



HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

CRÉE

COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE AJUSTE TARIFARIO 2024

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

Contenido

1.	Resumen Ejecutivo del Informe de Ajuste Tarifario del tercer trimestre 2024.....	5
2.	Introducción.....	9
3.	Costos de generación y ajustes trimestrales.....	12
3.1.	Costo Base de Generación previsto para el 3er 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.	Procesos de fiscalización al Mercado de Contratos.....	25
3.5.	Otros ajustes	26
3.5.1.	Pagos diferidos	26
3.6.	Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 3er trimestre de 2024 ...	27
4.	Tipo de cambio del dólar de los EE. UU.	28
5.	Tarifa para aplicar a los usuarios finales en el 3er trimestre de 2024.....	30
5.1.	Componentes de costos de la tarifa promedio.....	30
5.2.	Estructura tarifaria	31
6.	Conclusiones y recomendaciones.....	34
6.1.	Conclusiones	34
6.2.	Recomendaciones	34
7.	Anexos	37

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 TERCER
TRIMESTRE 2024**

Resumen Ejecutivo del Informe de Ajuste Tarifario del tercer 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 para el tercer trimestre del año 2024 es de 151.30 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 julio 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 3er trimestre de 2024 se compone: i) del costo base de generación previsto para el 3er trimestre 2024, ii) de la diferencia entre los costos reales y previstos de los meses de marzo, abril y mayo del presente año y iii) de otros ajustes.

En este informe se presenta de manera resumida el comportamiento que han presentado en marzo, abril y mayo 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 3er trimestre 2024.

Para marzo de 2024, el precio promedio previsto para el bunker fue de 68.97 USD/bbl y el real de 70.33 USD/bbl; para abril y mayo de 2024 el precio promedio previsto fue de 75.77 USD/bbl y el precio real fue de 76.39 USD/bbl para abril y 79.07 USD/bbl para mayo.

Para los últimos tres meses, el consumo de energía total real resultó en un 4.92 % mayor que la demanda prevista, es decir, que la diferencia entre la suma del consumo real y el previsto para el período de marzo a mayo 2024 resulta en 143.10 GWh mayor a lo proyectado. La ENS real entre los meses de marzo a mayo 2024 ha sido superior con respecto a la prevista. La diferencia entre la ENS real y la prevista fue de 44.55 GWh.

Para los meses de estudio, la participación de la generación hidroeléctrica real entre esos meses es menor en un 17.17% respecto con la prevista, la generación térmica real resultó 38.58% mayor con respecto a la prevista.

El costo marginal promedio previsto para marzo de 2024 fue de 108.71 USD/MWh y de 140.86 USD/MWh para abril y mayo de 2024, estos costos previstos resultan menores a los costos marginales promedios reales, que fueron de 171.08 USD/MWh, 206.25 USD/MWh y 264.22 USD/MWh para marzo, abril y mayo 2024, respectivamente.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto fue de 140.92 USD/MWh para el mes de marzo de 2024 y 153.78 USD/MWh para los meses de abril y mayo de 2024. El costo medio de generación real fue de 169.21 USD/MWh en marzo, 189.74 USD/MWh en abril y 225.76 USD/MWh en mayo.

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

- Que en mayo de 2024, la central hidroeléctrica Cuyamel fue incluida en el Mercado de Contratos (MC), cuyo contrato había finalizado en noviembre de 2021. El CND respondió el 26 de junio de 2024, informando una prórroga hasta el 10 de noviembre de 2031. La Dirección de Asesoría Jurídica (DAJ) de la CREE recomendó reconocer de forma condicionada los costos asociados a dicho contrato.
- Que del 18 de marzo al 23 de abril de 2024 se liquidó la energía que superó la capacidad comprometida por las centrales con contrato 011-2018, 012-2018 y 013-2018 correspondientes a La Ensenada en el MC la cual se categoriza en energía de respaldo y energía excedente (mayor a 77 MW). Con base en la recomendación de la DAJ, en la liquidación realizada desde el 18 de marzo hasta el 23 de abril de 2024 se trasladará a la tarifa del usuario final el monto de USD 642,835.10 que corresponde a la energía asociada a la capacidad de respaldo de los contratos 011-2018, 012-2018 y 013-2018; y no se trasladará a la tarifa del usuario final el monto de USD 354,349.06 que corresponde a la energía inyectada por encima de la capacidad de respaldo de los contratos 011-2018 y 013-2018
- Que en marzo se incluyó la central “Arrendamiento San Isidro” y en abril, las centrales “Arrendamiento Danlí” y “Arrendamiento Brassavola”. La DAJ en dictamen DAJ-DL-028-2024 de fecha 28 de junio de 2024 recomendó que se incluyan de manera condicionada los costos asociados de estas centrales en el MEO, es decir, en la tarifa del usuario final.
- Que el CND en respuesta al requerimiento LT-05-2024, informó a la CREE que en abril del mismo año a las centrales térmicas Laeisz La Ensenada MEO y Térmica Villanueva les correspondía un ajuste por potencia por un monto de USD 14,340.66 y USD 20,010.90, respectivamente. Con el fin de liquidar dicho monto dentro del MEO este fue incorporado en el Informe de Transacciones Comerciales (ITC) de mayo.
- Mediante Memorándum DF-020-2024 la Dirección de Fiscalización (DF) informó que entre enero de 2021 y febrero de 2024 hubo diferencias entre la liquidación del CND y la facturación de la ENEE. Por tanto, la DF recomienda continuar revisando las liquidaciones del CND y facturaciones de la ENEE, y solicitar a la ENEE que explique los cargos adicionales.

En este periodo de ajuste el costo de generación real fue mayor que el costo proyectado, ocasionando un déficit de USD 141,547,375.48 con respecto a los ingresos tarifarios de la ENEE, el cual debe ser recuperado sumándolo al Costo Base de Generación previsto para el tercer 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%. La ENEE

en fecha 28 de junio 2024 envió una solicitud para diferir en el próximo trimestre, 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 182.07 USD/MWh para el tercer trimestre del presente año. Este valor es mayor al aplicado en el segundo trimestre de 2024 el cual fue 153.78 USD/MWh.

El tipo de cambio utilizado en el cálculo de las tarifas a aplicar a partir de julio de 2024 es de 24.8673 lempiras por dólar americano, este es mayor que el utilizado como referencia en el trimestre anterior, o que porcentualmente es un aumento de 0.32%.

Una vez calculado el ajuste al CBG, y el tipo de cambio establecido por el BCH, que inciden en el cálculo de la estructura tarifaria, se definió la nueva estructura tarifaria a partir de julio 2024. Como resultado de las variaciones antes mencionadas, se observa un aumento de 15.23% a la tarifa promedio de 5.5498 HNL/kWh a 6.3949 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 julio 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	57.09		5.3218
Consumo mayor de 50 kWh/mes	57.09		
Primeros 50 kWh/mes			5.3218
Siguientes kWh/mes			6.9250
Servicio General en Baja Tensión	57.09		6.9099
Servicio en Media Tensión	2,486.73	313.1718	4.7777
Servicio en Alta Tensión	6,216.83	270.3558	4.5300

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
Alumbrado Público	64.00	5.4969



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 julio 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 tercer trimestre 2024, las variables que inciden en los costos de generación, así como los costos de generación reales para los meses de marzo, abril y mayo de 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 julio 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 tercer trimestre de 2024. Finalmente, en la sección 6 se exponen las conclusiones y recomendaciones del presente informe.



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 3er 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 tercer trimestre de 2024 es de 151.30 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: 2,951.62 GWh, la cual será distribuida por tipo de tecnología de la siguiente manera: hidroeléctrica con 1,102.49 GWh (37.35%), térmica con 1,197.72 GWh (40.58%), solar fotovoltaica 251.05 GWh (8.51%), eólica 158.51 GWh (5.37%), biomasa 90.18 GWh (3.06%) y geotérmica 78.38 GWh (2.66%). Es importante indicar que para este trimestre se tiene previsto comprar en el MER 73.28 GWh mediante transacciones de oportunidad y contratos, que representará el 2.48% del total de generación prevista en el tercer trimestre del 2024.
- Precio promedio de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica: 82.83 USD/bbl para el Heavy Fuel Oil (HFO) 3.0 % y 264.67 USc/gal para el diésel.
- Costo marginal promedio: 138.64 USD/MWh.

Tabla 1: Costos de generación previstos para el tercer 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	674,252.13	11,660,559.82	88,238,950.30	99,899,510.11	148.16
	Hidroeléctrica	320,870.61	4,222,104.31	39,600,040.55	43,822,144.87	136.57
	Biomasa	89,572.02	549,350.18	13,030,914.39	13,580,264.57	151.61
	Eólica	158,510.25	2,401,773.17	22,689,234.53	25,091,007.70	158.29
	Solar Fotovoltaica	251,053.14	3,041,441.87	34,771,354.90	37,812,796.77	150.62
	Geotérmica	78,384.00	929,161.56	8,900,134.18	9,829,295.74	125.40

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	41,624.15	502,384.36	4,632,722.36	5,135,106.72	123.37
	Total	1,614,266.30	23,306,775.27	211,863,351.21	235,170,126.49	145.68
Oportunidad	Térmica	421,847.70	13,004,532.12	61,055,865.47	74,060,397.59	175.56
	Hidroeléctrica	876,847.63	9,298,546.80	122,719,375.45	132,017,922.25	150.56
	Biomasa	605.85	0.00	89,494.79	89,494.79	147.72
	Solar Fotovoltaica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Geotérmica	6,391.65	0.00	893,254.37	893,254.37	0.00
	MER	31,657.40	0.00	4,360,212.61	4,360,212.61	137.73
	Total	1,337,350.22	22,303,078.92	189,118,202.69	211,421,281.61	158.09
Previsto julio-septiembre 2024		2,951,616.52	45,609,854.19	400,981,553.90	446,591,408.10	151.3040

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 los precios reales de los combustibles para los meses de marzo 2024 a mayo 2024 han tendido a ser mayores con respecto a los proyectados, para marzo de 2024 el precio promedio previsto para el bunker fue de **68.97** USD/bbl y el real de **70.33** USD/bbl, para abril y mayo de 2024 el precio promedio previsto fue de **75.77** USD/bbl y el precio real fue de **76.39** USD/bbl para abril y **79.07** USD/bbl para mayo. Esta situación impactará de manera directa en la

diferencia entre el costo de generación real y el previsto de estos últimos 3 meses, debido a que la generación a base de combustibles fósiles representó entre los meses de marzo a mayo 2024 aproximadamente un 55.75% del total de generación del Mercado Eléctrico Nacional (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.

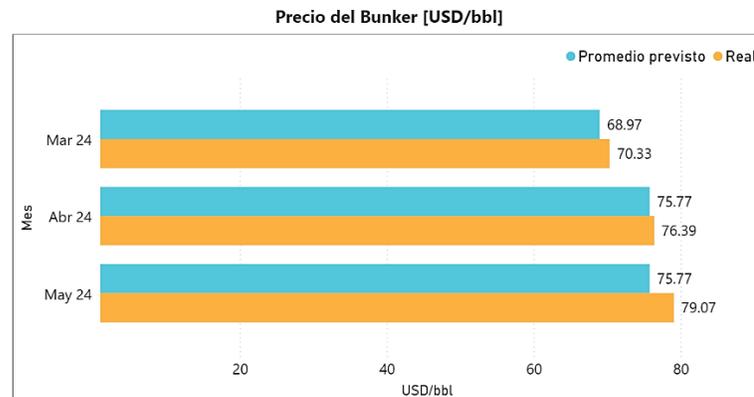


Fig. 1: Comparativo entre precios de combustible previstos y reales desde marzo 2024

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 marzo, abril y mayo 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 marzo a mayo 2024 resulte en 143.10 GWh, es decir, la demanda real resultó un 4.92 % mayor con respecto a la demanda prevista.

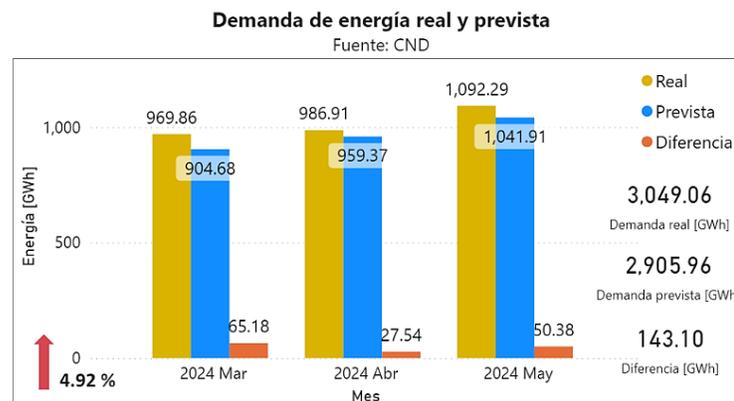


Fig. 2: Comparativo entre demanda de energía eléctrica real y prevista

3.2.2.3. Energía no suministrada

En la figura siguiente se observa que la energía no suministrada (ENS) real entre los meses de marzo, abril y mayo de 2024 ha sido superior con respecto a la prevista. La diferencia entre la ENS real y la prevista fue de 44.55 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.

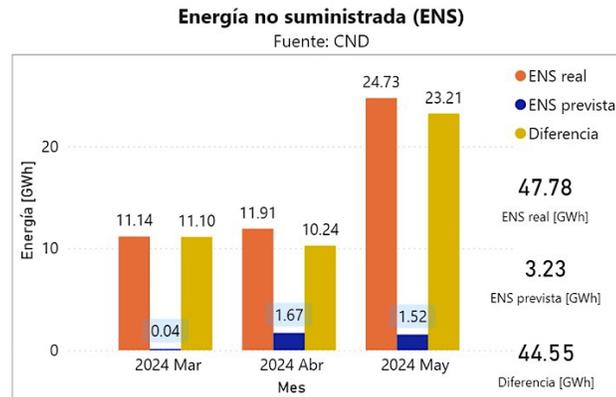


Fig. 3: Energía no suministrada (ENS)

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 marzo 2024 y mayo 2024, se observa en la figura 4 que la participación de la generación hidroeléctrica real entre esos meses es menor en un 17.17% respecto con la prevista y para el caso de generación térmica, la generación real resultó 38.58 % 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.

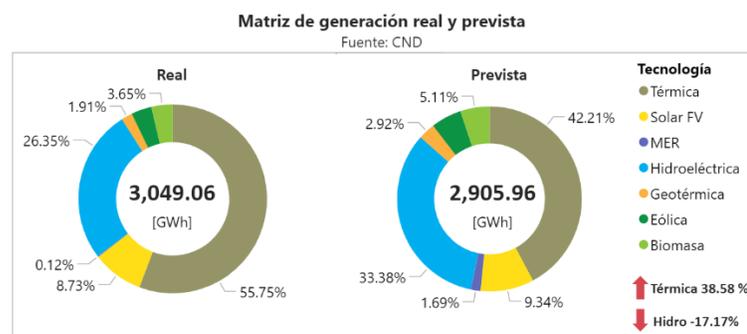


Fig. 4: Porcentaje de energía generada por tipo de tecnología en el SIN en marzo 2024- mayo de 2024

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

Tipo de Tecnología	Generación Real	Generación Prevista	Diferencia	Diferencia
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]
Hidroeléctrica	803.33	969.92	-166.58	-17.17%
Solar Fotovoltaica	266.04	271.42	-5.38	-1.98%
Eólica	106.59	155.62	-49.02	-31.50%
Biomasa	111.26	148.39	-37.13	-25.02%
Geotérmica	58.14	84.79	-26.65	-31.43%
Térmica	1,699.95	1,226.67	473.28	38.58%
MER	3.75	49.16	-45.41	-92.37%
Total	3,049.06	2,905.96	143.10	4.92%

3.2.2.5. Costo marginal promedio semanal

El costo marginal promedio previsto para marzo 2024 fue de 108.71 USD/MWh y de 140.86 USD/MWh para abril y mayo de 2024, estos costos previstos resultan menores a los costos marginales promedios reales, que fueron de 171.08 USD/MWh, 206.25 USD/MWh y 264.22 USD/MWh para marzo, abril y mayo 2024. Entre los factores que más influyeron en estas diferencias se encuentra la participación dentro del MEN de las centrales de arrendamiento, las cuales son centrales con capacidades pequeñas y generan electricidad con diesel.

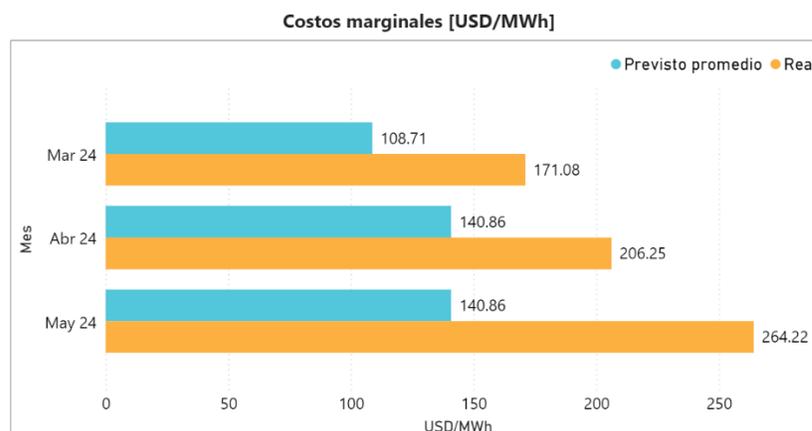


Fig. 5: Comparativo de costos marginales promedios semanales proyectados y reales (Datos: CND)

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 julio de 2024, el operador del sistema determinó los costos de generación reales para los meses comprendidos de marzo 2024 a mayo 2024.

Para el ajuste correspondiente al tercer 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 marzo 2024 a mayo 2024². La Tabla 3 muestra de manera detallada dichos costos y se observa que el costo medio de generación real fue de 169.21 USD/MWh en marzo, 189.74 USD/MWh en abril y 225.76 USD/MWh en mayo.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto fue de 140.92 USD/MWh para el mes de marzo 2024 y 153.78 USD/MWh para los meses de abril y mayo 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 marzo, abril y mayo de 2024 y en el acumulado de esos meses.

Tabla 3: Costos reales de generación marzo 2024 – mayo 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	273.41	3,815,513.54	32,424,159.43	36,239,672.97	132.55
	Hidroeléctrica	51.64	1,314,638.20	6,087,637.29	7,402,275.49	143.35
	Biomasa	24.91	217,481.00	3,231,168.75	3,448,649.74	138.45
	Eólica	46.74	775,290.70	6,701,142.84	7,476,433.55	159.95
	Solar Fotovoltaica	94.21	1,167,170.83	12,919,358.89	14,086,529.72	149.52
	Geotérmica	19.72	222,920.74	2,232,227.84	2,455,148.58	124.52
	MER	0.58	5,627.71	64,901.54	70,529.25	120.58
	Total transacciones de contratos	511.22	7,518,642.72	63,660,596.59	71,179,239.31	139.24
Oportunidad	Térmica	244.51	4,081,869.87	45,687,121.12	49,768,990.99	203.54
	Hidroeléctrica	196.01	2,986,780.40	37,582,681.99	40,569,462.39	206.98
	Biomasa	12.70	0.00	2,163,644.44	2,163,644.44	170.33
	MER	2.00	0.00	429,050.74	429,050.74	214.90
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones de oportunidad	455.22	7,068,650.27	85,862,498.28	92,931,148.55	204.14
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.31	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	1.87	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	1.24	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	3.42	0.00	0.00	0.00	0.00
Total marzo 2024		969.86	14,587,292.99	149,523,094.87	164,110,387.86	169.21
Contratos	Térmica	272.56	3,822,481.88	34,741,563.53	38,564,045.41	141.49
	Hidroeléctrica	50.04	1,292,616.34	5,941,602.29	7,234,218.63	144.58
	Biomasa	23.90	218,042.21	3,104,742.64	3,322,784.86	139.03

² Expedientes LT-04-2024, LT-05-2024 y LT-06-2024

Mercado	Tecnología	Energía	Costo de potencia	Costo de energía	Costo total de generación	Costo medio de generación
		[GWh]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD/MWh]
Mercado	Eólica	46.07	771,675.81	6,593,937.77	7,365,613.58	159.87
	Solar Fotovoltaica	86.21	1,068,081.72	11,823,996.97	12,892,078.70	149.54
	Geotérmica	19.42	232,982.99	2,204,169.14	2,437,152.13	125.49
	MER	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones de contratos	498.20	7,405,880.96	64,410,012.34	71,815,893.30	144.15
	Oportunidad	Térmica	261.27	3898041.43	58856796.78	62754838.21
Hidroeléctrica		210.62	3,008,508.27	46,719,062.77	49,727,571.04	236.10
Solar Fotovoltaica		0.25	0.00	37,661.76	37,661.76	147.98
Biomasa		13.03	0.00	2,690,499.42	2,690,499.42	206.55
MER		0.80	0.00	228,061.45	228,061.45	285.74
Geotérmica		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total transacciones de oportunidad		485.97	6,906,549.69	108,532,082.18	115,438,631.87	237.54
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.33	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	1.24	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	1.16	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	2.73	0.00	0.00	0.00	0.00
Total abril 2024		986.91	14,312,430.65	172,942,094.53	187,254,525.18	189.74
Contratos	Térmica	288.41	3,841,148.48	38,459,722.99	42,300,871.47	146.67
	Hidroeléctrica	48.06	1,087,739.45	5,711,265.57	6,799,005.02	141.48
	Biomasa	22.56	176,984.74	2,884,332.26	3,061,317.00	135.69
	Eólica	13.78	573,899.00	1,983,366.29	2,557,265.29	185.62
	Solar Fotovoltaica	82.98	994,921.72	11,388,705.29	12,383,627.01	149.23
	Geotérmica	19.00	226,299.32	2,159,551.90	2,385,851.22	125.58
	MER	0.22	2,863.17	24,364.51	27,227.68	0.00
	Total transacciones de contratos	475.01	6,903,855.88	62,611,308.81	69,515,164.69	146.35
Oportunidad	Térmica	358.86	4186468.32	100548317.43	104734785.75	291.86
	Hidroeléctrica	243.69	3,013,167.02	65,727,614.03	68,740,781.05	282.08
	Solar Fotovoltaica	2.38	0.00	567,787.92	567,787.92	238.88
	Biomasa	11.27	0.00	2,943,832.43	2,943,832.43	261.32
	MER	0.15	0.00	57,072.87	57,072.87	372.66
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Otros ajuste**	0.00	34,351.56	0.00	34,351.56	
	Total transacciones de oportunidad	616.34	7,233,986.91	169,844,624.67	177,078,611.58	287.31
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.29	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	0.16	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	0.49	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	0.94	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 mayo 2024		1,092.29	14,137,842.78	232,455,933.48	246,593,776.26	225.76
Total marzo 2024- mayo 2024		3,049.06	43,037,566.43	554,921,122.87	597,958,689.30	196.11

* ver sección 3.2.3.1

** Ver sección Ajustes en la liquidación de abril 2024

Las liquidaciones descritas en la tabla anterior incluyen el costo de la energía y potencia suministradas por las centrales propiedad de la ENEE, que son consideradas y valoradas como transacciones de oportunidad. A continuación, se presenta de manera detallada el monto que se reconoció a estas centrales entre los meses de marzo 2024 a mayo 2024. En la tabla siguiente se observa que a la ENEE se le reconoce un monto de USD 158,571,528.34 por la energía y potencia firme que sus centrales aportaron al SIN en los meses antes indicados.

Tabla 4: Costos de generación de las centrales de la ENEE marzo 2024 – mayo 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	1.15	0.00	355,264.66	355,264.66	309.62
Cañaveral	37.28	725,667.00	9,107,113.22	9,832,780.22	263.75
El Cajón	440.94	5,102,058.00	101,041,004.89	106,143,062.89	240.72
Patuca	21.04	850,255.20	5,004,300.82	5,854,556.02	278.20
Río Lindo	127.97	1,959,432.60	29,356,801.69	31,316,234.29	244.71
Ceiba Térmica	10.47	217,304.88	2,679,990.20	2,897,295.08	276.71
Santa Fé	0.66	28,447.20	248,676.98	277,124.18	420.96
La Puerta	3.92	242,688.87	1,652,522.13	1,895,211.00	483.87
Total	643.43	9,125,853.75	149,445,674.59	158,571,528.34	246.45

** 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 4).

En la tabla siguiente se presenta un promedio ponderado de los factores de planta de las centrales que inyectaron energía en el SIN para los meses de marzo, abril y mayo 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 marzo 2024 – mayo 2024 (Datos: CND)

0>=Factor de planta<25%		25%>=Factor de planta<50%		50%>=Factor de planta<100%	
Central	Factor de planta [%]	Central	Factor de planta [%]	Central	Factor de planta [%]
BIOGAS Y ENERGÍA	0.00	MATARRAS	20.05	RIO BLANCO	51.15
CIHESA	0.00	LLANOS DEL SUR	20.17	LAS GLORIAS	52.06
CUYAMEL	0.00	SHOL	20.29	ENERSA COGENERACIÓN	53.26

0>=Factor de planta<25%		25%>=Factor de planta<50%		50%>=Factor de planta<100%	
FRAY LAZARO	0.00	NACAOME II	21.27	ARRENDAMIENTO LAEISZ SAN ISIDRO	54.29
HIDRO XACBAL	0.00	CERRO DE HULA	21.57	CAÑAVERAL	58.58
CORRAL DE PIEDRAS	1.13	ENERBASA	21.91	LUFUSSA VALLE	62.43
NACAOME	1.26	ZACAPA	23.38	ELCOSA	62.53
RIO BETULIA	1.51	SANTA FÉ	23.56	CEIBA TÉRMICA	63.26
NISPERO	2.57	CORTESITO	23.65	TÉRMICA VILLANUEVA	66.74
SAN ALEJO	2.73	CHOLUTECA II	24.22	EL CAJÓN	68.26
MORJA	3.17	PLANTA SAN MARCOS	24.25	CHUMBAGUA	68.73
RIO FRIO	3.46	CINCO ESTRELLAS	24.30	RIO LINDO	72.51
CHACHAGUALA	4.13	CHOLUTECA I	25.12	AGUA VERDE	73.31
LOS LAURELES	4.66	PLANTA TERMICA LAEISZ	25.15	LA VEGONA	73.55
HIDROYOJOA	4.94	FOTERSA	25.37	PECSA 138	74.07
NISPERO II	5.21	MECER	25.82	PEÑA BLANCA	75.83
LA ESPERANZA	5.80	PRADOS SUR	25.94	CAHSA	83.33
CHURUNE	5.99	COHESSA	26.07	GEOPLATANARES	84.01
LA AURORA	6.17	MARCOVIA	26.29	ENERSA	86.48
PENCALIGUE	6.77	SAN CARLOS	26.38	CARACOL KNITS	86.71
CECECAPA	8.78	NACAOME I	26.39	CELSUR	87.18
SAZAGUA	9.41	SOPOSA	26.53	EL FARO	88.65
CUYAMAPA	10.46	ZINGUIZAPA	26.79	LAEISZ RÉGULETO	94.30
LA PUERTA	11.46	HELIOS	28.08	LUFUSSA III	94.30
RIO QUILIO	12.07	AZUNOSA	30.01	LAEISZ CEIBA TÉRMICA	95.43
CANJEL	12.38	CHINCHAYOTE	31.40	BECOSA	98.31
YAGUALA	13.33	MEZAPA	33.50	LAEISZ SAN ISIDRO	99.28
PATUCA III	14.30	ECOPALSA	33.63		
EL POLLITO	15.81	CORONADO	35.46		
RIO GUINEO	16.64	ACEYDESA	36.90		
CHAMELECON	17.46	SAN MARTIN	37.12		
CUYAGUAL	18.02	GENERA LOS LAURELES	38.59		
ARRENDAMIENTO BRASSAVOLA	18.57	SAN JUAN PUEBLO	38.91		
LAS LAJAS	19.79	TRES VALLES	39.24		
		EMCE CHOLOMA	40.37		
		PECSA 69	41.16		
		BABILONIA	44.69		
		PECSA 69 U4	46.53		
		LAEISZ JUTICALPA	47.52		
		MANGUNGO	49.32		
		ARRENDAMIENTO LAEISZ DANLÍ	49.45		

Prórroga del contrato No. 063-2011

En la liquidación de mayo de 2024 la CREE identificó que se liquidó en el Mercado de Contratos (MC) a la central hidroeléctrica Cuyamel, cuyo contrato finalizó en noviembre de 2021. Sobre la base de los antes indicado, la comisión solicitó al CND que presentara el documento legal mediante el cual se acredita el motivo de contemplar a dicha central dentro de la liquidación del MC.

El CND comunicó a la CREE en fecha 26 de junio de 2024, que la ENEE mediante Memorando DEH-178-IV-2024 informó al CND que al contrato No. 063-2011 de la central hidroeléctrica Cuyamel se le concedió una prórroga a partir del 11 de noviembre de 2021 hasta el 10 de noviembre de 2031.

La DAJ de esta comisión revisó la información presentada por la ENEE y su CND en fecha 26 de junio del presente año, y mediante dictamen legal DAJ-DL-028-2024 de fecha 28 de junio de 2024 recomendó a la CREE trasladar de forma condicionada los costos asociados al contrato No. 063-011.

En ese sentido y con base en la recomendación de la DAJ, en la liquidación realizada para mayo de 2024, se reconocerán en el MC los costos del contrato No. 063-2011, es decir, se reconocerá dicho costo dentro de los costos de generación a trasladar a la tarifa de usuario final.

Liquidación de energía excedente de los contratos 011-2018, 012-2018 y 013-2018

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, del 18 de marzo al 23 de abril del 2024 se liquidó en el MC energía que superó la capacidad comprometida por las centrales con contratos 011-2018, 012-2018 y 013-2018 que inyectan desde La Ensenada (de ahora en adelante esto se refiere a los 3 contratos mencionados), por lo que requirió al CND información sobre esta liquidación.

En respuesta de fecha 30 de mayo de 2024 al segundo requerimiento de la LT-04-2024 el CND informó que desde el día 18 de marzo se comenzaron a inyectar aproximadamente 10 MW adicionales a lo ya contratado, ya que hubo un aumento de capacidad por común acuerdo de los comités debido a la emergencia nacional por déficit de energía.

Luego, en respuesta de fecha 10 de junio de 2024 al segundo requerimiento de la LT-05-2024 el CND informó que la energía excedente inyectada desde La Ensenada se categoriza en 1) energía de respaldo y 2) energía excedente (mayor a 77 MW), y que dichas energías fueron liquidadas en el MC utilizando el costo estándar establecido por la CREE para cada uno de los contratos mencionados. De igual forma el CND indicó en dicha respuesta que la Ensenada no estaba habilitada para participar en el mercado mayorista, es decir, para realizar transacciones en el MEO.

La DAJ revisó la información presentada por el CND en respuesta a los requerimientos realizados en seguimiento a los expedientes LT-04-2024 y LT-05-2024, y mediante opinión legal DAJ-OL-011-2024 de fecha 28 de junio de 2024 recomendó a la CREE trasladar a la tarifa del usuario final los costos de la energía asociada a la capacidad de respaldo de los Contratos de Potencia y Energía Asociada números 011-2018, 012-2018 y 013-2018, que asciende a un monto total de USD 642,835.10, siempre y cuando el cálculo del precio se realice conforme con los costos estándar aprobados por esta Comisión. Por otra parte, con relación al monto de energía inyectado por encima de la capacidad de respaldo indicada en los contratos 011-2018 y 013-2018, la DAJ recomienda no trasladar a la tarifa del usuario final los costos de la energía inyectada a partir del 18 de marzo al 23 abril del año en curso, que asciende a un monto total de USD 354,349.06, hasta que se realicen las verificaciones correspondientes.

En ese sentido y con base en la recomendación de la DAJ, en la liquidación realizada desde el 18 de marzo hasta el 23 de abril de 2024 se trasladará a la tarifa del usuario final el monto de USD 642,835.10 que corresponde a la energía asociada a la capacidad de respaldo de los contratos 011-2018, 012-2018 y 013-2018; y no se trasladará a la tarifa del usuario final el monto de USD 354,349.06 que corresponde a la energía inyectada por encima de la capacidad de respaldo de los contratos 011-2018 y 013-2018.

Arrendamiento de centrales

Durante el análisis de las liquidaciones mensuales de marzo, abril y mayo de 2024 el departamento de tarifas identificó tres nuevas centrales bajo la denominación “Arrendamiento”. La primera central identificada fue “Arrendamiento San Isidro”, la cual entró en operación comercial en marzo, las restantes fueron identificadas en abril (“Arrendamiento Danlí” y “Arrendamiento Brassavola”). Para cada una de las centrales antes mencionadas en fecha 31 de mayo del año en curso (agregado al expediente LT-05-2024), se solicitó al CND presentar los respaldos de la potencia firme para estas centrales, así como sus costos variables.

En su respuesta, el CND entregó las memorias de cálculo para las centrales “Arrendamiento San Isidro” y “Arrendamiento Danlí, sin embargo, para la central “Arrendamiento Brassavola” detallaron que aún no se reconoce la potencia firme ya que la central continúa en calidad de prueba y no ha comprobado la potencia firme por medio de una prueba de capacidad. A continuación, en la siguiente tabla se presenta la potencia firme de cada una de estas centrales.

Tabla 6: Potencia firme de centrales "Arrendamiento"

Central	Factor de Disponibilidad	Potencia Efectiva [MW]	Potencia Firme [MW]
Arrendamiento San Isidro	0.89916	9.84	8.848
Arrendamiento Danlí	0.90366	8.515	7.695
Arrendamiento Brassavola*	-	-	-

*Pendiente de realizar pruebas

En cuanto a los costos variables de generación de estas centrales, se solicitó el apoyo a la Dirección de Fiscalización (DF), la cual recomendó mediante el memorándum DF-021-2024, continuar con la revisión de la información presentada y solicitar al CND aclaraciones respecto a las discrepancias encontradas entre lo declarado por las centrales y los documentos de respaldo.

Durante la revisión de las liquidaciones mensuales se identificó la participación de estas centrales en el MEO, por lo que se solicitó a la DAJ su opinión del traslado de los costos asociados de estas centrales a tarifas. Siguiendo lo detallado en el dictamen DAJ-DL-012 -2024 de fecha 28 de junio de 2024 remitido por la DAJ se incluyen de manera condicionada dentro de la liquidación del MEO los siguientes costos:

Tabla 7: Costo de generación de las centrales "Arrendamiento" marzo - mayo 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	16.18	252,274.43	4,654,991.77	4,907,266.20	303.34
Arrendamiento Brassavola	28.26	0.00	9,367,381.66	9,367,381.66	331.45
Arrendamiento Laeisz Danlí	6.18	141,258.87	1,966,150.25	2,107,409.12	341.16
Total	50.62	393,533.30	15,988,523.68	16,382,056.98	323.65

Ajustes en la liquidación de abril 2024

En fecha 20 de junio de 2024 el CND en respuesta al requerimiento LT-06-2024, informó a la CREE que en abril del mismo año a las centrales térmicas LAEISZ LA ENSENADA MEO y TÉRMICA VILLANUEVA les correspondía un ajuste por potencia por un monto de USD 14,340.66 y USD 20,010.90 respectivamente. Con el fin de liquidar dicho monto dentro del MEO este fue incorporado en el ITC de mayo e incorporado dentro de los costos de generación de la ENEE.

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 Centro Nacional de Despacho (CND) en su calidad de operador del sistema informó sobre centrales generadoras que se encontraban inyectando energía al Sistema Interconectado Nacional sin contar con una instrucción de despacho por parte de este, 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 (marzo, abril y mayo 2024) la energía total que inyectó cada central sin recibir instrucciones de despacho por parte del CND.

Tabla 8: Centrales que inyectaron al SIN sin contar con instrucciones de despacho (Datos: CND)

Central	Energía total marzo 2024-mayo 2024 [MWh]
CUYAMEL	2,777.91
NACAOME	503.07
PECSA 138 kV	367.13
PECSA 69kV	12.65
PARK ENERGY	545.43
EMCE CHOLOMA	0.36
LAEISZ TÉRMICA	0.24
TÉRMICA VILLA NUEVA	0.15
TRES VALLES	2,891.29
Total	7,098.23

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.

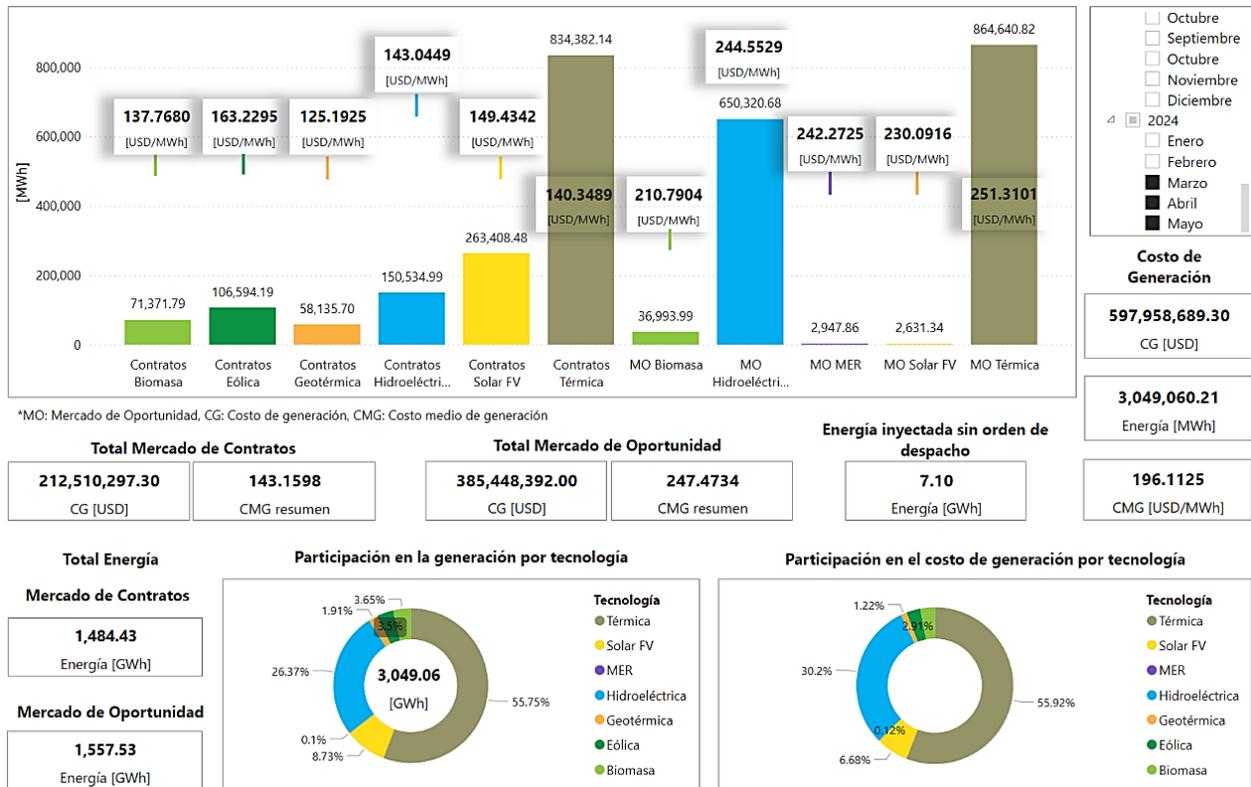


Fig. 6: Costo reales de generación correspondiente a marzo, abril y mayo de 2024 (Datos: CND)

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 marzo 2024 a mayo 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 141,547,375.48 el cual debe ser recuperado sumándolo al Costo Base de Generación previsto para el tercer trimestre del año 2024.

Tabla 9: Costos de energía y potencia previstos y reales marzo 2024- mayo 2024 (Datos: CND)

Mes	Costo real [USD]		Costo previsto [USD]		Diferencia [USD]		Total [USD]
	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	
Marzo_2024	149,523,094.87	14,587,292.99	119,328,572.81	17,346,427.01	30,194,522.06	-2,759,134.02	27,435,388.04
Abril_2024	172,942,094.53	14,312,430.65	137,090,568.73	14,674,971.51	35,851,525.79	-362,540.86	35,488,984.93
Mayo_2024	232,455,933.48	14,137,842.78	151,728,836.91	16,241,936.85	80,727,096.57	-2,104,094.06	78,623,002.51
Total	554,921,122.87	43,037,566.43	408,147,978.45	48,263,335.38	146,773,144.43	-5,225,768.95	141,547,375.48

3.4. Procesos de fiscalización al Mercado de Contratos

Mediante Memorándum DF-020-2024 la Dirección de Fiscalización informó al Departamento de Tarifas que en seguimiento a la fiscalización de reinicio de precios de energía y la revisión de la

información asociada a la facturación de los contratos de suministro, y como resultado de la revisión a la documentación proporcionada por la ENEE en fecha 19 de marzo de 2024, se identificó que existen diferencias entre la liquidación del Centro Nacional de Despacho (CND) y la facturación de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) debida a diferentes factores, como ser, que el CND realiza la liquidación utilizando costo estándar para los contratos 011-2018, 012-2018 y 013-2018, que la ENEE ha reconocido la generación de ciertas centrales durante su periodo de prueba antes de iniciar su operación comercial, que las facturas acordadas entre la ENEE y las empresas generadoras incluyen otros conceptos además de los cargos de energía y potencia, tales como inversiones realizadas por la central y ajustes por solicitudes de facturación hasta el cierre del año, entre otros.

Para el periodo comprendido desde enero de 2021 hasta febrero de 2024, se revisó la información asociada a 85 contratos de suministro, y se observó que las mayores diferencias entre la liquidación del CND y la facturación de la ENEE se dieron en 2022 y 2023, con desviaciones de 9.25 % y 4.92 %, respectivamente. Por lo anterior, la Dirección de Fiscalización mediante el Memorándum DF-020-2024, recomienda llevar a cabo una revisión exhaustiva de cada registro que presente diferencias entre la facturación de la ENEE y la liquidación del CND y solicitar a la ENEE y el CND llevar a cabo mesas de trabajo con el objetivo de realizar una validación y conciliación de los registros asegurando una evaluación precisa de las discrepancias, considerando el proceso de facturación y liquidación de energía y potencia, en el cual se asegure que los procesos y las condiciones de facturación sea claramente entendido y conciliado

En función de lo anterior, este departamento recomienda lo siguiente: continuar con el proceso de revisión y verificación de la liquidación del CND y la facturación de la ENEE en conjunto con el departamento de fiscalización, con el fin de identificar las diferencias entre la liquidación del CND y la facturación de la ENEE, así como el motivo de estas.

3.5. Otros ajustes

3.5.1. Pagos diferidos

Una vez determinado la diferencia entre los costos de generación reales y los previstos (USD 141,803,015.46) y al incorporar en el ajuste al CBG el monto de USD 9,255,639.98 como Otros Ajustes, como un crédito a favor de la ENEE, se determinó que el costo de generación ajustado sería de 202.3957 USD/MWh, el cual ocasionaría un aumento en la tarifa promedio del usuario final de 25.94%.

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-271-2024 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 25.94% superior a la tarifa promedio vigente, por lo que la ENEE puede diferir parte del ajuste hasta por un monto de USD 150,803,015.46 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 28 de junio 2024 envió una solicitud para diferir en los próximos tres trimestres, parte del monto que ocasiona el aumento en la tarifa promedio prevista para los meses de julio - septiembre 2024. En esta solicitud se detalla que:

1. El monto por diferir será de USD 60,000,000.00.
2. El monto se diferirá en los siguientes tres periodos trimestrales
3. El tipo de cambio es 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 adicionar dentro de “otros ajustes” como un cargo a favor de la ENEE el monto que esta solicitó diferir.

3.6. Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 3er trimestre de 2024

El costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 3er trimestre de 2024 se compone: i) del costo base de generación previsto para el 3er trimestre 2024, ii) de la diferencia entre los costos reales y previstos de los meses de marzo, abril y mayo de 2024, iii) de otros ajustes y iv) el monto a diferir. Para este ajuste tarifario estos otros ajustes dependen de la solicitud que realizó la ENEE el trimestre pasado a lo relacionado con diferir. En ese sentido, en la tabla siguiente se muestra el costo medio de generación previsto para el 3er trimestre del año 2024, el cual es 182.0678 USD/MWh.

Tabla 10: Costo medio total de generación 3er 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 junio-agosto 2024	2,951,616.52	45,609,854.19	400,981,553.90	446,591,408.10	151.30
Diferencial marzo - mayo 2024		-5,225,768.95	146,773,144.43	141,547,375.48	
Otros ajustes				9,255,639.98	
Diferir				-60,000,000.00	
Ajuste julio- septiembre 2024	2,951,616.52	40,384,085.25	547,754,698.33	537,394,423.56	182.0678

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 24.87 lempiras por dólar, vigente el día 28 de junio de 2024. Con respecto al tipo de cambio anterior aumentó un 0.32%. La Fig. 7 muestra la variabilidad del tipo de cambio de los últimos 3 años.



Fig. 7: Tipo de cambio a utilizar para el 3er ajuste tarifario 2024 (Datos: BCH)



05

**TARIFA APLICAR
A LOS USUARIOS
FINALES EN EL
3ER TRIMESTRE
DE 2024**

Tarifa para aplicar a los usuarios finales en el 3er 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 cálculo es el CALCUTA (un modelo que aplica la metodología establecida en el Reglamento), en el cual se ingresan como variables de entrada:

- el tipo de cambio, para convertir a lempiras todos los costos asociados (costos de generación y costo de base de activos de transmisión y distribución);
- los costos de energía y potencia que son calculados de acuerdo con la metodología que se establece en el Reglamento e imputados a las salidas de cada módulo de red y asignados a cada categoría tarifaria.

La distribución e imputación de todos los costos antes indicados ocasionó un aumento en la tarifa promedio de 15.23% con respecto a la tarifa promedio del segundo trimestre de 2024, la cual pasa de 5.55 HNL/kWh a 6.39 HNL/kWh (ver anexos).

La Fig. 8 muestra la contribución de cada uno de los componentes de costo o cargo a la tarifa promedio. Se observa que la variable que más incidió en este nuevo ajuste es el costo de generación que resulta en un aumento de 0.8250 HNL/kWh, luego le sigue el tipo de cambio con un aumento de 0.0201 HNL/kWh.

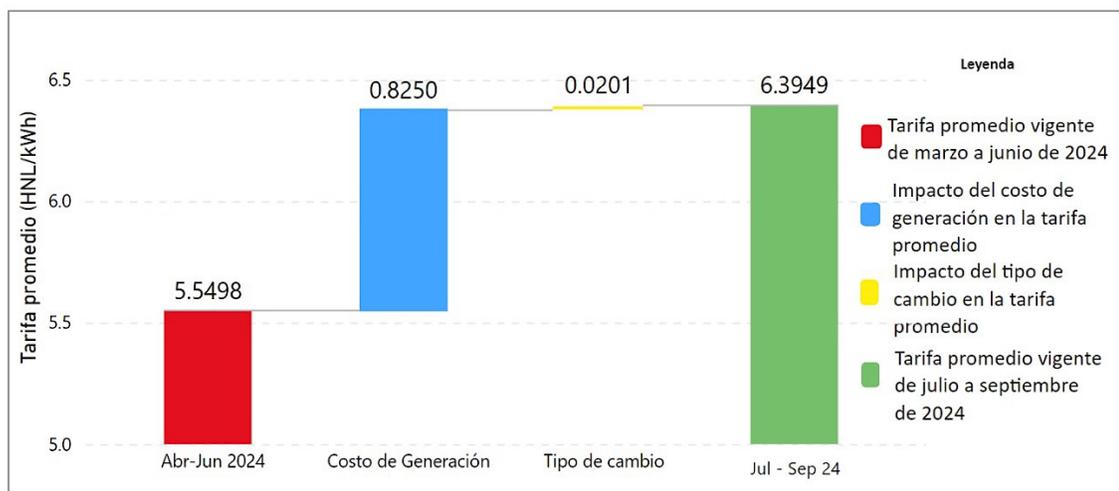


Fig. 8: Contribución de variables en el cálculo de la tarifa promedio

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 0.35% 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.

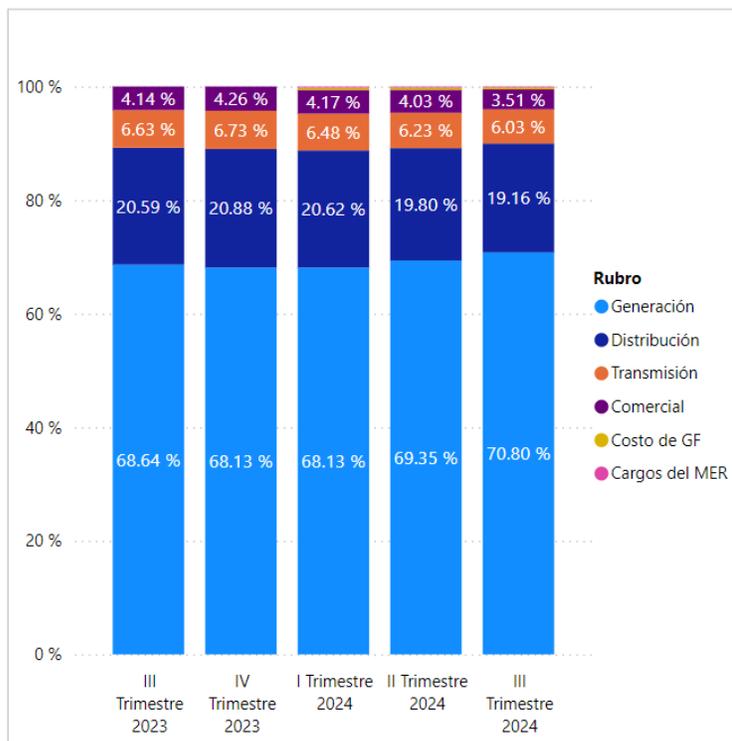


Fig. 9: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE)

5.2. Estructura tarifaria

Partiendo de las consideraciones antes expuestas, se presenta en la Tabla 9 la estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir del mes de abril de 2024. Para fines de comparación, se incluyen los valores de la estructura tarifaria del trimestre anterior.

Tabla 11: Estructura tarifaria para usuarios de la ENEE vigente a partir de julio 2024

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[HNL/Abonado -mes]		[HNL/kWh]		[HNL/kW-mes]	
	Abr-Jun 2024	Jul-Sep 2024	Abr-Jun 2024	Jul-Sep 2024	Abr-Jun 2024	Jul-Sep 2024
Residencial						
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	57.00	57.09	4.6067	5.3218		

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[HNL/Abonado -mes]		[HNL/kWh]		[HNL/kW-mes]	
	Abr-Jun 2024	Jul-Sep 2024	Abr-Jun 2024	Jul-Sep 2024	Abr-Jun 2024	Jul-Sep 2024
Consumo mayor de 50 kWh/mes						
Primeros 50 kWh/mes	57.00	57.09	4.6067	5.3218		
Siguientes kWh/mes			5.9944	6.9250		
Baja Tensión	57.00	57.09	5.9960	6.9099		
Alumbrado Público	63.80	64.00	4.7298	5.4969		
Media Tensión	2,478.81	2,486.73	3.9902	4.7777	312.1744	313.1718
Alta Tensión	6,197.03	6216.83	3.7701	4.5300	269.4947	270.3558

Con el propósito de comparar el impacto que tendrá el ajuste de la tarifa en las diferentes categorías de usuarios, en la Tabla 10 se presenta una comparación entre las tarifas promedios vigentes y las anteriores. Debe señalarse que el servicio de alta tensión será el más afectado con este nuevo ajuste con un aumento de 17.49%.

Tabla 12: Comparación entre ajustes de tarifas promedio
(abril-junio 2024– julio-septiembre 2024)

Servicio:	Tarifa Promedio* [HNL/kWh]		Aumento	
	Abr-jun 2024	Jul-sep 2024	[HNL/kWh]	[%]
Residencial	5.98	6.84	0.86	14.43%
Baja Tensión	6.05	6.96	0.91	15.11%
Media Tensión	4.80	5.59	0.79	16.46%
Alta Tensión	4.35	5.12	0.76	17.49%

*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, las correcciones que se realizaron a la liquidación de marzo y lo indicado por la Dirección de Fiscalización, resulta en un costo base de generación ajustado de 182.0678 USD/MWh para el trimestre de julio a septiembre de 2024, mayor al valor de 153.78 USD/MWh que fue aplicado para el trimestre anterior, o sea un aumento de 18.395 %.
- La participación de las centrales denominadas “Arrendamiento” ha contribuido en el incrementado de los precios nodales del sistema, lo cual conlleva a un aumento en los costos de generación del MEO que forman parte del costo que se transfiere a la tarifa de los usuarios finales.
- El tipo de cambio para determinar las tarifas finales ajustadas fue de 24.8673 lempiras por dólar, el cual es 0.32 % mayor con respecto al tipo de cambio de 24.79 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 5.5498 HNL/kWh para el trimestre anterior a un valor de 6.3949 HNL/kWh estimado para este nuevo ajuste, lo que en términos **porcentuales significa un aumento del 15.23 %**.

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 julio de 2024:

Tabla 13: Estructura tarifaria ENEE de julio a septiembre 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	57.09		5.3218
Consumo mayor de 50 kWh/mes	57.09		
Primeros 50 kWh/mes			5.3218
Siguientes kWh/mes			6.9250
Servicio General en Baja Tensión	57.09		6.9099
Servicio en Media Tensión	2,486.73	313.1718	4.7777
Servicio en Alta Tensión	6,216.83	270.3558	4.5300

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
Alumbrado Público	64.00	5.4969



ANEXOS

Anexos

A. Datos usados en el modelo CALCUTA

- Tipo de cambio

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

Días y Horas	Financieras y Cambiarias	Fecha de Ajuste
Número de Horas al año	Tasa de Descuento	
8,760	10.5%	
Total Días Laborables al año	Tipo de Cambio	Mes / Año:
251	24.8673	jun-24
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

Variables de Entrada Costos Marginales y Generación					
Costo Marginal de la Potencia \$/kW-año		Valores a Modificar por el Usuario			
Tipo Costo Marginal de Potencia \$/kW-año:	Costo de Turbina de Gas (Datos EIA)				
Supuestos	Por cada kW de Demanda Máxima es necesario instalar 1.1kW 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 instalado	676				
Costo O&M \$/kw año	7.04				
Años Vida útil de Turbina	20				
Factor con reducción de capacidad	95%				
Paros Forzados	2%				
Capacidad a instalar por kW de demanda máxima	1.1				
Cálculos:					
FRC Turbina de Gas	0.12				
Anualidad	82.129447				
O&M \$/kw año	7.040000		Factor	1.1	
Costo de Operación	89.169447				
$cp = 1.1 \frac{FRC + CDM}{0.95(1 - FDR)}$					
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	193.99	211.51	188.22	154.40	
Intermedio	158.54	168.48	153.64	140.82	
Valle	119.89	125.18	118.89	114.08	
					Factor de GEN

B. Datos de salida en el modelo CALCUTA

- Estructura tarifaria

Tarifas Finales por Categorías de Servicio y Rangos de Consumo

Fecha de Ajuste: 28/6/2024

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 o L/kWh	Energía Valle L/kWh	Monómico (Potencia y Energía)* L/kWh
Servicio Residencial													
0 - 50 kWh/mes	57.0935	204.5256	6.3990	5.0923	3.6150	6.4119	8.6891	57.0935	169.7563	5.3111	4.2266	3.0004	5.3218
> 50 kWh/mes	57.0935	204.5256	6.3990	5.0923	3.6150	6.4119	6.7327	57.0935	220.8951	6.9111	5.4998	3.9043	6.9250
Servicio General en BT	57.0935	249.4068	6.5606	5.2209	3.7063	6.9099	6.9589	57.0935	249.4068	6.5606	5.2209	3.7063	6.9099
Alumbrado Público	64.0002	331.4630	6.1731	4.9125	3.4874	5.4969	6.6670	64.0002	331.4630	6.1731	4.9125	3.4874	5.4969
Servicio Industrial en MT	2,486.7300	313.1718	5.8139	4.6682	3.3463	4.7777	5.5912	2,486.7300	313.1718	5.8139	4.6682	3.3463	4.7777
Servicio Industrial en AT	6,216.8250	270.3558	5.5574	4.4234	3.2176	4.5300	5.1164	6,216.8250	270.3558	5.5574	4.4234	3.2176	4.5300
							Promedio Global	6.394936754					
								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	Precio de la Energía		
						Punta L/kWh	Intermedio L/kWh	Valle L/kWh
Servicio Residencial								
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	57.09		5.3218					
Consumo mayor de 50 kWh/mes	57.09							
Primeros 50 kWh/mes			5.3218	57.0935	220.8951	6.9111	5.4998	3.9043
Siguientes kWh/mes			6.9250					
Servicio General en Baja Tens	57.09		6.9099	57.0935	249.4068	6.5606	5.2209	3.7063
Alumbrado Público*	64.00		5.4969					
Servicio en Media Tensión	2,486.73	313.1718	4.7777	2,486.7300	313.1718	5.8139	4.6682	3.3463
Servicio en Alta Tensión	6,216.83	270.3558	4.5300	6,216.8250	270.3558	5.5574	4.4234	3.2176

Tarifa Nueva	6.3949
Tarifa Actual	5.5498
Diferencia	15.227%

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