun	Ene-Mar	Abr-Jun	Ene-Mar	Abr-Jun
	2025	2025	2025	2025	2025	2025
Residencial						
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	57.87	58.17	4.9239	4.4722		
Consumo mayor de 50 kWh/mes						
Primeros 50 kWh/mes	57.87	58.17	4.9239	4.4722		
Siguientes kWh/mes			6.4072	5.8195		
Baja Tensión	57.87	58.17	6.4031	5.8273		
Alumbrado Público	65.63	66.27	5.0669	4.5800		
Media Tensión	2,550.00	2,574.76	4.3117	3.8012	321.1398	324.2580
Alta Tensión	6,375.00	6,436.90	4.0788	3.5852	277.2345	279.9264

Con el propósito de comparar el impacto que tendrá el ajuste de la tarifa en las diferentes categorías de usuarios, en la Tabla 12 se presenta una comparación entre las tarifas promedios vigentes y las anteriores. Debe señalarse que el servicio de alta tensión será el más beneficiado con este nuevo ajuste con una disminución de 10.42%.

Tabla 11: Comparación entre ajustes de tarifas promedio
(enero-marzo 2025 – abril-junio 2025)

Servicio:	Tarifa Promedio* [HNL/kWh]		Disminución	
	ene-mar 2025	abr-jun 2025	[HNL/kWh]	[%]
Residencial	6.37	5.82	0.54	8.51%
Baja Tensión	6.46	5.88	0.58	8.91%
Media Tensión	5.15	4.64	0.50	9.76%
Alta Tensión	4.68	4.19	0.49	10.42%

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



06

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, incluyendo el monto a diferir que solicitó esta empresa y las correcciones que se realizaron a la liquidación de septiembre de 2024, resulta en un costo base de generación ajustado de 140.34 USD/MWh para el trimestre de abril a junio de 2025, menor al valor de 159.82 USD/MWh que fue aplicado para el trimestre anterior, o sea una rebaja de 12.19 %.
- Dado que continua el proceso de verificación del cumplimiento de la normativa vigente de las centrales “Arrendamiento” (“Laeisz San Isidro”, “Laeisz Danlí”, “Brassavola” y “Santa Rosa”), por recomendación de la DAJ se trasladan sus costos de forma condicionada a las tarifas de los usuarios finales.
- El tipo de cambio para determinar las tarifas finales ajustadas fue de 25.75 lempiras por dólar, el cual es 0.97 % mayor con respecto al tipo de cambio de 25.50 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, se observa una disminución global del precio de la tarifa promedio, la cual pasa de 5.93 HNL/kWh para el trimestre anterior a un valor de 5.39 HNL/kWh estimado para este nuevo ajuste, lo que en términos **porcentuales significa una disminución del 9.00 %**.

6.2. Recomendaciones

Con base en lo anterior, esta unidad recomienda al Directorio de Comisionados aprobar la siguiente estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir de abril de 2025:

Tabla 12: Estructura tarifaria ENEE de abril a junio de 2025

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	58.17		4.4722
Consumo mayor de 50 kWh/mes	58.17		
Primeros 50 kWh/mes			4.4722
Siguientes kWh/mes			5.8195
Servicio General en Baja Tensión	58.17		5.8273
Servicio en Media Tensión	2,574.76	324.2580	3.8012
Servicio en Alta Tensión	6,436.90	279.9264	3.5852

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	L/Lámpara-m	L/kWh
Alumbrado Público	66.27	4.5800



ANEXOS

Anexos

A. Datos usados en el modelo CALCUTA

- Tipo de cambio

VARIABLES DE ENTRADA GENERALES

Definición de Bloques Horarios

Día	Periodo de Punta			Periodo Intermedio				Periodo de Valle		
	Total Horas	Inicio	Horario Fin	Total Horas	Inicio	Horario Fin	Total Horas	Inicio	Horario 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: mar-25
Total Días Laborables al año: 251	Tipo de Cambio: 25.7476	
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

VARIABLES DE ENTRADA COSTOS MARGINALES Y GENERACIÓN

Costo Marginal de la Potencia \$/kW-año

Tipo Costo Marginal de Potencia \$/kW-año: Costo de Turbina de Gas (Datos EIA)

Supuestos: 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
Costo de Operación	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

Bloque Horario	Costos Marginales de Energía Generada US\$/MWh				Ponderado con Energía
	230 kv	138 kv	69 kv	34.5 kv	
Punta	144.84	157.92	140.53	115.28	
Intermedio	118.37	125.79	114.71	105.14	
Valle	89.52	93.46	88.76	85.18	

Factor de GEN

Variables de Entrada					
Costos Marginales y Generación					
Costo Marginal de la Potencia \$/kW-año					
Tipo Costo Marginal de Potencia \$/kW-año:	Costo de Turbina de Gas (Datos EIA)				
Supuestos:	Por cada kW de Demanda Máxima se necesitará instalar 1.1kW de Capacidad Nueva. La derivación 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 instala	676				
Costo O&M \$/kw año	7.04				
Años Vida útil de Turbina	20				
Factor con reducción de capacidad	35%				
Paros Forzados	2%				
Capacidad a instalar por kW de demanda máxima	1.1				
Cálculos:					
FRC Turbina de Gas	0.12				
Anualidad	82.123447				
O&M \$/kw año	7.040000				
Costo de Operación	89.163447				
$cp = L1 \frac{FRC + COM}{1000(1 - FRC)^n}$					
Costo de Capacidad de Generación \$/h	115.89				
	115.83155 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	147.14	160.43	142.77	117.12	
Intermedio	120.25	127.79	116.53	106.81	
Valle	90.34	94.95	90.18	86.53	

B. Datos de salida en el modelo CALCUTA

- Estructura tarifaria

Tarifas Finales por Categorías de Servicio y Rangos de Consumo											
Fecha de Ajuste: 31/3/2025											
Variables de Entrada de Subsidio											
Factor Subsidio Cruzado 1 0.83											
Factor Subsidio Cruzado 2 1.08											
Tarifas Sin Subsidio						Tarifas Con Subsidio					
Servicio	Potencia	Energía	Energía	Energía	Monómico	Costo promedio	Cargo Fijo	Potencia	Energía	Energía	Monómico
L/abnd-m	L/kW-m	Punta L/kWh	Intermedio L/kWh	Valle L/kWh	(Potencia y Energía) L/kWh	L/kWh	L/abnd-m	L/kW-m	Punta L/kWh	Intermedio L/kWh	Valle L/kWh
Servicio Residencial											
0 - 50 kWh/mes	58.1695	211.7658	5.0939	4.0560	2.8413	5.3882	7.7084	58.1695	175.7656	4.2280	3.3665
> 50 kWh/mes	58.1695	211.7658	5.0939	4.0560	2.8413	5.3882	5.7151	58.1695	228.7147	5.5016	4.3806
Servicio General en BT	58.1695	258.2357	5.2226	4.1584	2.9130	5.8273	5.8773	58.1695	258.2357	5.2226	4.1584
Alumbrado Público	66.2658	343.1967	4.9141	3.9128	2.7410	4.5800	5.7915	66.2658	343.1967	4.9141	3.9128
Servicio Industrial en MT	2,574.7600	324.2580	4.6343	3.7229	2.6328	3.8012	4.6435	2,574.7600	324.2580	4.6343	3.7229
Servicio Industrial en AT	6,436.9000	279.9264	4.3999	3.5077	2.5324	3.5852	4.1923	6,436.9000	279.9264	4.3999	3.5077
Promedio Global						5.392646918					
						4.016384140					
*Precio Módnico de Medida y Alta Tensión sólo corresponde a Energía.											
PLIEGO TARIFARIO											
SERVICIO	Tarifa Simple			Tarifa Horaria			Diferencia				
	Cargo Fijo	Precio de la Energía	Precio de la Energía	Cargo Fijo	Precio de la Energía	Precio de la Energía	Tarifa Nueva	Tarifa Actual	Diferencia		
	L/abonand-m	L/kW-mes	L/kWh	s	L/kW-mes	Punta L/kWh	Intermedio L/kWh	Valle L/kWh			
Servicio Residencial											
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	58.17		4.4722								
Consumo mayor de 50 kWh/mes	58.17		4.4722								
Primeros 50 kWh/mes			5.8195	58.1695	228.7147	5.5016	4.3806	3.0687			
Siguientes kWh/mes											
Servicio General en Baja Tensión	58.17		5.8273	58.1695	258.2357	5.2226	4.1584	2.9130			
Alumbrado Público*	66.27		4.5800								
Servicio en Media Tensión	2,574.76	324.2580	3.8012	2,574.7600	324.2580	4.6343	3.7229	2.6328			
Servicio en Alta Tensión	6,436.90	279.9264	3.5852	6,436.9000	279.9264	4.3999	3.5077	2.5324			
*El cargo fijo para el alumbrado público es un cargo por lámpara por mes.											