



**HONDURAS**  
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

**CRÉE**

COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

# INFORME DE AJUSTE TARIFARIO 1er TRIMESTRE 2025

Preparado por: Departamento de Tarifas  
Tegucigalpa, M.D.C., diciembre de 2024

## Contenido

1. Resumen Ejecutivo del Informe de Ajuste Tarifario del primer 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.....	17
3.3. Cálculo de la diferencia entre los costos de generación reales y los previstos .....	24
3.4. Otros ajustes .....	24
3.4.1. Ajustes en la liquidación de agosto.....	24
3.4.2. Pagos diferidos .....	25
3.5. Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 1er trimestre 2025 .....	25
4. Tipo de cambio del dólar de los EE. UU. ....	27
5. Tarifa para aplicar a los usuarios finales en el 1er trimestre de 2025.....	29
5.1. Otros cargos .....	29
5.1.1. Cargo por sobrecosto de generación forzada .....	29
5.1.2. Cargos del MER .....	29
5.1.3. Costos de operación del sistema .....	29
5.2. Tarifa 1er trimestre 2025 .....	30
5.3. Componentes de costos de la tarifa promedio.....	31
5.4. Estructura tarifaria .....	31
6. Conclusiones y recomendaciones .....	34
6.1. Conclusiones .....	34
6.2. Recomendaciones.....	35
7. Anexos .....	36

## Abreviaturas

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



**01**

**RESUMEN EJECUTIVO  
DEL INFORME DE  
AJUSTE TARIFARIO  
DEL PRIMER  
TRIMESTRE 2025**

## Resumen Ejecutivo del Informe de Ajuste Tarifario del primer 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 enero 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 1er trimestre de 2025 se compone: i) del costo base de generación previsto para el 1er trimestre 2025, ii) de la diferencia entre los costos reales y previstos de los meses de septiembre, octubre y noviembre del presente año y iii) de otros ajustes.

En este informe se presenta de manera resumida el comportamiento que han presentado en septiembre, octubre y noviembre de 2024, 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 1er trimestre del 2025.

Para septiembre de 2024, el precio promedio previsto para el bunker fue de 82.83 USD/bbl y el real de 73.56 USD/bbl; para octubre y noviembre de 2024 el precio promedio previsto fue de 79.53 USD/bbl y el precio real fue de 67.75 USD/bbl para octubre y 70.94 USD/bbl para noviembre.

Para los últimos tres meses, el consumo de energía total real resultó en un 2.72 % menor que la demanda prevista, es decir, que la diferencia entre la suma del consumo real y el previsto para el

período de septiembre a noviembre 2024 resulta en 76.30 GWh menor a lo proyectado. La ENS real entre los meses de septiembre a noviembre 2024 ha sido superior con respecto a la prevista. La diferencia entre la ENS real y la prevista fue de 23.56 GWh.

Para los meses de estudio, la participación de la generación hidroeléctrica real entre esos meses es mayor en un 3.22% respecto con la prevista y la generación térmica real resultó 1.80% menor con respecto a la prevista.

El costo marginal promedio previsto para septiembre de 2024 fue de 138.64 USD/MWh y de 138.78 USD/MWh para octubre y noviembre de 2024, estos costos previstos resultaron mayores a los costos marginales promedios reales, que fueron de 127.83 USD/MWh, 114.77 USD/MWh y 115.03 USD/MWh para septiembre, octubre y noviembre 2024, respectivamente.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto fue de 151.30 USD/MWh para el mes de septiembre de 2024 y 153.40 USD/MWh para los meses de octubre y noviembre de 2024. El costo medio de generación real fue de 143.63 USD/MWh en septiembre, 135.63 USD/MWh en octubre y 138.41 USD/MWh en noviembre.

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, el CND identificó un ajuste por potencia de 4,050 kW correspondiente al mes de agosto de 2024 para la central térmica Villanueva, por un monto de USD 35,559.00. Con base en lo anterior y de conformidad con lo dispuesto en el artículo 18 del RTP, relacionado con “Otros Ajustes”, así como en cumplimiento de lo establecido en el artículo 18 de la LGIE respecto a la necesidad de reflejar los costos reales en que incurre la empresa distribuidora, se considera procedente trasladar a la tarifa de los usuarios finales la suma de USD 35,559.00, bajo el concepto de “Otros Ajustes”.
- 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).
- La DAJ mediante dictamen DAJ-DL-052-2024, recomendó que se sigan 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”. Para este trimestre dicha situación continua en análisis y revisión, por lo cual se seguirán trasladando de forma condicionada dichos costos.
- 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 septiembre, octubre y noviembre de 2024 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 36,132,162.32 el cual debe ser recuperado restándolo al Costo Base de Generación previsto para el primer trimestre del año 2025.

Con base en el artículo 51 del Reglamento, la CREE mediante el oficio CREE-704-2024 comunicó a la ENEE que se ha identificado una variación entre el costo de generación real y previsto ocasionando una reducción del 24.04% con respecto al cuarto trimestre. La ENEE en fecha 30 de diciembre 2024 envió una solicitud para diferir el monto de 110,000,000 USD en los siguientes tres periodos trimestrales del 2025.

Las variables antes mencionadas determinan el costo de generación ajustado, el cual es de 159.82 USD/MWh para el primer trimestre del 2025. Este valor es menor al aplicado en el cuarto trimestre de 2024 el cual fue 176.17 USD/MWh.

El tipo de cambio utilizado en el cálculo de las tarifas a aplicar a partir de enero de 2025 es de 25.50 lempiras por dólar americano, este es mayor que el utilizado como referencia en el trimestre anterior, o que porcentualmente es un aumento de 2.20%.

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 enero 2025. Como resultado de las variaciones antes mencionadas, se observa una rebaja de 5.09 % a la tarifa promedio de 6.2440 HNL/kWh a 5.9260 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 enero de 2025:

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Potencia	Precio de la Energía
	HNL/abonado-mes	HNL/kW-mes	HNL/kWh
<b>Servicio Residencial</b>			
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	57.87		4.9239
Consumo mayor de 50 kWh/mes	57.87		
Primeros 50 kWh/mes			4.9239
Siguientes kWh/mes			6.4072
<b>Servicio General en Baja Tensión</b>	57.87		6.4031
<b>Servicio en Media Tensión</b>	2,550.00	321.1398	4.3117
<b>Servicio en Alta Tensión</b>	6,375.00	277.2345	4.0788

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
<b>Alumbrado Público</b>	65.63	5.0669



**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:
  - o Las características de la demanda (energía y potencia);
  - o La composición de la matriz de generación de energía eléctrica;
  - o El estado de los embalses y las previsiones hidrológicas;
  - o Los precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica;
  - o El monto de déficit y el costo de la energía no suministrada, si hubiera.
- **Cargos del MEN y de operación y regulación del MER:** los cargos del MEN incluyen los costos en los que incurre el Operador del Sistema por administrar y operar el mercado mayorista de Honduras. Por otro lado, los cargos relacionados con el MER contemplan los costos asociados con la operación y regulación del MER.
- **Costos del sistema de transmisión:** estos comprenden los costos de los activos usados para la actividad de transmisión, los costos de operación y mantenimiento, y los costos asociados a las pérdidas de potencia y energía en el sistema.
- **Costos del sistema de distribución:** estos constituyen el llamado Valor Agregado de Distribución (VAD), que comprende los costos de los activos usados para la actividad de distribución, los costos de operación y mantenimiento, los costos de pérdidas de energía y potencia, y una componente de costos de comercialización.

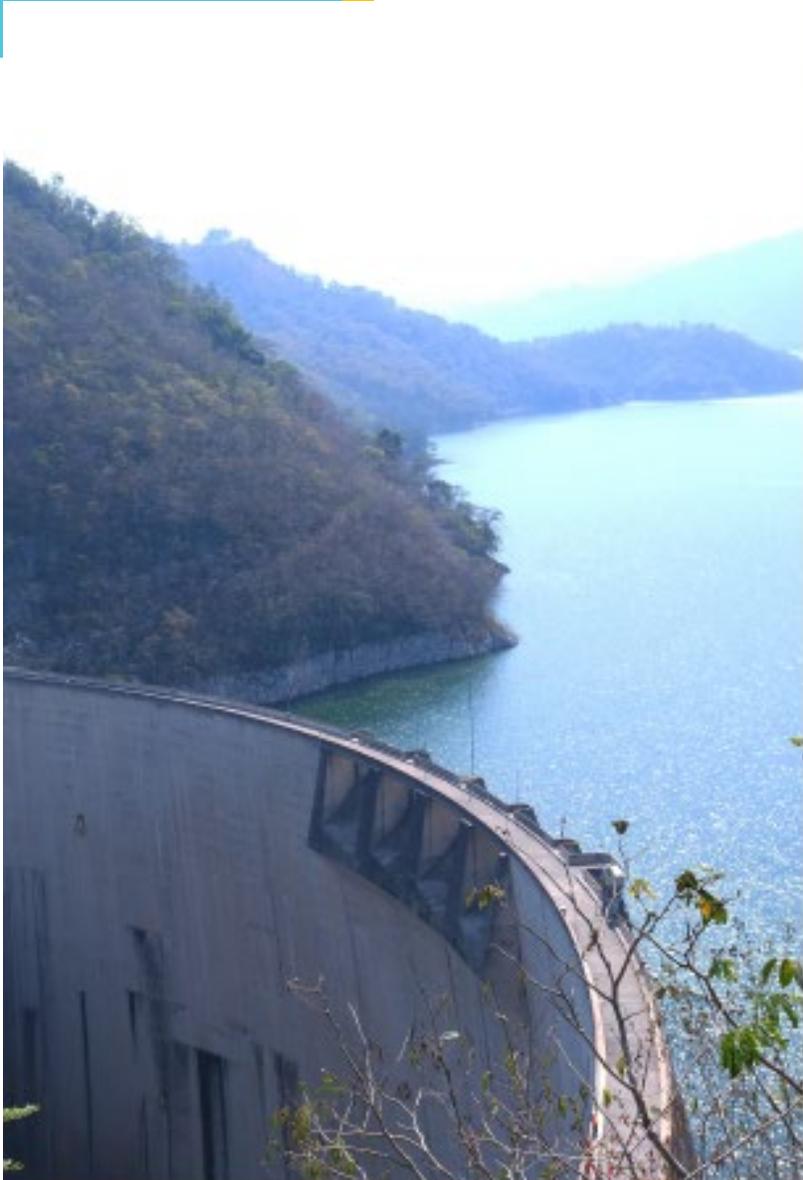
En abril de 2016 la CREE aprobó el “Reglamento Para el Cálculo de Tarifas Provisionales” (de aquí en adelante el “Reglamento”) por medio de la Resolución CREE-016, el cual establece una metodología provisional para la determinación de las tarifas que aplica la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)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

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

Finalmente, fue modificado 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 enero 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 primer trimestre 2025, las variables que inciden en los costos de generación, así como los costos de generación reales para los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2024, 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 enero 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 primer 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-139-2024<sup>1</sup> 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 primer 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 USc/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
	<b>Total</b>	<b>6,131.91</b>	<b>88,423,537.68</b>	<b>726,454,837.74</b>	<b>814,878,375.42</b>	<b>132.89</b>
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

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

	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
	<b>Total</b>	<b>5,960.28</b>	<b>120,550,594.08</b>	<b>676,765,652.36</b>	<b>797,316,246.44</b>	<b>133.77</b>
<b>Total anual</b>		<b>12,092,189.00</b>	<b>208,974,131.76</b>	<b>1,403,220,490.10</b>	<b>1,612,194,621.86</b>	<b>133.33</b>

### 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 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 septiembre 2024 a noviembre de 2024 y su diferencia con respecto a los precios proyectados, para septiembre de 2024 el precio promedio previsto para el bunker fue de **82.83** USD/bbl y el real de **73.56** USD/bbl, menor al previsto, para octubre y noviembre de 2024 el precio promedio previsto fue de **79.53** USD/bbl y el precio real fue de **67.75** USD/bbl para octubre y **70.94** USD/bbl para noviembre de 2024. 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 septiembre a noviembre 2024 aproximadamente un 38.80% 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.

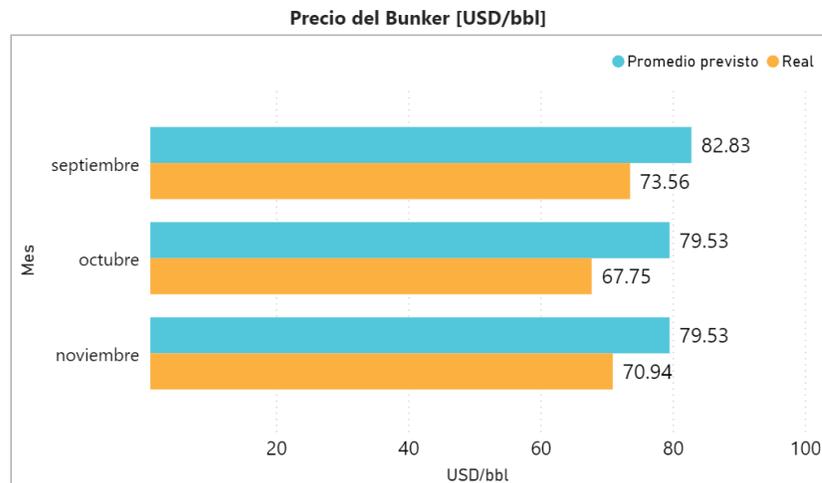


Fig. 1: Comparativo entre precios de combustible previstos y reales

### 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 septiembre, octubre y noviembre de 2024, 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 septiembre a noviembre 2024 resulte en -76.30 GWh, es decir, la demanda real resultó un 2.72 % menor con respecto a la demanda prevista.

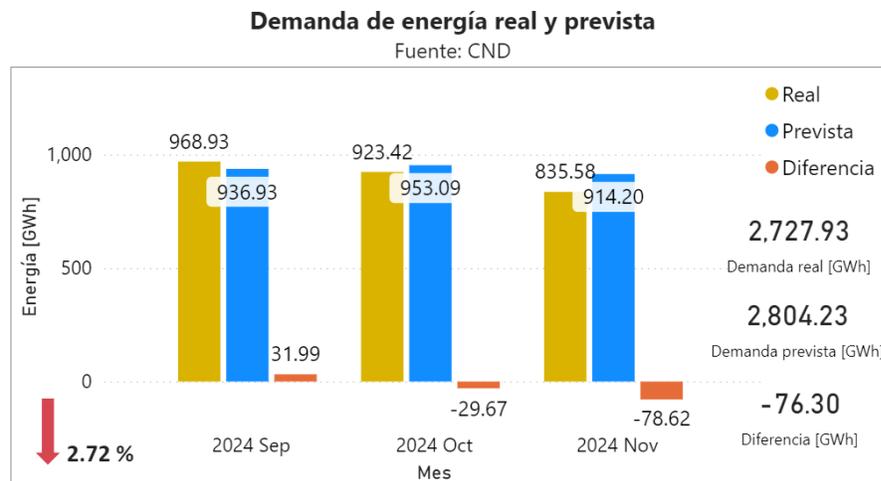


Fig. 2: Comparativo entre demanda de energía eléctrica real y prevista

### 3.2.2.3. Energía no suministrada

En la figura siguiente se observa que la energía no suministrada (ENS) real entre los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2024 ha sido superior con respecto a la prevista. La diferencia entre la ENS real y la prevista fue de 23.56 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 septiembre 2024 y noviembre 2024, se observa en la figura 4 que la participación de la generación hidroeléctrica real entre esos meses es mayor en un 3.22 % respecto con la prevista y para el caso de generación térmica, la generación real resultó 1.80 % menor con respecto a la prevista.

#### Matriz de generación real y prevista

Fuente: CND

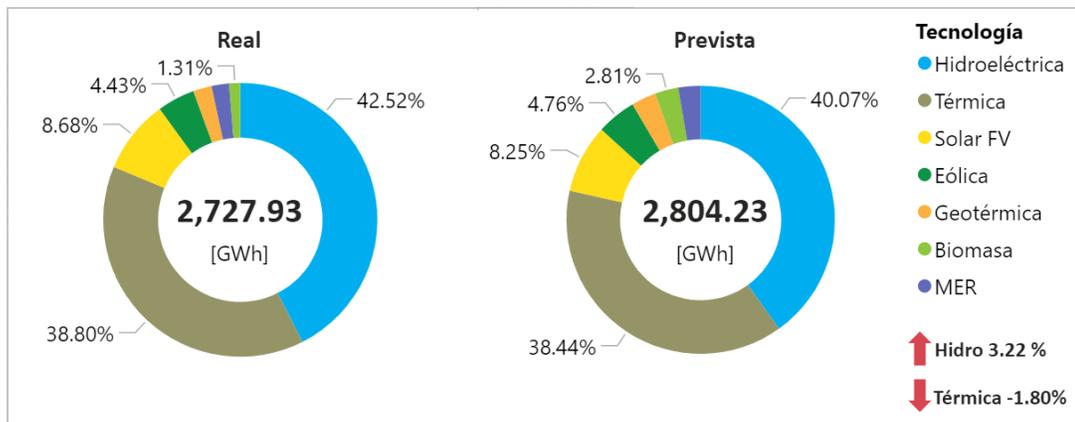


Fig. 4: Porcentaje de energía generada por tipo de tecnología en el SIN en sep 2024- nov de 2024

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

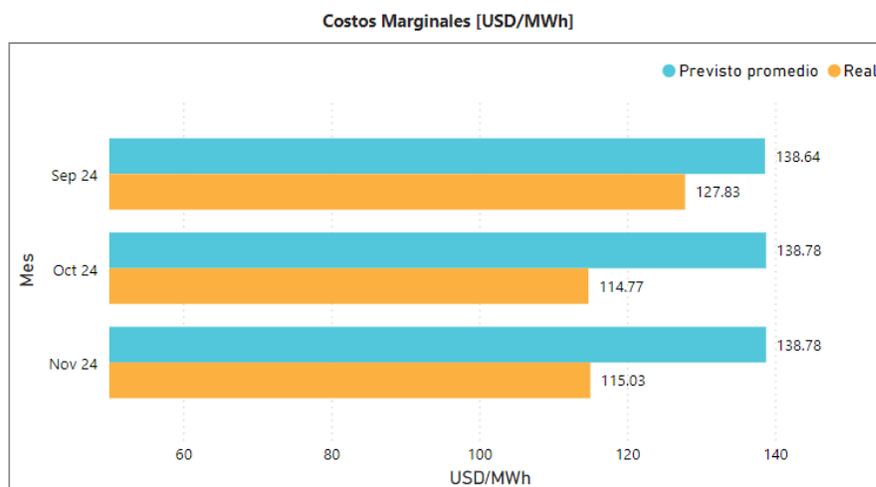
ajustes futuros, esto debido a que cada central, dependiendo de su tecnología, presenta diferentes costos de generación.

**Tabla 2:** Composición de la matriz de generación de energía eléctrica sep - nov 2024  
(Datos: CND)

Tipo de Tecnología	Generación Real	Generación Prevista	Diferencia	Diferencia
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]
Hidroeléctrica	1,159.78	1,123.56	36.22	3.22%
Solar Fotovoltaica	236.91	231.42	5.49	2.37%
Eólica	120.75	133.51	-12.76	-9.56%
Biomasa	35.82	78.81	-42.99	-54.55%
Geotérmica	60.08	83.84	-23.76	-28.34%
Térmica	1,058.51	1,077.92	-19.41	-1.80%
MER	56.07	75.16	-19.09	-25.40%
<b>Total</b>	<b>2,727.93</b>	<b>2,804.23</b>	<b>-76.30</b>	<b>-2.72%</b>

### 3.2.2.5. Costo marginal promedio semanal

El costo marginal promedio previsto para septiembre 2024 fue de 138.64 USD/MWh y de 138.78 USD/MWh para octubre y noviembre de 2024, el costo previsto para septiembre resulta mayor al costo marginal promedio real que fue de 127.83 USD/MWh. Por otro lado, los costos previstos para los meses de octubre y noviembre resultan mayores a los costos marginales promedios reales que fueron de 114.77 USD/MWh y 115.03 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 enero de 2025, el operador del sistema determinó los costos de generación reales para los meses comprendidos de septiembre 2024 a noviembre 2024.

Para el ajuste correspondiente al primer 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 septiembre 2024 a noviembre 2024<sup>2</sup>. La Tabla 3 muestra de manera detallada dichos costos y se observa que el costo medio de generación real fue de 143.63 USD/MWh en septiembre, 135.63 USD/MWh en octubre y 138.70 USD/MWh en noviembre.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto fue de 151.30 USD/MWh para el mes de septiembre 2024 y 153.40 USD/MWh para los meses de octubre y noviembre de 2024 (estos costos corresponden al Costo Base de Generación 2024 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 septiembre, octubre y noviembre de 2024 y en el acumulado de esos meses.

**Tabla 3:** Costos reales de generación septiembre 2024 – noviembre 2024 (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	203.49	3,820,198.95	24,500,343.73	28,320,542.68	139.17
	Hidroeléctrica	107.69	1,540,708.85	13,167,827.15	14,708,536.00	136.58
	Biomasa	12.22	145,038.75	1,672,052.86	1,817,091.61	148.74
	Eólica	19.34	624,760.21	2,793,694.22	3,418,454.43	176.77
	Solar Fotovoltaica	79.67	987,001.95	11,056,516.89	12,043,518.84	151.17
	Geotérmica	19.52	231,965.65	2,222,372.21	2,454,337.86	125.72
	MER	14.60	180,475.72	1,629,526.52	1,810,002.24	123.97
	<b>Total transacciones de contratos</b>	<b>456.53</b>	<b>7,530,150.08</b>	<b>57,042,333.58</b>	<b>64,572,483.66</b>	<b>141.44</b>
Oportunidad	Térmica	216.52	5,592,668.50	30,414,037.61	36,006,706.12	166.30
	Hidroeléctrica	278.62	3,099,515.60	34,654,396.54	37,753,912.14	135.50
	Solar Fotovoltaica	6.69	0.00	824,325.02	824,325.02	123.17
	Biomasa	-0.03	0.00	-3,704.90	-3,704.90	
	MER	0.06	0.00	11,044.76	11,044.76	170.57
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	<b>Total transacciones de oportunidad</b>	<b>501.87</b>	<b>8,692,184.10</b>	<b>65,900,099.03</b>	<b>74,592,283.14</b>	<b>148.63</b>
	Térmica	0.21	0.00	0.00	0.00	0.00

<sup>2</sup> Expedientes LT-10-2024, LT-11-2024 y LT-12-2024

Mercado	Tecnología	Energía [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo total de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Hidroeléctrica	10.31	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	10.53	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Total septiembre 2024</b>		<b>968.93</b>	<b>16,222,334.19</b>	<b>122,942,432.61</b>	<b>139,164,766.80</b>	<b>143.63</b>
Contratos	Térmica	163.90	3,793,923.11	18,391,450.63	22,185,373.74	135.36
	Hidroeléctrica	116.09	1,617,118.69	14,332,340.23	15,949,458.92	137.39
	Biomasa	10.98	130,001.97	1,501,416.10	1,631,418.07	148.59
	Eólica	53.20	745,038.27	7,522,972.51	8,268,010.78	155.41
	Solar Fotovoltaica	76.62	918,615.38	10,647,209.76	11,565,825.14	150.95
	Geotérmica	20.48	243,886.50	2,333,253.21	2,577,139.71	125.83
	MER	14.80	174,851.20	1,635,284.25	1,810,135.45	122.31
	Total transacciones de contratos	456.07	7,623,435.12	56,363,926.69	63,987,361.81	140.30
Oportunidad	Térmica	176.73	5,645,884.62	21,863,643.16	27,509,527.78	155.66
	Hidroeléctrica	272.04	3,099,515.60	29,598,150.50	32,697,666.10	120.19
	Solar Fotovoltaica	5.62	0.00	638,215.72	638,215.72	113.54
	Biomasa	-0.03	0.00	-3,221.88	-3,221.88	
	MER	4.92	0.00	416,650.22	416,650.22	84.62
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones de oportunidad	459.29	8,745,400.22	52,513,437.72	61,258,837.94	133.38
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.41	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	7.66	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	8.06	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Total octubre 2024</b>		<b>923.42</b>	<b>16,368,835.34</b>	<b>108,877,364.42</b>	<b>125,246,199.75</b>	<b>135.63</b>
Contratos	Térmica	150.51	3,777,650.48	17,229,484.24	21,007,134.72	139.57
	Hidroeléctrica	134.26	1,871,432.24	16,661,170.33	18,532,602.57	138.03
	Biomasa	12.02	132,394.13	1,638,503.09	1,770,897.22	147.37
	Eólica	48.21	703,139.91	6,784,674.38	7,487,814.29	155.31
	Solar Fotovoltaica	63.58	787,706.16	8,833,671.35	9,621,377.51	151.32
	Geotérmica	20.08	248,388.65	2,288,376.09	2,536,764.74	126.34
	MER	14.80	183,216.21	1,653,498.04	1,836,714.25	124.10
	Total transacciones de contratos	443.46	7,703,927.78	55,089,377.52	62,793,305.30	141.60
Oportunidad	Térmica	146.26	5,506,893.46	18,514,403.31	24,021,296.76	164.24
	Hidroeléctrica	224.97	3,065,352.53	24,975,856.79	28,041,209.32	124.64
	Solar Fotovoltaica	4.73	0.00	499,922.97	499,922.97	105.77
	Biomasa	0.02	0.00	2,037.83	2,037.83	116.81
	MER	6.88	0.00	535,286.25	535,286.25	77.76
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Mercado	Tecnología	Energía	Costo de potencia	Costo de energía	Costo total de generación	Costo medio de generación
		[GWh]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD/MWh]
	Total transacciones de oportunidad	382.86	8,572,245.99	44,527,507.14	53,099,753.13	138.69
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.48	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	8.13	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	0.65	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	9.26	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Total noviembre 2024</b>		<b>835.58</b>	<b>16,276,173.77</b>	<b>99,616,884.66</b>	<b>115,893,058.43</b>	<b>138.70</b>
<b>Total septiembre 2024 - noviembre 2024</b>		<b>2,727.93</b>	<b>48,867,343.29</b>	<b>331,436,681.69</b>	<b>380,304,024.98</b>	<b>139.41</b>

\* ver sección 3.2.3.1

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 septiembre 2024 a noviembre 2024. En la tabla siguiente se observa que a la ENEE se le reconoce un monto de USD 89,192,664.16 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 septiembre 2024 – noviembre 2024 (Datos: CND)

Central	Energía [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
El Níspero	32.04	0.00	3,826,327.47	3,826,327.47	119.44
Cañaveral	31.52	725,667.00	3,968,662.19	4,694,329.19	148.93
El Cajón	371.49	5,102,058.00	44,273,920.22	49,375,978.22	132.91
Patuca	146.03	850,255.20	13,236,713.73	14,086,968.93	96.47
Río Lindo	117.26	1,959,432.60	14,575,029.95	16,534,462.55	141.01
Ceiba Térmica	0.77	226,267.70	136,096.16	362,363.86	470.19
Santa Fe	0.00	28,447.20	19.70	28,466.90	383,658.21
La Puerta	0.03	274,199.40	9,567.64	283,767.04	11,091.30
<b>Total</b>	<b>699.13</b>	<b>9,166,327.10</b>	<b>80,026,337.06</b>	<b>89,192,664.16</b>	<b>127.58</b>

\*\* 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 septiembre, octubre y noviembre 2024. 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 septiembre 2024 – noviembre 2024 (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	3.12	ARRENDAMIENTO LAEISZ DANLÍ	32.34	ACEYDESA	54.34
ARRENDAMIENTO LAEISZ SAN ISIDRO	5.91	CERRO DE HULA	30.03	AGUA VERDE	87.08
ARRENDAMIENTO SANTA ROSA	0.00	CHINCHAYOTE	27.96	BABILONIA	88.97

0>=Factor de planta (FP)<20%		20%>=Factor de planta (FP)<50%		50%>=Factor de planta (FP)<100%	
AZUNOSA	0.00	CHOLUTECA I	20.62	BECOSA	98.77
CAHSA	0.00	CINCO ESTRELLAS	20.09	CANJEL	67.58
CEIBA TÉRMICA	6.41	COHESSA	23.31	CAÑAVERAL	50.82
CHOLUTECA II	19.70	CORRAL DE PIEDRAS	26.66	CARACOL KNITS	87.54
CHUMBAGUA	0.00	CORTESITO	37.43	CECECAPA	89.55
CIHESA	0.00	CUYAMEL	36.45	CELSUR	58.23
EL POLLITO	13.81	ECOPALSA	48.73	CHAMELECON	78.92
EMCE CHOLOMA	9.20	ELCOSA	28.44	CHURUNE	50.91
ENERBASA	18.31	ENERSA COGENERACIÓN	46.93	CORONADO	69.81
FRAY LAZARO	16.32	FOTERSA	20.88	CUYAGUAL	68.59
GREEN POWER PLANT	0.00	HELIOS	23.91	CUYAMAPA	85.35
HIDROYOJOA	14.13	LAEISZ REGULETO	40.28	EL CAJÓN	57.96
LA ENSENADA	0.00	MARCOVIA	21.61	EL FARO	57.06
LA PUERTA	0.26	MECER	22.33	ENERSA	81.35
LAEISZ JUTICALPA	0.49	NACAOME	43.65	GENERA LOS LAURELES	69.95
LAS LAJAS	17.77	NACAOME I	20.84	GEOPLATANARES	86.44
LLANOS DEL SUR	19.07	PRADOS SUR	20.86	LA AURORA	57.65
LOS LAURELES	16.62	RIO BETULIA	30.93	LA ESPERANZA	59.47
LUFUSSA VALLE	10.04	RIO GUINEO	36.14	LA VEGONA	62.42
NACAOME II	18.13	SAN CARLOS	35.31	LAEISZ CEIBA TÉRMICA	52.77
NISPERO II	10.77	SHOL	49.62	LAEISZ SAN ISIDRO	78.67
PLANTA SAN MARCOS	19.31	SOPOSA	23.64	LAS GLORIAS	59.26
PLANTA TÉRMICA LAEISZ	1.54			LUFUSSA III	58.19
SANTA FÉ	0.02			MANGUNGO	79.84
TRES VALLES	11.01			MATARRAS	73.56
				MEZAPA	73.91
				MORJA	66.31
				NISPERO	67.97
				PATUCA III	64.11
				PECSA 138	85.04
				PECSA 69 kV	58.67
				PENCALIGUE	59.32
				PEÑA BLANCA	94.91
				RIO BLANCO	81.00
				RIO FRIO	55.29
				RIO LINDO	67.12
				RIO QUILIO	62.17
				SAN ALEJO	66.61
				SAN JUAN PUEBLO	81.56
				SAN MARTIN	75.71
				SAZAGUA	60.09
				TÉRMICA VILLANUEVA	76.96
				YAGUALA	59.42
				ZACAPA	90.32
				ZINGUIZAPA	75.77

### 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).

### 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, los costos de dicho contrato para septiembre, octubre y noviembre de 2024 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”. Para este trimestre dicha situación continúa en análisis y revisión por parte de la DAJ, 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" sep - nov 2024 (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	1.49	343,122.83	452,681.89	795,804.72	533.19
Arrendamiento Brassavola	3.97	2,488,003.17	963,919.38	3,451,922.55	868.92
Arrendamiento Danlí	6.87	267,877.80	1,423,160.40	1,691,038.20	246.06
Arrendamiento Santa Rosa	1.11	509,464.80	238,958.35	748,423.15	674.60
<b>Total</b>	<b>13.45</b>	<b>3,608,468.60</b>	<b>3,078,720.02</b>	<b>6,687,188.62</b>	<b>497.30</b>

#### 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 (septiembre, octubre y noviembre 2024) 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 septiembre – noviembre 2024 [MWh]
NACAOME	26,102.22
PECSA 138 kV	852.63
PECSA 69 kV	5.86
PARK ENERGY	233.61

Central	Energía total septiembre – noviembre 2024 [MWh]
ELCOSA	8.67
TRES VALLES	649.55
TÉRMICA VILLA NUEVA	0.26
<b>Total</b>	<b>27,852.79</b>

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 1,356.06 GWh y el costo medio de generación para este mercado fue de 141.11 USD/MWh. Por otro lado, el mercado de oportunidad participó con 1,344.01 GWh de energía y el costo medio de generación de este mercado fue de 140.59 USD/MWh. El conjunto de los costos incurridos en ambos mercados resulta en un costo medio de generación total de 139.41 USD/MWh.

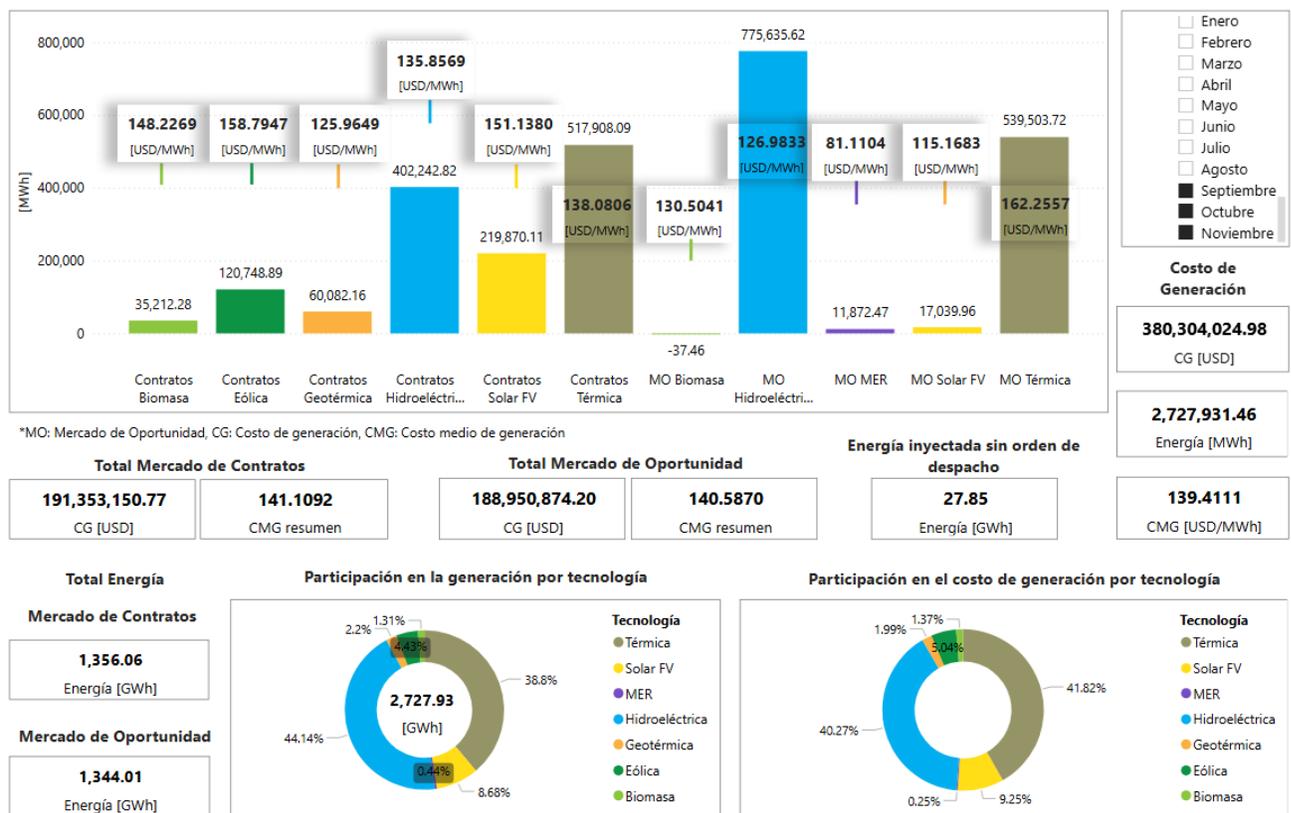
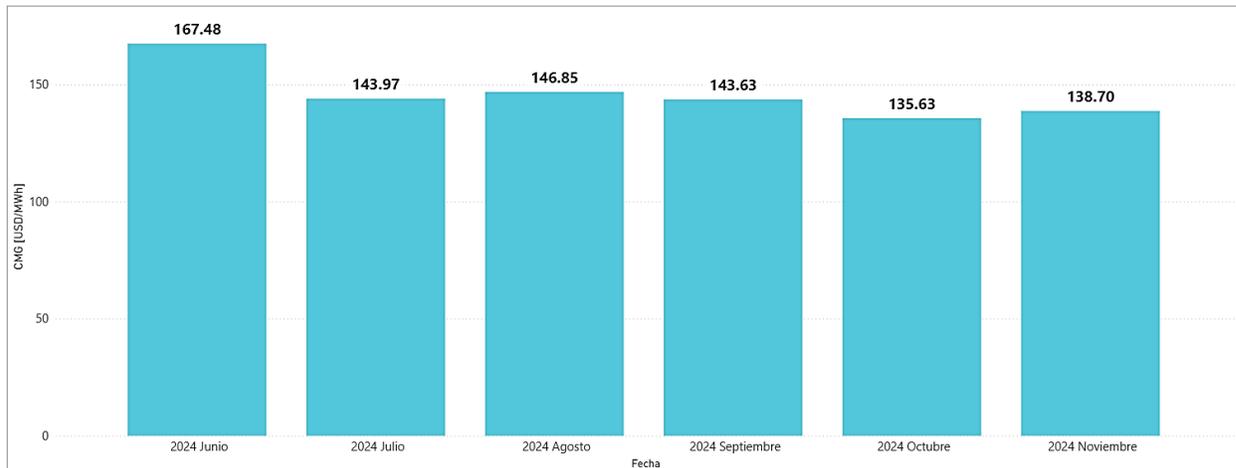


Fig. 6: Costos reales de generación correspondiente a septiembre, octubre y noviembre de 2024 (Datos: CND)

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 tendencia hacia la baja, lo que indica una reducción gradual en los costos de producción de energía.



**Fig. 7.** Evolución del costo medio de generación de la ENEE (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 septiembre 2024 a noviembre 2024. 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 36,132,162.32 el cual debe ser recuperado restándolo al Costo Base de Generación previsto para el primer trimestre del año 2025.

**Tabla 8:** Costos de energía y potencia previstos y reales septiembre 2024- octubre 2024 (Datos: CND)

Mes	Costo real [USD]		Costo previsto [USD]		Diferencia [USD]		Total [USD]
	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	
Septiembre_2024	122,942,432.61	16,222,334.19	131,629,991.64	14,972,321.46	-8,687,559.03	1,250,012.72	-7,437,546.30
Octubre_2024	108,877,364.42	16,368,835.34	126,145,598.10	15,508,857.67	-17,268,233.68	859,977.67	-16,408,256.02
Noviembre_2024	99,616,884.66	16,276,173.77	114,145,858.06	14,033,560.37	-14,528,973.40	2,242,613.40	-12,286,360.00
<b>Total</b>	<b>331,436,681.69</b>	<b>48,867,343.29</b>	<b>371,921,447.80</b>	<b>44,514,739.50</b>	<b>-40,484,766.11</b>	<b>4,352,603.79</b>	<b>-36,132,162.3227</b>

### 3.4. Otros ajustes

#### 3.4.1. Ajustes en la liquidación de agosto

En el proceso de revisión de la liquidación de septiembre bajo el expediente LT-10-2024, el CND identificó un ajuste por potencia de 4,050 kW correspondientes al mes de agosto de 2024 para la central térmica Villanueva por un valor de USD 35,559.00 el cual debe ser pagado a dicha central.

Con base en lo anteriormente expuesto y siguiendo lo establecido en el artículo 18 del Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales referente, el CND mediante documento "ANEXO NRO. 05. DOM-CND-ENEE-156 -XI-2024" de fecha 28 de noviembre de 2024 solicitó trasladar la suma de USD 35,559.00 referente al ajuste por potencia de Térmica Villanueva a la tarifa de los usuarios finales

como “Otros Ajustes”.

### **3.4.2. Pagos diferidos**

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

En función de lo anterior, la CREE mediante el oficio CREE-704-2024 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 24.04% inferior a la tarifa promedio vigente, por lo que la ENEE puede diferir parte del ajuste hasta por un monto de USD 110,000,000 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 30 de diciembre de 2024 envió una solicitud para diferir en el próximo trimestre el monto que ocasionaría un aumento mayor al 5% en la tarifa promedio prevista para los meses de enero-marzo 2025. En esta solicitud se detalló que:

1. El monto por diferir será 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 será 2.6325%.
5. El monto total acumulado es de USD 110,000,000 ya que no se aplicará en este periodo trimestral.

En función de lo anterior, para los siguientes tres periodos trimestrales del año 2025 se debe de adicionar dentro de “Otros Ajustes” como un cargo a favor de la ENEE el monto solicitado por diferir, el cual equivale a USD 110,000,000.

### **3.5. Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 1er trimestre 2025**

El costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 1er 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 septiembre, octubre y noviembre de 2024, y iii) de otros ajustes. Para este ajuste tarifario el monto de estos otros ajustes está relacionados con el monto del diferido que solicitó la ENEE para este ajuste (USD 110,000,000) y con las correcciones que el CND realizó en la liquidación de agosto (USD 35,559.00). En ese sentido, en la tabla siguiente se muestra el costo medio de generación para el 1er trimestre de 2025, el cual es 159.82 USD/MWh.

**Tabla 9:** Costo medio total de generación 1er trimestre 2025 (Datos: CND)

	<b>Energía [MWh]</b>	<b>Costo de potencia [USD]</b>	<b>Costo de energía [USD]</b>	<b>Costo de generación [USD]</b>	<b>Costo medio de generación [USD/MWh]</b>
Previsto enero – marzo 2025	2,788,914.09			371,832,783.67	133.33
Diferencial septiembre- noviembre 2024		4,352,603.79	-40,484,766.11	-36,132,162.32	
Otros ajustes				35,559.00	
Diferido				110,000,000.00	
Ajuste enero – marzo 2025	2,788,914.09			445,736,180.35	159.82

# 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 25.50 lempiras por dólar, vigente el día 27 de diciembre de 2024. Con respecto al tipo de cambio anterior aumentó un 2.20%. La Fig. 7 muestra la variabilidad del tipo de cambio de los últimos 3 años.



Fig. 7: Tipo de cambio a utilizar para el 1er ajuste tarifario 2025 (Datos: BCH)



**05**

**TARIFA APLICAR  
A LOS USUARIOS  
FINALES EN EL  
1ER TRIMESTRE  
DE 2025**

## Tarifa para aplicar a los usuarios finales en el 1er trimestre de 2025

### 5.1. Otros cargos

Con el objetivo de incorporar todos los costos en los que incurre la ENEE por brindar el servicio de distribución de energía eléctrica, a continuación, se presentan los costos previstos para el año 2025 relacionados con la operación y administración del mercado mayorista nacional, con los costos asociados al MER y con los sobrecostos por generación forzada.

#### 5.1.1. Cargo por sobrecosto de generación forzada

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

El Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) dispone en el artículo 62 que los sobrecostos originados por el despacho de Generación Forzada como causa del incumplimiento por parte de uno o varios Agentes del MEN con sus obligaciones de proveer los Servicios Complementarios serán cargados a estos Agentes del MEN, y que serán liquidados mensualmente según el artículo 103 del mismo reglamento.

En función de lo anterior, la CREE mediante el Acuerdo CREE-127-2024<sup>3</sup> aprobó el monto de USD 2,880,498.76 para el traslado a la tarifa de los usuarios de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica como cargo a la demanda por sobrecosto de generación forzada.

#### 5.1.2. Cargos del MER

De conformidad con lo indicado en la sección 3.6 acerca de lo que establece la LGIE y el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) dispone en el artículo 103 los cargos que son parte de los costos de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, dentro de los cuales se detallan los cargos del Mercado Eléctrico Regional.

En función de lo anterior, la CREE mediante el Acuerdo CREE-125-2024<sup>4</sup> aprobó el monto de USD 9,985,718.33 para el traslado a la tarifa de los usuarios de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica como cargo a la demanda los cargos regionales que derivan de la aplicación del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

#### 5.1.3. Costos de operación del sistema

Otro costo que debe ser incluido dentro de la tarifa del usuario final son los costos relacionados con la administración y operación del mercado mayorista del SIN previstos para el año 2025.

En este sentido, la CREE aprobó mediante el Acuerdo CREE-126-2024<sup>5</sup> por un monto de L. 146,487,667.25 los costos de operación del sistema que son cargados a la tarifa según los montos

---

<sup>3</sup> [Acuerdo-CREE-127-2024-Aprobación-Traslado-sobrecosto-Generación-Forzada.pdf](#)

<sup>4</sup> [Acuerdo-CREE-125-2024-Aprobación-Traslado-Cargos-del-MER.pdf](#)

<sup>5</sup> [Acuerdo-CREE-126-2024-Presupuesto-ODS.pdf](#)

que se proyectan en el presupuesto 2025 de la Asociación Operador del Sistema Eléctrico Nacional. De este monto L. 44,211,189.52 serán financiado mediante el uso de fondos previamente recaudados por la Asociación, lo que representa un 30.18% del presupuesto aprobado. Asimismo, el monto restante de L. 102,276,477.73 será trasladado a la tarifa de los usuarios finales.

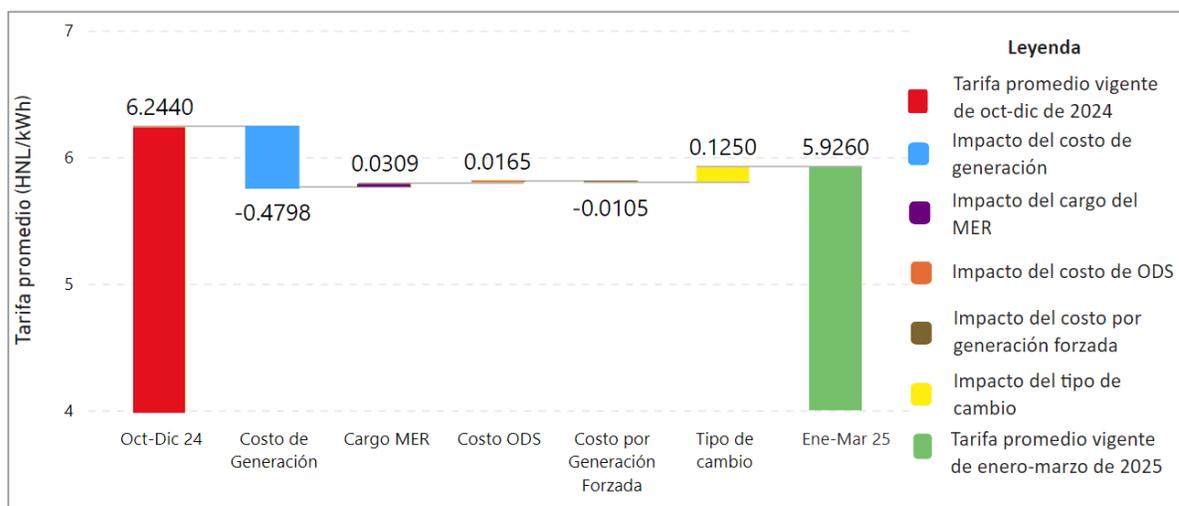
## 5.2. Tarifa 1er trimestre 2025

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 calculo 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 5.09 % con respecto a la tarifa promedio del cuarto trimestre de 2024, la cual pasa de 6.24 HNL/kWh a 5.93 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 la variable que más incidió en este nuevo ajuste es el costo de generación que resulta en una disminución de 0.4798 HNL/kWh, luego le sigue el tipo de cambio con un aumento de 0.1250 HNL/kWh.



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

### 5.3. 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 0.20 % y los cargos del Mercado Eléctrico Regional suman un 0.99 % 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.

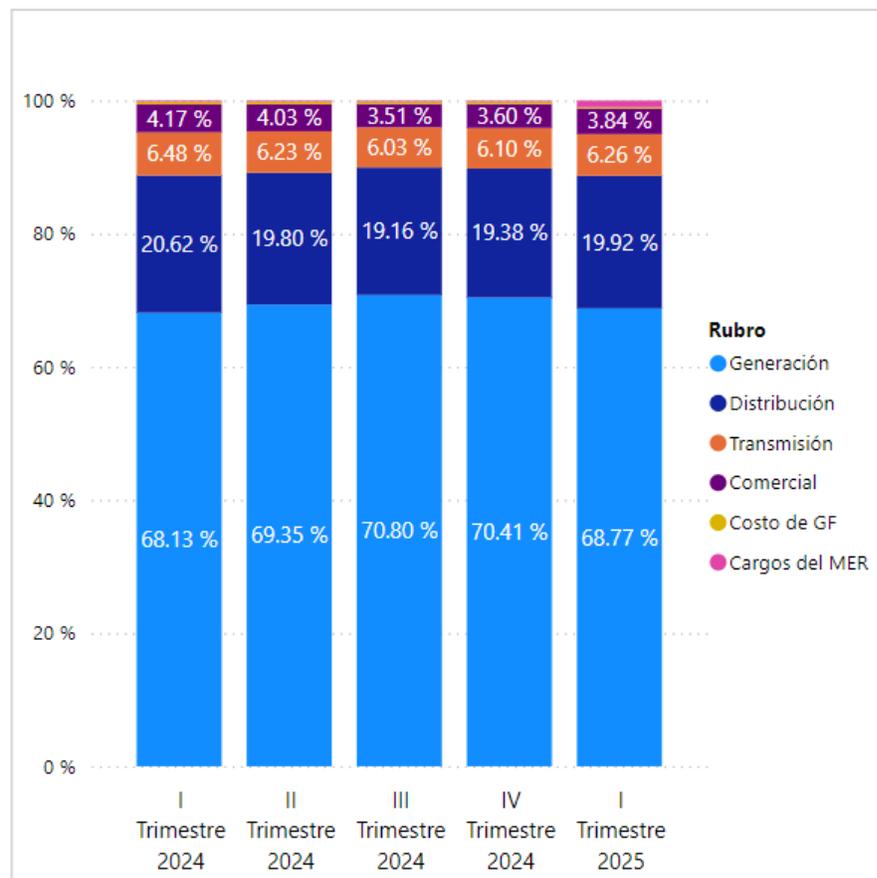


Fig. 9: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE)

### 5.4. 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 del mes de enero 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 enero 2025

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[HNL/Abonado -mes]		[HNL/kWh]		[HNL/kW-mes]	
	Oct-Dic 2024	Ene-Mar 2025	Oct-Dic 2024	Ene-Mar 2025	Oct-Dic 2024	Ene-Mar 2025
<b>Residencial</b>						
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	57.20	57.87	5.1940	4.9239		
Consumo mayor de 50 kWh/mes						
Primeros 50 kWh/mes	57.20	57.87	5.1940	4.9239		
Siguientes kWh/mes			6.7587	6.4072		
<b>Baja Tensión</b>	57.20	57.87	6.7470	6.4031		
<b>Alumbrado Público</b>	64.23	65.63	5.3589	5.0669		
<b>Media Tensión</b>	2,495.49	2,550.00	4.6324	4.3117	314.2750	321.1398
<b>Alta Tensión</b>	6,238.73	6,375.00	4.3895	4.0788	271.3082	277.2345

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 5.98%.

**Tabla 11:** Comparación entre ajustes de tarifas promedio  
(octubre-diciembre 2024 – enero-marzo 2025)

Servicio:	Tarifa Promedio* [HNL/kWh]		Disminución	
	oct-dic 2024	ene-mar 2025	[HNL/kWh]	[%]
<b>Residencial</b>	6.69	6.37	0.32	4.79%
<b>Baja Tensión</b>	6.80	6.46	0.34	5.05%
<b>Media Tensión</b>	5.45	5.15	0.30	5.56%
<b>Alta Tensión</b>	4.98	4.68	0.30	5.98%

\*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 agosto, resulta en un costo base de generación ajustado de 159.82 USD/MWh para el trimestre de enero a marzo de 2025, menor al valor de 176.17 USD/MWh que fue aplicado para el trimestre anterior, o sea una rebaja de 9.28 %.
- Dado que continua el proceso de verificación del cumplimiento de la normativa vigente o en su defecto el tratamiento que se debe aplicar a las centrales denominadas “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 25.50 lempiras por dólar, el cual es 2.20 % mayor con respecto al tipo de cambio de 24.95 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, así como los costos relacionados con la operación del sistema nacional, cargos regionales y sobrecostos por generación forzada; se observa una disminución global del precio de la tarifa promedio, la cual pasa de 6.24 HNL/kWh para el trimestre anterior a un valor de 5.93 HNL/kWh estimado para este nuevo ajuste, lo que en términos **porcentuales significa una disminución del 5.09 %**.

## 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 enero de 2025:

**Tabla 12:** Estructura tarifaria ENEE de enero a marzo de 2025

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Potencia	Precio de la Energía
	HNL/abonado-mes	HNL/kW-mes	HNL/kWh
<b>Servicio Residencial</b>			
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	57.87		4.9239
Consumo mayor de 50 kWh/mes	57.87		
Primeros 50 kWh/mes			4.9239
Siguientes kWh/mes			6.4072
<b>Servicio General en Baja Tensión</b>	57.87		6.4031
<b>Servicio en Media Tensión</b>	2,550.00	321.1398	4.3117
<b>Servicio en Alta Tensión</b>	6,375.00	277.2345	4.0788

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
<b>Alumbrado Público</b>	65.63	5.0669



# ANEXOS

## Anexos

### A. Datos usados en el modelo CALCUTA

- Tipo de cambio

Definición de Bloques Horarios												
Día	Período de Punta			Período Intermedio				Período de Valle				
	Total Horas	Inicio	Horario	Fin	Total Horas	Inicio	Horario	Fin	Total Horas	Inicio	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:	dic-24
Total Días Laborables al año	251	Tipo de Cambio	25.5000		
Total Sábados al año	52				
Total Domingos y Feriados al año	62				
Año de Inicio de Anualidades de Transmisión y Distribución	2016				

- Costos de generación

Costos Marginales y Generación					
Costo Marginal de la Potencia \$/kW-año				Valores a Modificar por el Usuario	
Tipo Costo Marginal de Potencia \$/kW-año:		Costo de Turbina de Gas (Datos EIA)			
Supuestos		Por cada kW de Demanda Máxima es necesario instalar 1.1kW 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 instala	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 máxim	1.1				
Cálculos:					
FRC Turbina de Gas	0.12				
Anualidad	82.129447				
O&M \$/kw año	7.040000			Factor	1.1
Costo de Operación	89.169447				
$cp = 1.1 \frac{FRC \cdot I + COM}{0.95(1 - FOR)}$					
Costo de Capacidad de Generación \$/kW-año	115.89	115.8915481	VERDADERO		
Precio del Búnker y Costos Marginales					
Precio del Búnker \$/Bbl					
Búnker a \$/Bbl					
Costos Marginales de Energía Generada US\$/MWh					
Bloque Horario	230 kV	138 kV	69 kV	34.5 kV	Ponderado con Energía
Punta	167.79	182.94	162.80	133.55	
Intermedio	137.13	145.72	132.88	121.80	
Valle	103.70	108.27	102.83	98.67	

## B. Datos de salida en el modelo CALCUTA

- Estructura tarifaria

Tarifas Finales por Categorías de Servicio y Rangos de Consumo													
Fecha de Ajuste:		30/12/2024											
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 Lk/w-m	Energía Punta Lk/wh	Energía Intermedio Lk/wh	Energía Valle Lk/wh	Monómero (Potencia y Energía)* Lk/wh	Costo promedio Lk/wh	Cargo Fijo L/abnd-m	Potencia Lk/w-m	Energía Punta Lk/wh	Energía Intermedio Lk/wh	Energía Valle Lk/wh	Monómero (Potencia y Energía)* Lk/wh
Servicio Residencial													
0 - 50 kWh/mes	57.8668	209.7234	5.7708	4.5972	3.2485	5.9324	8.2404	57.8668	174.0754	4.7898	3.8157	2.6963	4.9239
> 50 kWh/mes	57.8668	209.7234	5.7708	4.5972	3.2485	5.9324	6.2575	57.8668	226.5153	6.2327	4.9651	3.5085	6.4072
Servicio General en BT	57.8668	255.7524	5.9165	4.7133	3.3306	6.4031	6.4528	57.8668	255.7524	5.9165	4.7133	3.3306	6.4031
Alumbrado Público	65.6285	339.8964	5.5671	4.4349	3.1339	5.0669	6.2668	65.6285	339.8964	5.5671	4.4349	3.1339	5.0669
Servicio Industrial en MT	2.550.0000	321.1398	5.2477	4.2180	3.0096	4.3117	5.1460	2.550.0000	321.1398	5.2477	4.2180	3.0096	4.3117
Servicio Industrial en AT	6.375.0000	277.2345	5.0008	3.9868	2.8946	4.0788	4.6801	6.375.0000	277.2345	5.0008	3.9868	2.8946	4.0788
							<b>Promedio Global</b>	<b>5.925985616</b>					
								<b>4.016984140</b>					
*Precio Monómero de Media y Alta Tensión sólo corresponde a Energía.													

PLIEGO TARIFARIO						
SERVICIO	Tarifa Simple			Tarifa Horaria		
	Cargo Fijo L/abonado-m	Precio de la Lk/w-mes	Precio de la Lk/wh	Cargo Fijo s	Precio de la Lk/w-mes	Precio de la Energía Punta Lk/wh Intermedio Lk/wh Valle Lk/wh
Servicio Residencial						
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	57.87		4.9239			
Consumo mayor de 50 kWh/mes	57.87		4.9239			
Primeros 50 kWh/mes			6.4072	57.8668	226.5153	6.2327 4.9651 3.5085
Siguientes kWh/mes						
Servicio General en Baja Tensión	57.87		6.4031	57.8668	255.7524	5.9165 4.7133 3.3306
Alumbrado Público*	65.63		5.0669			
Servicio en Media Tensión	2.550.00	321.1398	4.3117	2.550.0000	321.1398	5.2477 4.2180 3.0096
Servicio en Alta Tensión	6.375.00	277.2345	4.0788	6.375.0000	277.2345	5.0008 3.9868 2.8946

Tarifa Nueva	5.9260
Tarifa Actual	6.2440
Diferencia	-5.093%

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