



CRÉE

COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE AJUSTE TARIFARIO 4TO TRIMESTRE 2024

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

Contenido

1. Resumen Ejecutivo del Informe de Ajuste Tarifario del cuarto trimestre 2024	5
2. Introducción	9
3. Costos de generación y ajustes trimestrales	12
3.1. Costo Base de Generación previsto para el 4to trimestre de 2024	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	25
3.4. Otros ajustes	25
3.4.1. Ajustes en la liquidación de junio.....	25
3.4.2. Pagos diferidos	26
3.5. Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 4to trimestre de 2024 ...	26
4. Tipo de cambio del dólar de los EE. UU.	27
5. Tarifa para aplicar a los usuarios finales en el 4to trimestre de 2024.....	29
5.1. Componentes de costos de la tarifa promedio.....	29
5.2. Estructura tarifaria	30
6. Conclusiones y recomendaciones	33
6.1. Conclusiones	33
6.2. Recomendaciones	34
7. Anexos	35

Abreviaturas

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



01

RESUMEN EJECUTIVO DEL INFORME DE AJUSTE TARIFARIO DEL CUARTO TRIMESTRE 2024

Resumen Ejecutivo del Informe de Ajuste Tarifario del cuarto trimestre 2024

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, disponibilidad de recursos utilizados para la generación de energía eléctrica, entre otros.

En fecha 29 de diciembre de 2023 la CREE aprobó mediante el Acuerdo CREE-156-2023 el CBG previsto para el año 2024 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 2024-2026. Producto de esta planificación se obtuvo que el costo medio de generación previsto el cuarto trimestre del año 2024 es de 153.40 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 octubre de 2024. Este ajuste se calcula utilizando la metodología establecida en el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales. En ese sentido, el reglamento establece que el costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 4to trimestre de 2024 se compone: i) del costo base de generación previsto para el 4to trimestre 2024, ii) de la diferencia entre los costos reales y previstos de los meses de junio, julio y agosto del presente año y iii) de otros ajustes.

En este informe se presenta de manera resumida el comportamiento que han presentado en junio, julio y agosto 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 4to trimestre del 2024.

Para junio de 2024, el precio promedio previsto para el bunker fue de 75.77 USD/bbl y el real de 77.01 USD/bbl; para julio y agosto de 2024 el precio promedio previsto fue de 82.83 USD/bbl y el precio real fue de 76.31 USD/bbl para julio y 77.06 USD/bbl para agosto.

Para los últimos tres meses, el consumo de energía total real resultó en un 3.26 % menor que la demanda prevista, es decir, que la diferencia entre la suma del consumo real y el previsto para el

período de junio a agosto 2024 resulta en 98.51 GWh menor a lo proyectado. La ENS real entre los meses de junio a agosto 2024 ha sido superior con respecto a la prevista. La diferencia entre la ENS real y la prevista fue de 28.11 GWh.

Para los meses de estudio, la participación de la generación hidroeléctrica real entre esos meses es menor en un 16.17% % respecto con la prevista y la generación térmica real resultó 16.77% mayor con respecto a la prevista.

El costo marginal promedio previsto para junio de 2024 fue de 140.86 USD/MWh y de 138.64 USD/MWh para julio y agosto de 2024, en algunos meses estos costos previstos resultaron mayores a los costos marginales promedios reales, que fueron de 168.12 USD/MWh, 128.00 USD/MWh y 131.15 USD/MWh para junio, julio y agosto 2024, respectivamente.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto fue de 153.78 USD/MWh para el mes de junio de 2024 y 151.30 USD/MWh para los meses de julio y agosto de 2024. El costo medio de generación real fue de 167.48 USD/MWh en junio, 143.97 USD/MWh en julio y 146.84 USD/MWh en agosto.

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

- En julio de 2024, no se realizó la indexación anual del precio de la energía para los contratos 007-2014, 008-2014 y 010-2014. El CND informó que la Dirección de Contratos de la ENEE le informó que dichas centrales dispusieron que harían cambio de precio a partir del 1 agosto de cada año, a lo que la ENEE no encontró inconvenientes. La Dirección de Asesoría Jurídica (DAJ) recomendó no reconocer los costos asociados a estos contratos, sin embargo, dado que no se cuenta con la documentación necesaria para validar dicha modificación y tampoco con los datos para llevar a cabo los análisis, se transferirán a tarifas los costos de dichos contratos, cabe aclarar que dichos costos podrán ser corregidos bajo la modalidad de "Otros Ajustes" o trasladados de forma definitiva en el siguiente periodo tarifario.
- El CND en cumplimiento del requerimiento LT-07-2024, informó a la CREE que en la liquidación de junio correspondiente a la central hidroeléctrica Zacapa, se incluyó un monto por consumo de energía por un valor total de USD 106.20, correspondiente a un consumo de 738.70 kWh, durante el período comprendido desde enero de 2023 hasta mayo de 2024.
- En agosto se incluyó la central "Arrendamiento Santa Rosa". La DAJ en dictamen DAJ-DL-052-2024 de fecha 27 de septiembre de 2024 recomendó que se incluya de manera condicionada los costos asociados de esta central en el MEO, es decir, en la tarifa del usuario final.
- El CND informó a la CREE que el contrato No. 004-2013 fue renegociado por la ENEE, modificando el precio de energía y la vigencia de dicho contrato, por tanto, con base en la opinión legal DAJ-OL-012-2024 de la DAJ, se trasladarán a la tarifa de los usuarios finales de la ENEE los costos de dicho contrato bajo las modificaciones realizadas.

En este periodo de ajuste el costo de generación real fue mayor que el costo proyectado, ocasionando un déficit de USD 1,747,594.58 con respecto a los ingresos tarifarios de la ENEE, el

cual debe ser recuperado sumándolo al Costo Base de Generación previsto para el cuarto trimestre del año 2024.

Con base en el artículo 51 del Reglamento, la CREE mediante el oficio CREE-109-2024 comunicó a la ENEE que se ha identificado una variación entre el costo de generación real y previsto mayor al 25.94% con respecto al tercer trimestre. La ENEE en fecha 28 de junio 2024 envió una solicitud para diferir en el 4to trimestre, En función de lo anterior, para el 4to ajuste se debe de adicionar dentro de “Otros Ajustes” el monto de USD 60,000,000.00 como un cargo a favor de la ENEE.

Las variables antes mencionadas determinan el costo de generación ajustado, el cual es de 176.17 USD/MWh para el cuarto trimestre del presente año. Este valor es menor al aplicado en el tercer trimestre de 2024 el cual fue 182.07 USD/MWh.

El tipo de cambio utilizado en el cálculo de las tarifas a aplicar a partir de octubre de 2024 es de 24.95 lempiras por dólar americano, este es mayor que el utilizado como referencia en el trimestre anterior, o que porcentualmente es un aumento de 0.35%.

Una vez calculado el ajuste al CBG, y el tipo de cambio establecido por el BCH, los cuales inciden en el cálculo de la estructura tarifaria, se definió la nueva estructura tarifaria a partir de octubre 2024. Como resultado de las variaciones antes mencionadas, se observa una rebaja de 2.36% a la tarifa promedio de 6.3949 HNL/kWh a 6.2440 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 octubre de 2024:

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	57.20		5.1940
Consumo mayor de 50 kWh/mes	57.20		
Primeros 50 kWh/mes			5.1940
Siguientes kWh/mes			6.7587
Servicio General en Baja Tensión	57.20		6.7470
Servicio en Media Tensión	2,495.49	314.2750	4.6324
Servicio en Alta Tensión	6,238.73	271.3082	4.3895

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
Alumbrado Público	64.23	5.3589



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, 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.

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

En cumplimiento con lo establecido en la LGIE, la CREE debe aprobar un nuevo ajuste trimestral en la estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir de octubre de 2024, 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 esta introducción. En la sección 3 se presentan los costos previstos de generación del cuarto trimestre 2024, las variables que inciden en los costos de generación, así como los costos de generación reales para los meses de junio, julio y agosto de 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 octubre 2024. 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 cuarto trimestre de 2024. 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:

$$P_t = PP_t + \frac{CGR_{t-1} - CGP_{t-1} + OA_t}{EP_t} \quad [1]$$

Donde:

P_t : es el precio de generación para el período de ajuste t , [USD/MWh]

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

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

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

EP_t : es la energía prevista para el período ajuste t , [MWh]

OA_t : Otros ajustes solicitados por operador del sistema o la empresa distribuidora, ambos aprobados por la CREE para el período de ajuste t , [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 4to trimestre de 2024

En fecha 29 de diciembre de 2023 la CREE aprobó mediante el Acuerdo CREE-156-2023¹ el Costo Base de Generación previsto para el año 2024 correspondiente a la ENEE en su condición de empresa distribuidora. El costo medio de generación previsto para el cuarto trimestre de 2024 es de 153.40 USD/MWh. La Tabla 1 muestra de manera detallada los resultados de los costos de generación previstos para dicho trimestre. Para realizar estos cálculos el operador del sistema consideró lo siguiente:

- Generación total y matriz de generación de energía eléctrica: 2,712.80 GWh, la cual será distribuida por tipo de tecnología de la siguiente manera: hidroeléctrica con 950.26 GWh (35.03%), térmica con 1,084.11 GWh (39.96%), solar fotovoltaica 234.31 GWh (8.64%), eólica 199.13 GWh (3.31%), biomasa 89.88 GWh (3.31%) y geotérmica 84.72 GWh (3.12%). Es importante indicar que para este trimestre se tiene previsto comprar en el MER 70.38 GWh mediante transacciones de oportunidad y contratos, que representará el 2.59% del total de generación prevista en el cuarto trimestre del 2024.
- Precio promedio de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica: 79.53 USD/bbl para el Heavy Fuel Oil (HFO) 3.0 % y 270 US\$/gal para el diésel.
- Costo marginal promedio: 138.78 USD/MWh.

Tabla 1: Costos de generación previstos para el cuarto trimestre 2024 (Datos: CND)

Tipo de Mercado	Tecnología	Energía [MWh]	Costo Base Potencia [USD]	Costo Base Energía [USD]	Costo Base Generación [USD]	Costo base de generación [USD/MWh]
Contratos	Térmica	621,195.30	11,611,629.96	79,790,539.10	91,402,169.06	147.14
	Hidroeléctrica	310,610.83	4,472,097.70	38,368,490.30	42,840,588.00	137.92
	Biomasa	83,154.18	389,547.29	12,291,183.90	12,680,731.18	152.50
	Eólica	199,131.90	2,527,194.16	28,320,768.18	30,847,962.34	154.91
	Solar Fotovoltaica	232,152.92	2,812,792.04	32,257,273.61	35,070,065.65	151.06
	Geotérmica	78,381.91	931,635.31	8,918,589.23	9,850,224.54	125.67

¹ "APROBACIÓN DEL COSTO BASE DE GENERACIÓN PARA EL AÑO 2024 DE LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA "

Tipo de Mercado	Tecnología	Energía [MWh]	Costo Base Potencia [USD]	Costo Base Energía [USD]	Costo Base Generación [USD]	Costo base de generación [USD/MWh]
	MER	42,470.75	513,449.26	4,736,722.47	5,250,171.73	123.62
	Total	1,567,097.79	23,258,345.73	204,683,566.79	227,941,912.51	145.45
Oportunidad	Térmica	462,917.04	13,004,532.12	68,779,125.29	81,783,657.41	176.67
	Hidroeléctrica	639,652.90	9,298,546.80	91,082,990.68	100,381,537.48	156.93
	Biomasa	6,729.72	0.00	922,987.34	922,987.34	137.15
	Solar Fotovoltaica	2,160.96	0.00	281,256.40	281,256.40	130.15
	Geotérmica	6,341.80	0.00	891,609.94	891,609.94	140.59
	MER	27,904.70	0.00	3,944,955.78	3,944,955.78	141.37
	Total	1,145,707.12	22,303,078.92	165,902,925.44	188,206,004.36	164.27
Previsto octubre-diciembre 2024		2,712,804.91	45,561,424.65	370,586,492.23	416,147,916.88	153.40

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 2024 fue determinado con base en el informe de la POLP 2024-2026, 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 2024.

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 muestra que precios reales de los combustibles para los meses de junio 2024 a agosto de 2024 y su diferencia con respecto a los precios proyectados, para junio de 2024 el precio promedio previsto para el bunker fue de **75.77** USD/bbl y el real de **77.01** USD/bbl, mayor al previsto, para julio y agosto de 2024 el precio promedio previsto fue de **82.83** USD/bbl y el precio real fue de **76.31** USD/bbl para julio y **77.06** USD/bbl para agosto. Esta situación impactará de manera directa en la diferencia entre el costo de generación real y el previsto de estos últimos 3

meses, debido a que la generación a base de combustibles fósiles representó entre los meses de junio a agosto 2024 aproximadamente un 46.21% 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.

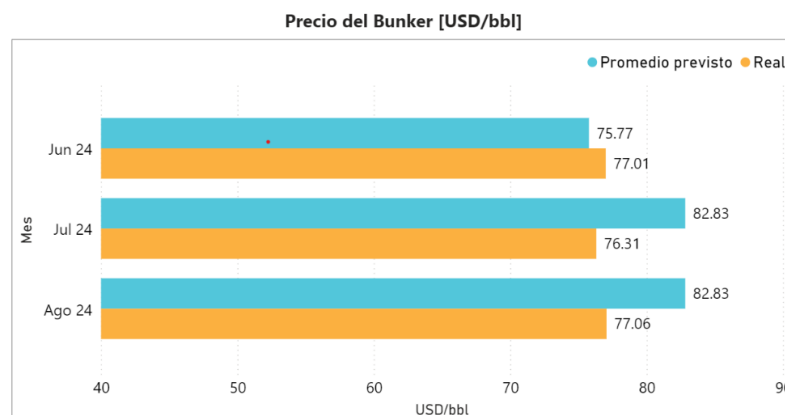


Fig. 1: Comparativo entre precios de combustible previstos y reales desde junio 2024

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 junio, julio y agosto 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 junio a agosto 2024 resulte en -98.51 GWh, es decir, la demanda real resultó un 3.26 % menor con respecto a la demanda prevista.

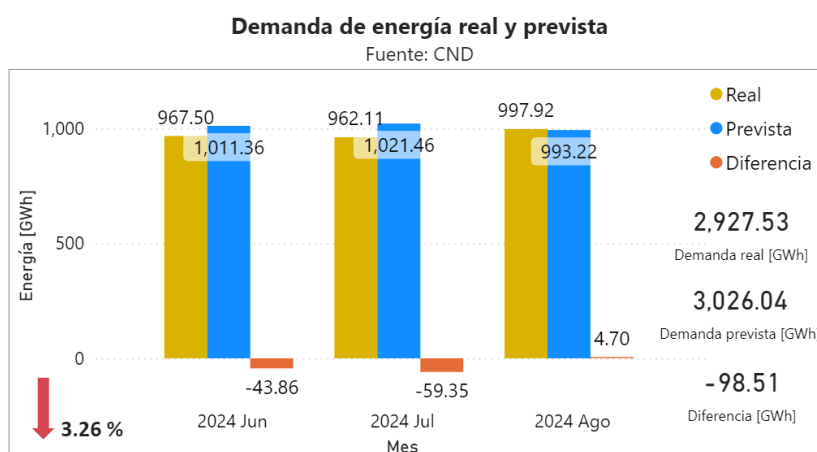


Fig. 2: Comparativo entre demanda de energía eléctrica real y prevista

3.2.2.3. Energía no suministrada

En la figura siguiente se observa que la energía no suministrada (ENS) real entre los meses de junio, julio y agosto de 2024 ha sido superior con respecto a la prevista. La diferencia entre la ENS real y la prevista fue de 28.11 GWh, esta diferencia impactará de manera directa en los costos marginales del sistema de esos meses y por ende en los costos reales de generación.

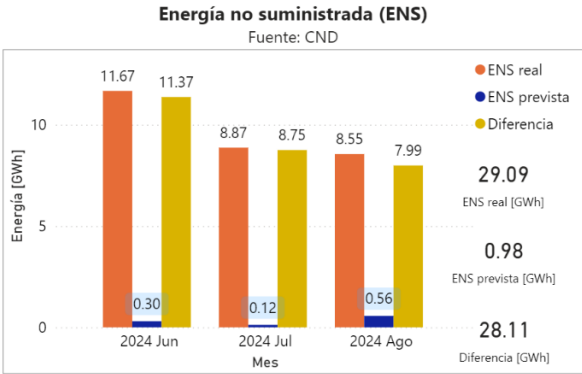


Fig. 3: Energía no suministrada (ENS)

3.2.2.4. Composición de la matriz de generación de energía eléctrica

En relación con la composición de la matriz de generación de energía eléctrica para los meses entre junio 2024 y agosto 2024, se observa en la figura 4 que la participación de la generación hidroeléctrica real entre esos meses es menor en un 16.17 % respecto con la prevista y para el caso de generación térmica, la generación real resultó 16.77 % mayor con respecto a la prevista.

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.

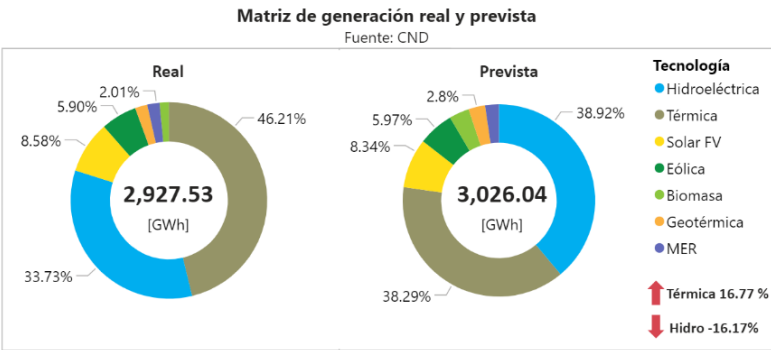


Fig. 4: Porcentaje de energía generada por tipo de tecnología en el SIN en junio 2024- agosto de 2024

Tabla 2: Composición de la matriz de generación de energía eléctrica junio - agosto 2024
(Datos: CND)

Tipo de Tecnología	Generación Real	Generación Prevista	Diferencia	Diferencia
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]
Hidroeléctrica	987.42	1,177.87	-190.45	-16.17%
Solar Fotovoltaica	251.10	252.23	-1.13	-0.45%
Eólica	172.85	180.72	-7.88	-4.36%
Biomasa	44.96	102.37	-57.40	-56.08%
Geotérmica	59.49	84.78	-25.30	-29.84%
Térmica	1,352.95	1,158.65	194.30	16.77%
MER	58.76	69.41	-10.65	-15.35%
Total	2,927.53	3,026.04	-98.51	-3.26%

3.2.2.5. Costo marginal promedio semanal

El costo marginal promedio previsto para junio 2024 fue de 140.86 USD/MWh y de 138.64 USD/MWh para julio y agosto de 2024, el costo previsto para junio resulta menor al costo marginal promedio real que fue de 168.12 USD/MWh. Por otro lado, los costos previstos para los meses de julio y agosto resultan mayores a los costos marginales promedios reales que fueron de 128.00 USD/MWh y 131.15 USD/MWh respectivamente.

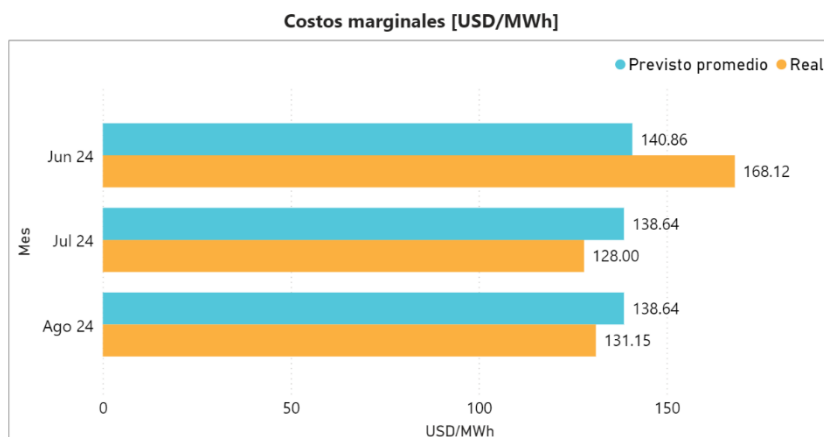


Fig. 5: Comparativo de costos marginales promedios semanales proyectados y reales (Datos: CND)

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 octubre de 2024, el operador del sistema determinó los costos de generación reales para los meses comprendidos de junio 2024 a agosto 2024.

Para el ajuste correspondiente al cuarto trimestre de 2024, el operador del sistema remitió a la CREE la liquidación de los costos de generación incurridos por la ENEE de los meses de junio 2024 a agosto 2024². La Tabla 3 muestra de manera detallada dichos costos y se observa que el costo medio de generación real fue de 167.48 USD/MWh en junio, 143.97 USD/MWh en julio y 146.85 USD/MWh en agosto.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto fue de 153.78 USD/MWh para el mes de junio 2024 y 151.30 USD/MWh para los meses de julio y agosto 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 junio, julio y agosto de 2024 y en el acumulado de esos meses.

Tabla 3: Costos reales de generación junio 2024 – agosto 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	257.43	3,837,052.83	32,696,051.56	36,533,104.39	141.92
	Hidroeléctrica	64.68	1,314,898.05	7,791,592.20	9,106,490.25	140.80
	Biomasa	18.16	208,196.95	2,409,708.31	2,617,905.26	144.16
	Eólica	28.56	644,059.51	4,060,764.68	4,704,824.19	164.74
	Solar Fotovoltaica	64.67	801,152.94	8,888,065.10	9,689,218.05	149.83
	Geotérmica	19.31	237,599.43	2,196,590.64	2,434,190.07	126.05
	MER	3.18	35,695.02	354,541.29	390,236.31	122.72
	Total transacciones de contratos	455.98	7,078,654.73	58,397,313.78	65,475,968.51	143.59
Oportunidad	Térmica	266.98	4,365,487.26	49,115,513.51	53,481,000.77	200.32
	Hidroeléctrica	224.43	3,097,859.52	38,452,435.43	41,550,294.95	185.14
	Solar Fotovoltaica	4.24	0.00	662,733.14	662,733.14	156.40
	Biomasa	2.29	0.00	431,699.70	431,699.70	188.50
	MER	4.19	0.00	435,006.51	435,006.51	103.84
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones de oportunidad	502.12	7,463,346.77	89,097,388.29	96,560,735.07	192.31
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.32	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	8.90	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	0.18	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	9.40	0.00	0.00	0.00	0.00
Total junio 2024		967.5016	14,542,001.50	147,494,702.07	162,036,703.58	167.48
Contratos	Térmica	197.17	3,822,537.72	24,664,476.18	28,487,013.89	144.48

² Expedientes LT-07-2024, LT-08-2024 y LT-09-2024

Mercado	Tecnología	Energía [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo total de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
	Hidroeléctrica	86.64	1,483,026.59	10,525,162.93	12,008,189.52	138.60
	Biomasa	7.23	107,736.34	979,223.97	1,086,960.31	150.38
	Eólica	84.65	988,706.51	12,100,212.80	13,088,919.31	154.63
	Solar Fotovoltaica	81.44	976,427.89	11,240,915.71	12,217,343.60	150.01
	Geotérmica	20.21	239,224.18	2,299,320.94	2,538,545.12	125.60
	MER	14.00	167,320.01	1,561,381.76	1,728,701.77	123.46
	Total transacciones de contratos	491.34	7,784,979.23	63,370,694.29	71,155,673.52	144.82
Oportunidad	Térmica	202.60	4,545,437.96	27,434,154.78	31,979,592.74	157.84
	Hidroeléctrica	243.04	3,099,515.60	30,153,294.04	33,252,809.64	136.82
	Solar Fotovoltaica	6.69	0.00	877,308.21	877,308.21	131.16
	Biomasa	-0.03	0.00	-3,494.61	-3,494.61	0.00
	MER	13.59	0.00	1,248,873.34	1,248,873.34	91.86
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones de oportunidad	465.91	7,644,953.56	59,710,135.76	67,355,089.32	144.57
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.33	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	4.03	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	0.51	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	4.86	0.00	0.00	0.00	0.00
Total julio 2024		962.11	15,429,932.79	123,080,830.05	138,510,762.84	143.97
Contratos	Térmica	204.98	3,830,567.58	25,797,364.80	29,627,932.37	144.54
	Hidroeléctrica	102.03	1,528,304.19	12,521,123.39	14,049,427.58	137.70
	Biomasa	16.47	270,139.23	2,236,472.12	2,506,611.35	152.15
	Eólica	59.64	839,670.97	8,522,240.57	9,361,911.53	156.96
	Solar Fotovoltaica	87.27	1,046,288.96	12,108,034.32	13,154,323.27	150.73
	Geotérmica	19.96	233,657.82	2,272,053.17	2,505,710.99	125.52
	MER	13.84	163,202.46	1,543,849.31	1,707,051.77	123.36
	Total transacciones de contratos	504.20	7,911,831.20	65,001,137.67	72,912,968.87	144.61
Oportunidad	Térmica	222.58	5,343,900.34	31,370,584.10	36,714,484.44	164.95
	Hidroeléctrica	252.95	3,099,515.60	32,034,497.08	35,134,012.68	138.90
	Solar Fotovoltaica	6.80	0.00	873,772.37	873,772.37	128.57
	Biomasa	-0.03	0.00	-4,033.48	-4,033.48	
	MER	9.95	0.00	910,933.68	910,933.68	91.54
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	
	Total transacciones de oportunidad	492.25	8,443,415.94	65,185,753.75	73,629,169.69	149.58
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.57	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	0.72	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	0.18	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 a costo cero	1.48	0.00	0.00	0.00	0.00
Total agosto 2024		997.92	16,355,247.14	130,186,891.42	146,542,138.56	146.85
Total junio 2024 - agosto 2024		2,927.53	46,327,181.43	400,762,423.54	447,089,604.97	152.72

* 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 junio 2024 a agosto 2024. En la tabla siguiente se observa que a la ENEE se le reconoce un monto de USD 102,693,586.78 por la energía y potencia firme que sus centrales aportaron al SIN en los meses antes indicados.

Tabla 4: Costos de generación de las centrales de la ENEE junio 2024 – agosto 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	19.08	0.00	2,588,989.43	2,588,989.43	135.67
Cañaveral	32.26	725,667.00	4,910,231.04	5,635,898.04	174.71
El Cajón	411.25	5,102,058.00	58,476,987.86	63,579,045.86	154.60
Patuca	96.72	850,255.20	10,912,367.35	11,762,622.55	121.62
Río Lindo	107.44	1,959,432.60	16,107,567.29	18,066,999.89	168.16
Ceiba Térmica	2.36	223,507.19	455,524.35	679,031.54	288.02
Santa Fé	0.07	28,447.20	22,754.48	51,201.68	742.24
La Puerta	0.19	253,767.60	76,030.19	329,797.79	1,693.30
Total	669.37	9,143,134.79	93,550,451.99	102,693,586.78	153.42

** 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 junio, julio y agosto 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 junio 2024 – agosto 2024 (Datos: CND)

0>=Factor de planta<20%		20%>=Factor de planta<50%		50%>=Factor de planta<100%	
Central	Factor de planta [%]	Central	Factor de planta [%]	Central	Factor de planta [%]
HIDRO XACBAL	0.00	LAEISZ JUTICALPA	20.08	PATUCA III	50.36
AZUNOSA	0.57	CUYAMEL	21.33	LA ESPERANZA	50.90
LA PUERTA	1.84	CINCO ESTRELLAS	21.65	MEZAPA	52.14

0>=Factor de planta<20%		20%>=Factor de planta<50%		50%>=Factor de planta<100%	
LOS LAURELES	1.89	LAS GLORIAS	21.69	CAÑAVERAL	52.73
GREEN POWER PLANT	2.57	CHOLUTEC A II	21.87	MANGUNGO	52.96
CHACHAGUALA	4.53	PRADOS SUR	22.40	TÉRMICA VILLANUEVA	53.34
SANTA FÉ	6.42	FOTERSA	22.60	ZINGUIZAPA	53.99
RIO BETULIA	6.81	CHOLUTEC A I	22.60	ACEYDESA	54.09
ARRENDAMIENTO BRASSAVOLA	6.91	COHESSA	23.09	ENERSA COGENERACIÓN	55.48
HIDROYOJOA	8.18	NACAOME I	23.13	PEÑA BLANCA	56.19
CAHSA	13.69	MARCOVIA	23.19	SAN JUAN PUEBLO	56.78
CUYAGUAL	14.44	SOPOSA	23.30	CUYAMAPA	57.23
PLANTA TERMICA LAEISZ	15.04	SAN ALEJO	23.50	CHAMELECON	57.74
CHUMBAGUA	15.44	CORTESITO	23.52	CELSUR	57.87
FRAY LAZARO	15.91	MECER	24.51	SAZAGUA	60.28
EL POLLITO	15.91	ARRENDAMIENTO LAEISZ DANLÍ	25.10	SAN MARTIN	60.90
CEIBA TÉRMICA	16.30	SAN CARLOS	25.71	RIO BLANCO	61.16
LAS LAJAS	17.70	HELIOS	25.94	EL CAJÓN	62.57
TRES VALLES	17.93	MORJA	26.05	RIO FRIO	63.26
NACAOME II	18.28	CORRAL DE PIEDRAS	26.38	LAEISZ REGULETO	65.49
NISPERO II	18.91	SHOL	26.73	CORONADO	67.94
LLANOS DEL SUR	19.06	LUFUSSA VALLE	28.85	ECOPALSA	68.00
ENERBASA	19.65	RIO GUINEO	30.76	LA VEGONA	69.89
EMCE CHOLOMA	19.67	CANJEL	32.37	BABILONIA	70.44
		CHURUNE	32.52	LUFUSSA III	73.06
		CERRO DE HULA	34.61	EL FARO	74.05
		MATARRAS	35.53	CECECAPA	74.79
		ELCOSA	36.09	PECSA 69	75.26
		YAGUALA	38.48	ZACAPA	78.69
		NACAOME	39.28	LAEISZ CEIBA TÉRMICA	78.88
		ARRENDAMIENTO LAEISZ SAN ISIDRO	41.66	CARACOL KNITS	78.94
		PENCALIGUE	42.43	GEOPLATANARES	85.19
		NISPERO	46.02	PECSA 138	87.46
		GENERA LOS LAURELES	46.28	ENERSA	89.41
		CHINCHAYOTE	47.85	LAEISZ SAN ISIDRO	97.35
		AGUA VERDE	48.60	BECOSA	98.75
		LA AURORA	49.81		

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

En la revisión mensual de los costos de generación reales de la ENEE, que envía el CND a esta comisión, el equipo de tarifas identificó que no se llevó a cabo la evolución o indexación anual del precio de la energía [USD/MWh] para los contratos 007-2014, 008-2014 y 010-2014 en la fecha correspondiente (la fecha de inicio de operación comercial). En seguimiento a esta situación se realizó un requerimiento de información solicitando a la ENEE que mediante su CND presentara la corrección de los precios de dichos contratos en el informe de costos de generación de la ENEE.

En respuesta al requerimiento mencionado el CND comunicó a la CREE que la Dirección de Contratos de la ENEE le informó que estas centrales dispusieron que harían cambio de precio a partir del 1 agosto de cada año, a lo que la ENEE no encontró inconvenientes.

En vista de esto, la CREE mediante requerimiento de información solicitó a la ENEE que mediante

su CND presentara la documentación (certificación de puntos de actas del comité operativo, adendas, etc.) que justifique y respalde la modificación de la fecha en la cual los precios de energía de los contratos de suministro mencionados deben ser evolucionados anualmente, sin embargo, la documentación solicitada no fue presentada.

Producto de la revisión de los documentos entregados por el CND, la Dirección de Asesoría Jurídica (DAJ) mediante opinión legal DAJ-OL-014-2024 es del parecer que los valores resultantes producto de las modificaciones relacionadas a la fecha en la cual los precios de energía deben ser evolucionados anualmente de los contratos de suministro de potencia y energía eléctrica números 007-2014; 008-2014 y 010-2014, no deben de ser trasladados a la tarifa de los usuarios finales, mientras no se cuente con la documentación necesaria para acreditar dichas modificaciones o se concluyan los análisis correspondientes.

En vista de lo expuesto en el párrafo anterior resulta necesario realizar un análisis de los costos de energía de los contratos mencionados, sin embargo, es inviable realizar dicho análisis en este ajuste tarifario debido a que no se cuenta con la información necesaria para calcular los montos del costo de energía correspondientes.

Por tanto, los costos asociados a los contratos 007-2014, 008-2014 y 010-2014 se trasladarán de forma condicionada, es decir, se reconocerá el costo calculado por el CND dentro de los costos de generación a trasladar a la tarifa de usuario final. Asimismo, es importante indicar que dichos costos podrán ser corregidos bajo la modalidad de "Otros Ajustes" o trasladados de forma definitiva en el siguiente periodo de ajuste tarifario una vez que se presente la información necesaria y se realicen los análisis correspondientes.

Prórroga del contrato No. 063-2011

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

Modificación del contrato No. 004-2013

El CND informó a la CREE, que el contrato No. 004 2013 fue renegociado por la ENEE y modificado en dos de sus cláusulas, siendo estas la "Cláusula Octava: Precio de Venta de la Energía Eléctrica" y la "Cláusula Novena: Término de Vigencia del Presente Contrato". Dichas modificaciones se encontraban en revisión por parte de la DAJ.

La DAJ en opinión legal DAJ-OL-012-2024 indica que en apego al artículo 28 literal b), de la LGIE la

ENEE se encuentra habilitada para prorrogar los contratos de suministro siempre que las condiciones de la prórroga sean favorables a los intereses de esta, desde el punto de vista técnico y financiero, y tomando en consideración el dictamen técnico emitido por la Dirección de Regulación, resulta procedente el traslado de los costos del contrato No. 004-2013 a la tarifa de los usuarios finales de la ENEE.

En ese sentido y con base en la recomendación de la DAJ, los costos asociados al contrato No. 004-2013 se trasladarán a los costos de generación de la ENEE en los términos de las modificaciones realizadas, es decir, se reconocerá el costo calculado por el CND en los costos de generación a trasladar a la tarifa de usuario final.

Arrendamiento de centrales

Durante la revisión de las liquidaciones mensuales se identificó la participación de una nueva central denominada “Arrendamiento Santa Rosa”, la cual empezó a participar en el MEO en agosto (agregada al expediente LT-09-2024), por lo que se solicitó a la DAJ su opinión del traslado de los costos asociados de esta central a tarifas.

En ese sentido, en fecha 27 de septiembre de 2024 la DAJ mediante dictamen DAJ-DL-052-2024, recomienda que se incluyan de manera condicionada dentro de la liquidación del MEO los costos relacionados con esta central, así como los costos asociados a las centrales “Arrendamiento San Isidro”, “Arrendamiento Brassavola”, “Arrendamiento Laeisz Danlí”. En la tabla siguiente se muestra el detalle de dichos costos:

Tabla 6: Costo de generación de las centrales "Arrendamiento" junio - agosto 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	9.07	507,507.79	2,060,818.22	2,568,326.01	283.04
Arrendamiento Brassavola	10.73	758,420.44	2,701,832.81	3,460,253.25	322.42
Arrendamiento Laeisz Danlí	4.64	250,933.63	1,134,170.98	1,385,104.61	298.54
Arrendamiento Santa Rosa	0.15	21,517.19	23969.68	45,486.87	298.01
Total	24.45	1,516,861.86	5,896,822.01	7,413,683.87	303.27

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 (junio, julio y agosto 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 junio 2024 - agosto 2024 [MWh]
NACAOME	13,659.91
PECSA 138 kV	417.13
PECSA 69kV	1.89
PARK ENERGY	793.08
ELCOSA	0.73
TÉRMICA VILLA NUEVA	1.58
TRES VALLES	866.46
Total	15,749.78

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 1,451.52 GWh y el costo medio de generación para este mercado fue de 144.36 USD/MWh. Por otro lado, el mercado de oportunidad participó con 1,460.28 GWh de energía y el costo medio de generación de este mercado fue de 162.67 USD/MWh. El conjunto de los costos incurridos en ambos mercados resulta en un costo medio de generación total de 152.72 USD/MWh.

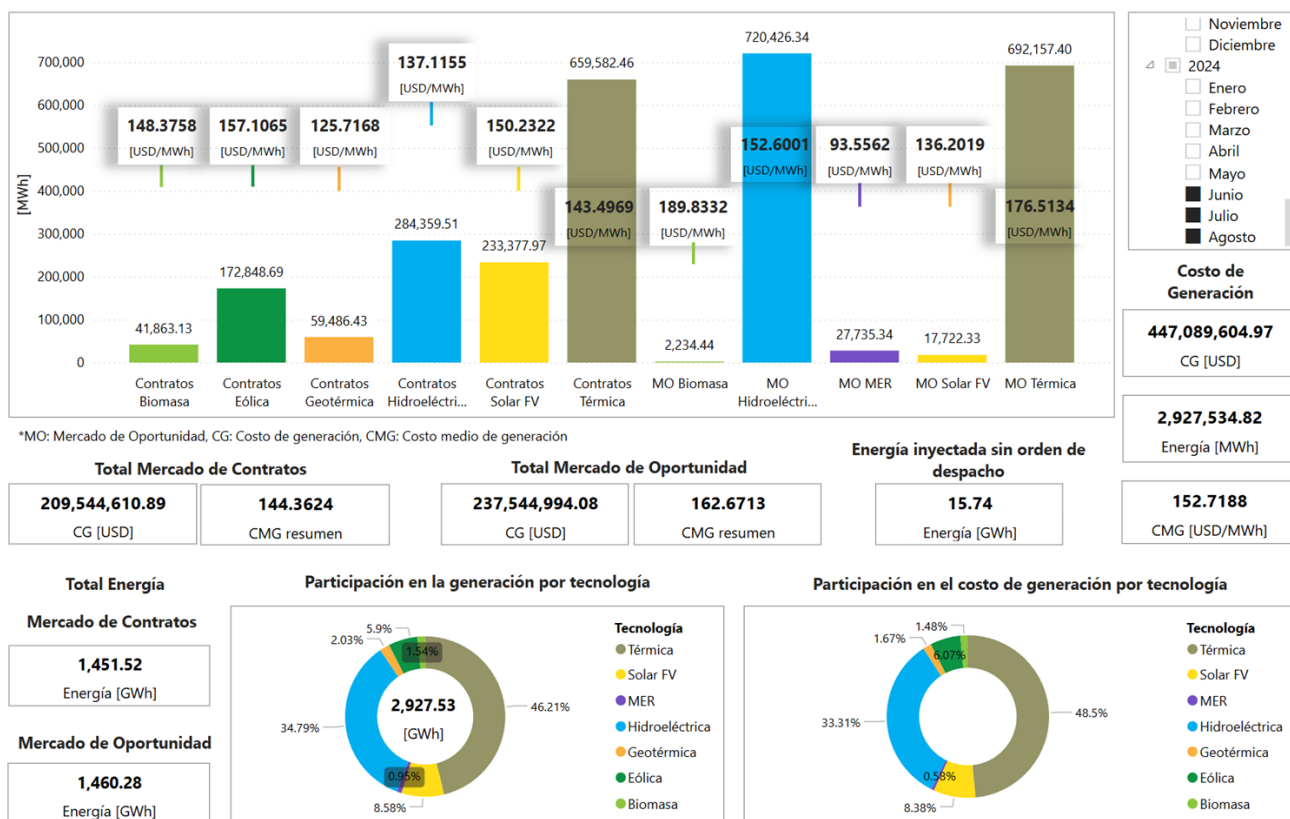


Fig. 6: Costos reales de generación correspondiente a junio, julio y agosto de 2024 (Datos: CND)

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.

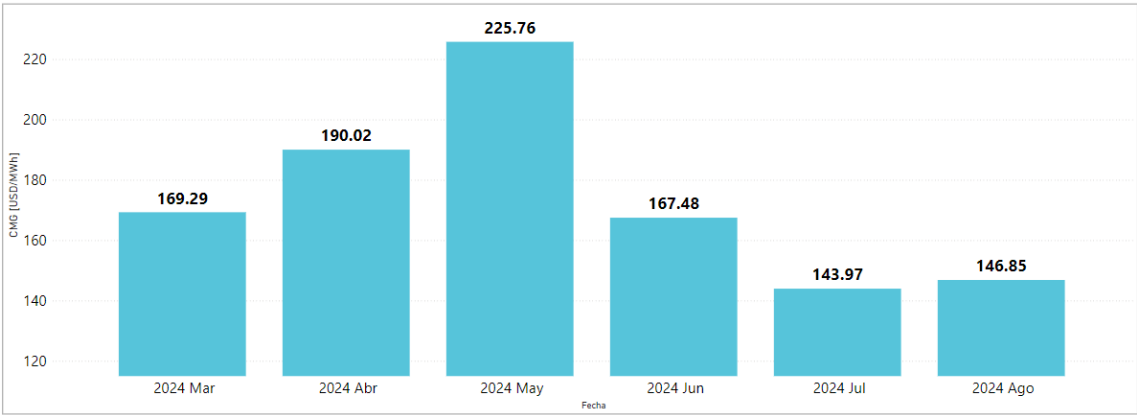


Fig. 7. Evolución del costo medio de generación de la ENEE (Datos: CND)

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

En la Tabla 7 se muestran los costos reales de energía y potencia en los que incurrió la ENEE, la diferencia mensual entre estos costos y los costos previstos, y la diferencia acumulada para los meses de junio 2024 a agosto 2024. En esta ocasión el costo de generación real fue mayor que el costo proyectado, causando un déficit con respecto a los ingresos tarifarios de la ENEE por un monto de USD 1,747,594.58 el cual debe ser recuperado sumándolo al Costo Base de Generación previsto para el cuarto trimestre del año 2024.

Tabla 8: Costos de energía y potencia previstos y reales junio 2024- agosto 2024 (Datos: CND)

Mes	Costo real [USD]		Costo previsto [USD]		Diferencia [USD]		Total [USD]
	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	
Junio_2024	147,494,702.07	14,542,001.50	134,394,741.86	14,386,394.53	13,099,960.22	155,606.97	13,255,567.18
Julio_2024	123,080,830.05	15,429,932.79	130,704,175.57	14,867,014.04	-7,623,345.53	562,918.75	-7,060,426.77
Agosto_2024	130,186,891.42	16,355,247.14	135,569,285.87	15,420,398.52	-5,382,394.45	934,848.62	-4,447,545.84
Total	400,762,423.54	46,327,181.43	400,668,203.30	44,673,807.09	94,220.23	1,653,374.34	1,747,594.5752

3.4. Otros ajustes

3.4.1. Ajustes en la liquidación de junio

En el proceso de revisión de la liquidación de junio bajo el expediente LT-07-2024, el CND identificó un ajuste por consumo de 738.70 kWh comprendido de enero 2023 hasta mayo

2024 para la central hidroeléctrica Zacapa, por un valor de USD 106.20, el cual debe ser pagado por dicha central. Asimismo, el CND informó a la CREE que en esta liquidación corresponde un ajuste por potencia de la central térmica PECSA, la cual implica una corrección de USD 15,580.90.

Con base en lo anteriormente expuesto y siguiendo lo establecido en el artículo 18 del Reglamento

para el Cálculo de Tarifas Provisionales referente a “Otros Ajustes” y con el fin de garantizar el cumplimiento del artículo 18 de la LGIE con relación a reflejar los costos reales en que incurre la empresa distribuidora, resulta procedente trasladar la suma de USD 15,474.70, referente al consumo de Zacapa y el ajuste por potencia de PECSA a la tarifa de los usuarios finales como “Otros Ajustes”.

3.4.2. Pagos diferidos

De acuerdo con lo dispuesto en los artículos 51, 52 y 53 del Reglamento, en el trimestre anterior la ENEE en fecha 28 de junio 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 junio-agosto 2024. En esta solicitud se detalló que:

1. El monto por diferir será de USD 60,000,000.
2. El monto se diferirá en los siguientes tres periodos trimestrales.
3. El tipo de cambio es de 24.8673 HNL / USD.
4. El interés trimestral por utilizar será 2.4667%.
5. El monto total acumulado es de USD 60,000,000.00 ya que no se aplicará en este periodo trimestral.

En función de lo anterior, para el 4to ajuste a los CBG del año 2024 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 60,000,000.

3.5. Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 4to trimestre de 2024

El costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 4to trimestre de 2024 se compone: i) del costo base de generación previsto para el 4to trimestre 2024, ii) de la diferencia entre los costos reales y previstos de los meses de junio, julio y agosto de 2024, y iii) de otros ajustes. Para este ajuste tarifario el monto de estos otros ajustes está relacionados con el pago del monto del diferido que solicitó la ENEE el trimestre pasado (USD 60,000,000) y con las correcciones que el CND realizó en la liquidación de junio (USD 15,474.7). En ese sentido, en la tabla siguiente se muestra el costo medio de generación para el 4to trimestre del año 2024, el cual es 176.17 USD/MWh.

Tabla 9: Costo medio total de generación 4to trimestre 2024 (Datos: CND)

	Energía [MWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Previsto octubre-diciembre 2024	2,712,804.91	45,561,424.65	370,586,492.23	416,147,916.88	153.40
Diferencial junio - agosto 2024		1,653,374.34	94,220.23	1,747,594.58	
Otros ajustes				60,015,474.70	
Ajuste octubre- diciembre 2024	2,712,804.91	47,214,798.99	370,680,712.46	477,910,986.15	176.1686

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 24.95 lempiras por dólar, vigente el día 26 de agosto de 2024. Con respecto al tipo de cambio anterior aumentó un 0.35%. La

Fig. 7 muestra la variabilidad del tipo de cambio de los últimos 3 años.

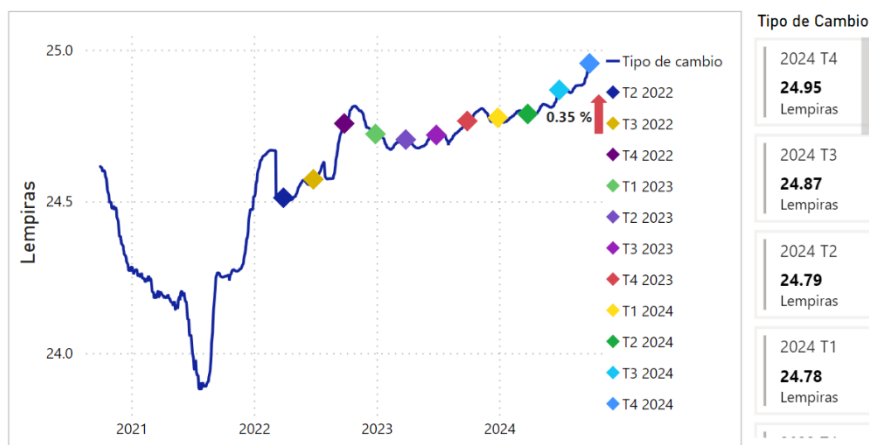


Fig. 7: Tipo de cambio a utilizar para el 4to ajuste tarifario 2024 (Datos: BCH)



05

**TARIFA APLICAR
A LOS USUARIOS
FINALES EN EL
4TO TRIMESTRE
DE 2024**

Tarifa para aplicar a los usuarios finales en el 4to trimestre de 2024

Una vez definido el ajuste al Costo Base de Generación y el tipo de cambio que incidirán en el cálculo de la estructura tarifaria, 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 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 2.36 % con respecto a la tarifa promedio del tercer trimestre de 2024, la cual pasa de 6.39 HNL/kWh a 6.24 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 0.1726 HNL/kWh, luego le sigue el tipo de cambio con un aumento de 0.0216 HNL/kWh.

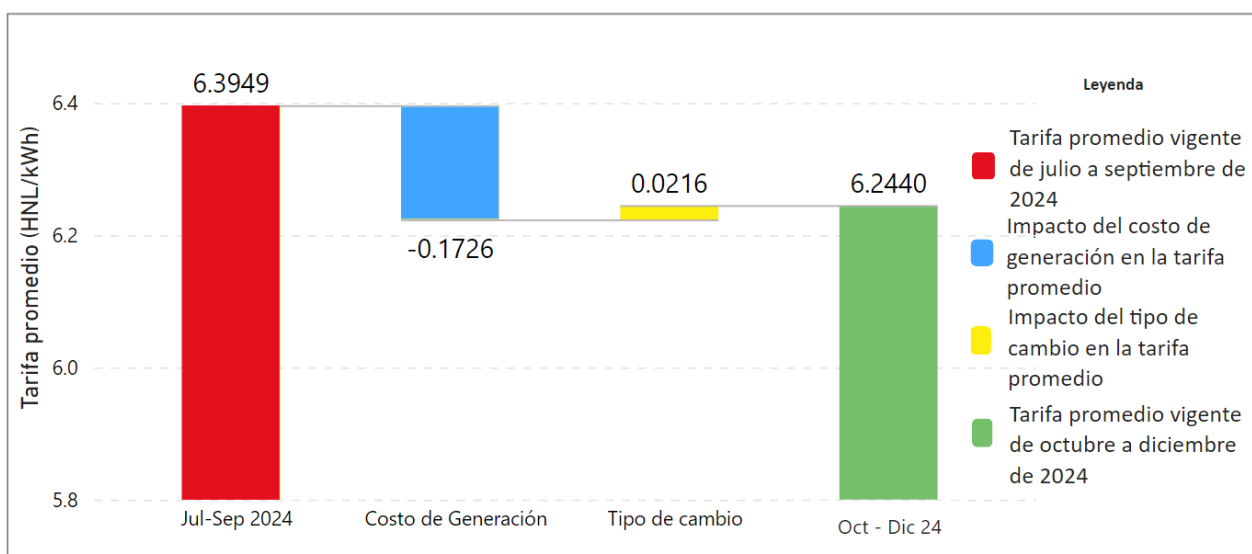


Fig. 8: Contribución de variables en el cálculo de la tarifa promedio

5.1. Componentes de costos de la tarifa promedio

La tarifa se divide 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 0.36% y los cargos del Mercado Eléctrico Regional suman un 0.16 % 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.

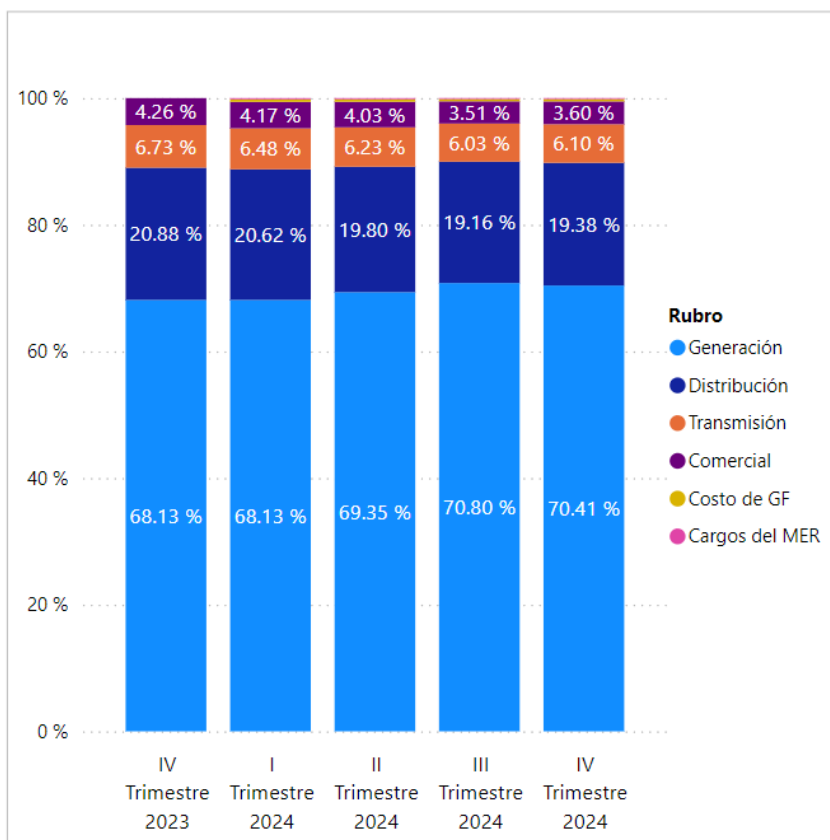


Fig. 9: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE)

5.2. Estructura tarifaria

Partiendo de las consideraciones antes expuestas, se presenta en la Tabla 10 la estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir del mes de octubre de 2024. 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 octubre 2024

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[HNL/Abonado -mes]		[HNL/kWh]		[HNL/kW-mes]	
	Jul-Sep	Oct-Dic	Jul-Sep	Oct-Dic	Jul-Sep	Oct-Dic
	2024	2024	2024	2024	2024	2024
Residencial						
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	57.09	57.20	5.3218	5.1940		
Consumo mayor de 50 kWh/mes						
Primeros 50 kWh/mes	57.09	57.20	5.3218	5.1940		
Siguientes kWh/mes			6.9250	6.7587		
Baja Tensión	57.09	57.20	6.9099	6.7470		
Alumbrado Público	64.00	64.23	5.4969	5.3589		
Media Tensión	2,486.73	2,495.49	4.7777	4.6324	313.1718	314.2750
Alta Tensión	6,216.83	6238.73	4.5300	4.3895	270.3558	271.3082

Con el propósito de comparar el impacto que tendrá el ajuste de la tarifa en las diferentes categorías de usuarios, en la Tabla 11 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 2.71%.

Tabla 11: Comparación entre ajustes de tarifas promedio
(julio-septiembre 2024– octubre-diciembre 2024)

Servicio:	Tarifa Promedio* [HNL/kWh]		Disminución	
	jul-sep 2024	oct-dic 2024	[HNL/kWh]	[%]
Residencial	6.84	6.69	0.15	2.24%
Baja Tensión	6.96	6.80	0.16	2.34%
Media Tensión	5.59	5.45	0.14	2.55%
Alta Tensión	5.12	4.98	0.14	2.71%

*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 junio, resulta en un costo base de generación ajustado de 176.17 USD/MWh para el trimestre de octubre a diciembre de 2024, menor al valor de 182.07 USD/MWh que fue aplicado para el trimestre anterior, o sea una rebaja de 3.24 %.
- En julio de 2024 no se indexó el precio de los contratos 007-2014, 008-2014 y 010-2014, ya que las centrales decidieron ajustar el precio desde el 1 de agosto, sin objeción de la ENEE. La DAJ recomendó no reconocer los costos de forma condicionada por falta de documentación y análisis correspondiente. Sin embargo, dado que en los archivos de esta Comisión no se cuenta con la información necesaria para realizar el cálculo de los costos correspondientes, se transferirán los costos a las tarifas de los usuarios finales, cabe aclarar que dichos costos podrán ser corregidos bajo la modalidad de "Otros Ajustes" o trasladados de forma definitiva en el siguiente periodo tarifario.
- 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 24.95 lempiras por dólar, el cual es 0.35 % mayor con respecto al tipo de cambio de 24.87 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 un aumento global del precio de la tarifa promedio, la cual pasa de 6.39 HNL/kWh para el trimestre anterior a un valor de 6.24 HNL/kWh estimado para este nuevo ajuste, lo que en términos **porcentuales significa una disminución del 2.36 %**.

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 octubre de 2024:

Tabla 12: Estructura tarifaria ENEE de octubre a diciembre de 2024

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	57.20		5.1940
Consumo mayor de 50 kWh/mes	57.20		
Primeros 50 kWh/mes			5.1940
Siguientes kWh/mes			6.7587
Servicio General en Baja Tensión	57.20		6.7470
Servicio en Media Tensión	2,495.49	314.2750	4.6324
Servicio en Alta Tensión	6,238.73	271.3082	4.3895

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
Alumbrado Público	64.23	5.3589



ANEXOS

Anexos

A. Datos usados en el modelo CALCUTA

- Tipo de cambio

Variables de Entrada
Generales

Definición de Bloques Horarios

Día	Período de Punta			Período Intermedio				Período de Valle		
	Total Horas	Inicio	Horario Fin	Total Horas	Inicio	Horario Fin	Total Horas	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	Tasa de Descuento	
Total Días Laborables al año	Tipo de Cambio	Mes / Año:
Total Sábados al año		sep-24
Total Domingos y Feriados al año		
Año de Inicio de Anualidades de Transmisión y Distribución		

- Costos de generación

Variables de Entrada
Costos Marginales y Generación

Costo Marginal de la Potencia \$/kW-año

Valores a Modificar por el Usuario

Tipo Costo Marginal de Potencia \$/kW-año:

Costo de Turbina de Gas (Datos EIA)

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%

Supuestos

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

$cp = 1.1 \cdot \frac{FRC \cdot I + COM}{0.95(1 - FOR)}$

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	187.04	203.93	181.48	148.87	
Intermedio	152.86	162.45	148.13	135.78	
Valle	115.60	120.69	114.63	110.00	

B. Datos de salida en el modelo CALCUTA

- Estructura tarifaria

Tarifas Finales por Categorías de Servicio y Rangos de Consumo													
Fecha de Ajuste:		26/9/2024											
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 L/kW-m	Energía Punta L/kWh	Energía Intermedio L/kWh	Energía Valle L/kWh	Monómico (Potencia y Energía)* L/kWh	Costo promedio L/kWh	Cargo Fijo L/abnd-m	Potencia L/kW-m	Energía Punta L/kWh	Energía Intermedio L/kWh	Energía Valle L/kWh	Monómico (Potencia y Energía)* L/kWh
Servicio Residencial													
0 - 50 kWh/mes	57.2006	205.2461	6.2064	4.9383	3.4989	6.2578	8.5393	57.2006	170.3543	5.1513	4.0988	2.9041	5.1940
> 50 kWh/mes	57.2006	205.2461	6.2064	4.9383	3.4989	6.2578	6.5793	57.2006	221.6732	6.7031	5.3335	3.7790	6.7587
Servicio General en BT	57.2006	250.2854	6.3631	5.0630	3.5873	6.7470	6.7961	57.2006	250.2854	6.3631	5.0630	3.5873	6.7470
Alumbrado Público	64.2256	332.6306	5.9873	4.7640	3.3754	5.3589	6.5331	64.2256	332.6306	5.9873	4.7640	3.3754	5.3589
Servicio Industrial en MT	2,495.4900	314.2750	5.6394	4.5273	3.2390	4.6324	5.4488	2,495.4900	314.2750	5.6394	4.5273	3.2390	4.6324
Servicio Industrial en AT	6,238.7250	271.3082	5.3864	4.2870	3.1144	4.3895	4.9779	6,238.7250	271.3082	5.3864	4.2870	3.1144	4.3895
Promedio Global							6.243984577	4.016984140					
*Precio Monómico de Media y Alta Tensión sólo corresponde a Energía.													
PLIEGO TARIFARIO													
SERVICIO	Tarifa Simple			Tarifa Horaria									
	Cargo Fijo L/abonado-m	Precio de la Potencia L/kW-mes	Precio de la Energía L/kWh	Cargo Fijo s	Precio de la Potencia L/kW-mes	Punta L/kWh	Intermedio L/kWh	Valle L/kWh					
Servicio Residencial													
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	57.20		5.1940										
Consumo mayor de 50 kWh/mes	57.20		5.1940										
Primeros 50 kWh/mes			6.7587	57.2006	221.6732	6.7031	5.3335	3.7790					
Siguientes kWh/mes													
Servicio General en Baja Tensión	57.20		6.7470	57.2006	250.2854	6.3631	5.0630	3.5873					
Alumbrado Público*	64.23		5.3589										
Servicio en Media Tensión	2,495.49	314.2750	4.6324	2,495.4900	314.2750	5.6394	4.5273	3.2390					
Servicio en Alta Tensión	6,238.73	271.3082	4.3895	6,238.7250	271.3082	5.3864	4.2870	3.1144					
*El cargo fijo para el alumbrado público es un cargo por lámpara por mes.													

Tarifa Nueva	6.2440
Tarifa Actual	6.3949
Diferencia	-2.360%