



CREE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe de Ajuste Tarifario Tercer Trimestre 2023

Preparado por: Unidad de Tarifas
Tegucigalpa, M.D.C., junio de 2023

Contenido

1. Introducción	4
2. Costos de generación	5
2.1. Variables que inciden en los costos de generación	6
2.1.1 Precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica.....	6
2.1.2 Demanda de energía eléctrica	7
2.1.3 Composición de la matriz de generación de energía eléctrica	8
2.1.4 Costo marginal promedio semanal.....	9
2.2. Costos de generación reales	9
2.2.1 Liquidaciones	10
2.2.2 Centrales que inyectaron al SIN sin contar con una instrucción de despacho por parte del CND 14	
2.3. Cálculo de la diferencia entre los costos de generación reales y los previstos	16
2.4. Costo Base de Generación previsto para el 3er trimestre de 2023.....	16
2.5. Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 3er trimestre de 2023	17
3. Tipo de cambio del dólar de los EE. UU.	18
4. Tarifa aplicar a los usuarios finales en el 3er trimestre de 2023.....	18
4.1. Otros ajustes	18
4.1.1. Solicitud de la ENEE para diferir el ajuste tarifario.....	19
4.2. Componentes de costos de la tarifa promedio.....	20
4.3. Estructura tarifaria.....	21
5. Conclusiones y recomendaciones	22
Anexos:.....	24

Abreviaturas

BCH	Banco Central de Honduras
CBG	Costo Base de Generación
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CND	Centro Nacional de Despacho
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
HFO	Heavy Fuel Oil
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
MEO	Mercado Eléctrico de Oportunidad
MER	Mercado Eléctrico Regional
POLP	Planificación Operativa de Largo Plazo
SIN	Sistema Interconectado Nacional

1. 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 trienales y anuales como resultado de los posibles cambios de los costos en el sistema de transmisión y (iii) ajustes quinquenales debido a posibles cambios de costos en el sistema de distribución.

Los costos antes indicados incluyen los siguientes componentes:

- **Costo Base de Generación:** es determinado por el Centro Nacional de Despacho (CND), en su condición de operador del sistema, y refleja los costos de compras de potencia y energía para suministro de los usuarios regulados. Estos costos se ven afectados de manera directa por las siguientes variables:
 - las características de la demanda (energía y potencia);
 - la composición de la matriz de generación de energía eléctrica;
 - el estado de los embalses y las previsiones hidrológicas;
 - los precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica;
 - el monto de déficit, si hubiera.
- **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, y fue modificado por medio del Acuerdo CREE-36-2022 el 28 de junio del 2022 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 2023, 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 5 secciones incluyendo esta introducción. En la sección 2 se presentan 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 2023, 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 2023. En la sección 3 se presenta el tipo de cambio del dólar de los EE. UU. a utilizar en este nuevo ajuste tarifario. En la sección 4 se detalla la tarifa resultante a aplicar a los usuarios finales para el ajuste del tercer trimestre de 2023. Finalmente, en la sección 5 se exponen las conclusiones y recomendaciones del presente informe.

2. Costos de generación

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 y de 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 otras. Dado que algunas de las consideraciones utilizadas en la POLP pueden variar en el tiempo, el Reglamento establece que, con el fin de reflejar los costos de generación reales, se deben realizar ajustes de manera trimestral al CBG previsto en función de las liquidaciones mensuales que reporte el CND de los costos de generación reales en los que incurrió la ENEE y de la diferencia que exista entre estas liquidaciones con los costos de generación previstos para los meses que correspondan.

Planificación operativa e impacto en el ajuste al Costo Base de Generación

El CBG previsto para el año 2023 fue determinado con base en el informe de la POLP 2023-2025¹, 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 2023.

A continuación, se presenta de manera general el comportamiento que han presentado en los años 2022 y 2023 la variable de precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica, la variable de demanda de energía eléctrica, 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 lo real y lo previsto de estas variables.

2.1. Variables que inciden en los costos de generación

2.1.1 Precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica

En la Fig. 1 se muestra que los precios reales de los combustibles han tendido a ser mayores con respecto a los proyectados en las POLP, no obstante, en los últimos 3 la diferencia entre los costos de combustible reales y previstos ha disminuido. 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 aproximadamente un 51% 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.

¹Planificación Operativa de Largo Plazo 2023-2025, elaborado en diciembre 2022

Evolución del precio de combustible tipo HFO 3.0%

Fuente: Platts / CND



Evolución del precio de combustible diesel

Fuente: Platts / CND

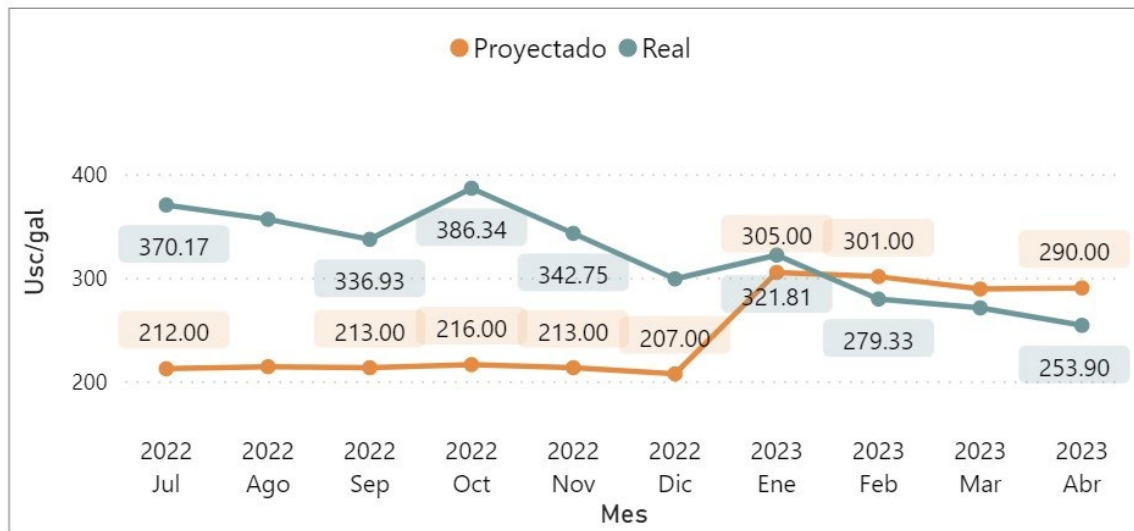


Fig. 1: Comparativo entre precios de combustible reales y previstos mensuales desde julio 2022

2.1.2 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 2023, así como la diferencia entre los consumos de estas demandas. Se observa que para estos meses el consumo de energía total real resultó menor que el previsto, lo que conlleva a que la diferencia entre la suma del consumo real y el previsto para el período de marzo 2023 a mayo 2023 resulte en -11.13 GWh, es decir, la demanda real resultó un 0.41% menor con respecto a la demanda prevista.

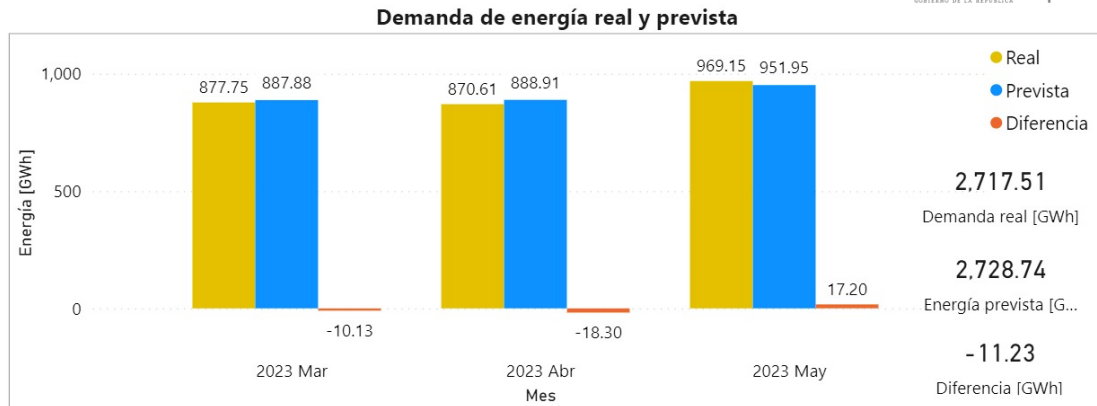


Fig. 2: Comparativo entre demanda de energía eléctrica prevista y real

2.1.3 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 y mayo 2023, se observa en la figura 3 que la participación de la generación renovable (hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica, biomasa y geotérmica) real entre esos meses es menor en un 13.94 % respecto con la prevista y para el caso de la participación no renovable, la generación real resultó 19.19 % mayor con respecto a la prevista.

En la tabla 1 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.

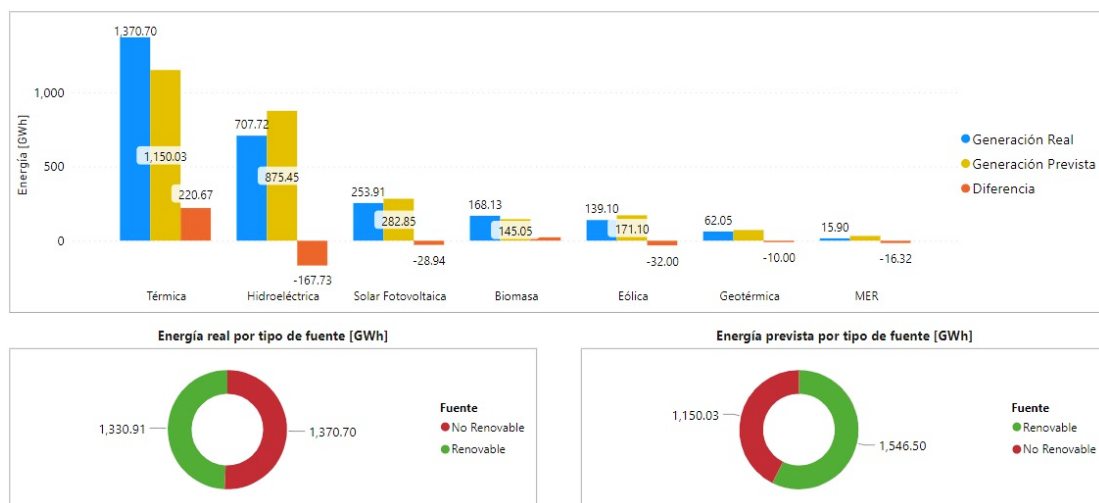


Fig. 3: Energía generada por tipo de tecnología en el SIN en marzo - mayo de 2023

Tabla 1: Composición de la matriz de generación de energía eléctrica marzo – mayo 2023
(Datos: CND)

Tipo de Tecnología	Generación Real	Generación Prevista	Diferencia	Diferencia
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]
Hidroeléctrica	707.72	875.45	-167.73	-19.16%
Solar Fotovoltaica	253.91	282.85	-28.94	-10.23%
Eólica	139.10	171.10	-32.00	-18.70%
Biomasa	168.13	145.05	23.08	15.91%
Geotérmica	62.05	72.05	-10.00	-13.88%
Térmica	1,370.70	1,150.03	220.67	19.19%
MER	15.90	32.22	-16.32	-50.66%
Total	2,717.51	2,728.74	-11.23	-0.41%

2.1.4 Costo marginal promedio semanal

En la Fig. 4 se observa que los costos marginales reales del SIN en los primeros 5 meses del año 2023 han presentado una tendencia al alza causada por la composición de generación, al incremento de los costos de combustibles que afectan los costos variables térmicos y al déficit presente en el SIN. La combinación de estos tres elementos, composición de la matriz de generación, costos variables de generación y déficit resultó en un incremento del promedio de los precios nodales del sistema de un 7.05% con respecto a lo proyectado por el CND en el CBG.

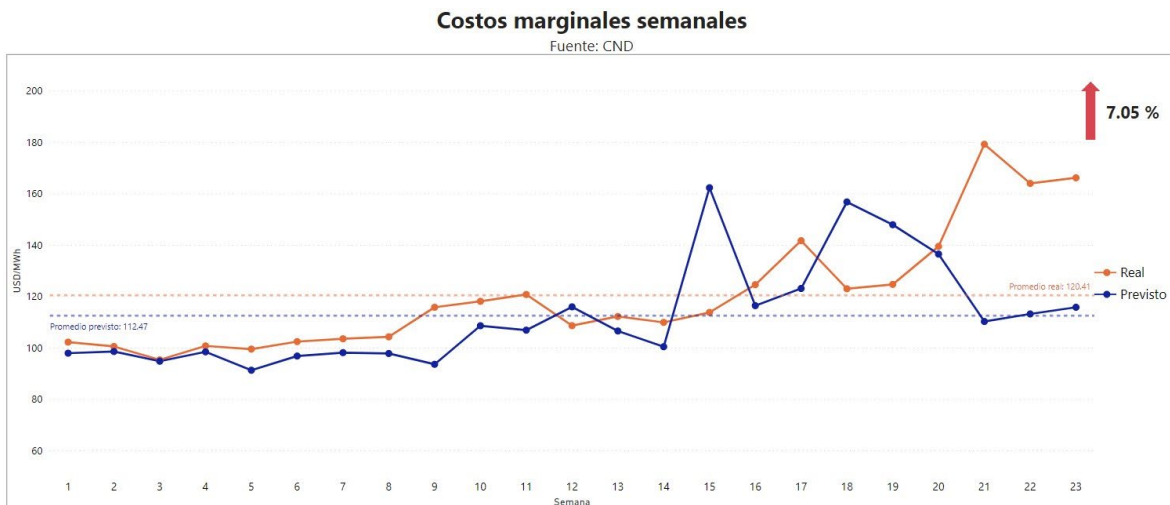


Fig. 4: Comparativo de costos marginales promedios semanales proyectados y reales año 2022 y 2023 (Datos: CND)

2.2. Costos de generación reales

Con el fin de cumplir lo dispuesto en la LGIE, 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 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 y 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.

2.2.1 Liquidaciones

Las liquidaciones mensuales 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 2023, el operador del sistema determinó los costos de generación reales para los meses de marzo 2023 a mayo 2023.

Para el ajuste correspondiente al tercer trimestre de 2023, el operador del sistema remitió a la CREE la liquidación de los costos de generación incurridos por la ENEE de los meses de marzo 2023

a mayo 2023². La Tabla 2 muestra de manera detallada dichos costos y se observa que el costo medio de generación real fue de 137.64 USD/MWh en marzo, 141.37 USD/MWh en abril y 155.00 USD/MWh en mayo.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto fue de 141.19 USD/MWh para el mes de marzo y 151.68 USD/MWh para los meses de abril y mayo de 2023 (estos costos corresponden al Costo Base de Generación para 2023 que aprobó la CREE en diciembre 2022). 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 2023 y en el acumulado de esos meses.

Tabla 2: Costos reales de generación marzo 2023 -mayo 2023 (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	227.71	3,779,577.79	23,856,426.12	27,636,003.91	121.37
	Hidroeléctrica	50.99	1,343,562.94	6,114,840.69	7,458,403.63	146.28
	Biomasa	47.73	243,272.26	6,883,821.23	7,127,093.49	149.31
	Eólica	54.33	826,457.49	7,684,902.53	8,511,360.02	156.66
	Solar Fotovoltaica	87.93	1,054,218.03	11,892,912.05	12,947,130.07	147.24
	Geotérmica	22.11	254,058.59	2,472,747.32	2,726,805.91	123.35
	MER	4.50	52,663.42	493,380.39	546,043.81	121.31
	Total transacciones de contratos	495.30	7,553,810.51	59,399,030.33	66,952,840.84	135.18
Oportunidad	Térmica	186.14	4177951.06	22885893.74	27063844.80	145.39
	Hidroeléctrica	176.98	4,174,714.40	20,704,795.95	24,879,510.35	140.58
	Biomasa	13.40	0.00	1,557,947.52	1,557,947.52	116.22
	MER	2.80	0.00	357,838.83	357,838.83	128.00
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones de oportunidad	379.33	8,352,665.46	45,506,476.04	53,859,141.50	141.99
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.22	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	2.91	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	3.13	0.00	0.00	0.00	0.00
Total marzo 2023		877.75	15,906,475.97	104,905,506.37	120,811,982.34	137.64
Contratos	Térmica	237.17	3,819,539.55	25,596,651.34	29,416,190.89	124.03
	Hidroeléctrica	43.05	1,218,042.02	5,121,372.89	6,339,414.90	147.26
	Biomasa	39.18	228,919.98	5,646,815.62	5,875,735.60	149.95
	Eólica	46.55	815,358.28	6,621,117.32	7,436,475.60	159.76
	Solar Fotovoltaica	82.51	1,022,245.39	11,163,292.06	12,185,537.45	147.68
	Geotérmica	18.79	223,340.27	2,104,438.29	2,327,778.56	123.89
	MER	2.60	31,474.07	285,269.37	316,743.44	121.86

² Expedientes LT-4-2023, LT-5-2023 y LT-6-2023

Mercado	Tecnología	Energía [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo total de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
	Total transacciones de contratos	469.85	7,358,919.55	56,538,956.88	63,897,876.43	135.99
Oportunidad	Térmica	199.44	4177463.42	26158797.48	30336260.90	152.11
	Hidroeléctrica	177.41	4,174,714.40	21,745,432.80	25,920,147.20	146.10
	Biomasa	13.38	0.00	1,649,202.24	1,649,202.24	123.23
	MER	7.67	0.00	1,278,757.84	1,278,757.84	166.70
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones de oportunidad	397.90	8,352,177.82	50,832,190.36	59,184,368.18	148.74
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.30	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	2.55	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	2.85	0.00	0.00	0.00	0.00
Total abril 2023		870.61	15,711,097.37	107,371,147.24	123,082,244.61	141.37
Contratos	Térmica	263.43	3,794,907.40	31,056,685.02	34,851,592.42	132.30
	Hidroeléctrica	44.47	1,118,567.45	5,254,302.20	6,372,869.65	143.32
	Biomasa	45.64	183,488.64	6,673,441.41	6,856,930.05	150.25
	Eólica	38.22	723,443.14	5,412,093.78	6,135,536.92	160.53
	Solar Fotovoltaica	83.46	1,000,665.71	11,299,797.85	12,300,463.56	147.38
	Geotérmica	21.16	245,694.73	2,374,351.25	2,620,045.98	123.83
	MER	4.14	46,017.75	454,922.98	500,940.73	121.09
	Total transacciones de contratos	500.51	7,112,784.82	62,525,594.49	69,638,379.31	139.13
Oportunidad	Térmica	256.00	4177154.00	40489406.81	44666560.81	174.48
	Hidroeléctrica	196.00	4,174,714.40	29,283,149.47	33,457,863.87	170.70
	Biomasa	8.79	0.00	1,207,466.76	1,207,466.76	137.34
	MER	5.43	0.00	1,243,784.45	1,243,784.45	228.96
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones de oportunidad	466.22	8,351,868.40	72,223,807.49	80,575,675.89	172.83
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.29	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	2.12	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	2.41	0.00	0.00	0.00	0.00
Total mayo 2023		969.15	15,464,653.21	134,749,401.98	150,214,055.19	155.00
Total marzo- mayo 2023		2,717.51	47,082,226.55	347,026,055.59	394,108,282.14	145.03

* ver sección 2.2.2

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 2023 a mayo 2023. En la tabla siguiente se observa que a la ENEE se le reconoce un monto de USD 82,090,053.36 por la energía y potencia firme que sus centrales aportaron al SIN en los meses antes indicados.

Tabla 3: Costos de generación de las centrales de la ENEE marzo 2023 – mayo 2023 (Datos: CND)

Planta	Energía [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
El Nispero	0.26	0.00	47,370.23	47,370.23	178.79
Cañaveral	27.63	759,118.80	3,727,427.27	4,486,546.07	162.37
El Cajón	371.57	7,675,212.60	47,923,887.07	55,599,099.67	149.63
Patuca	37.09	1,406,292.60	5,117,408.47	6,523,701.07	175.90
Río Lindo	96.24	2,051,095.80	12,451,020.59	14,502,116.39	150.69
Ceiba Térmica**	4.51	20,281.80	678,836.65	699,118.45	155.09
Santa Fe**	0.10	40,254.18	29,354.70	69,608.88	693.38
La Puerta**	0.66	0.00	162,492.60	162,492.60	244.51
Total	538.06	11,952,255.78	70,137,797.58	82,090,053.36	152.57

** 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 2023. Este factor es importante a considerar al momento de evaluar el valor de los costos medios de generación.

Tabla 4: Factor de planta de centrales que forman parte del SIN marzo 2023 – mayo 2023 (Datos: CND)

0>=Factor de planta<20%		20%>=Factor de planta<35%		35%>=Factor de planta<=100%	
Central	Factor de planta [%]	Central	Factor de planta [%]	Central	Factor de planta [%]
LOS PINOS	0.00	GENERA LOS LAURELES	20.76	SAN MARTIN	35.59
SAN CARLOS	0.00	ENERBASA	21.07	BABILONIA	39.14
SANTA MARÍA DEL REAL	0.00	NACAOME II	21.15	CUYAMEL	39.22
CANJEL	0.09	LLANOS DEL SUR	21.76	MANGUNGO	39.31
NISPERO	0.58	CHAMELECON	22.10	CAÑAVERAL	44.00
MERENDÓN POWER PLANT	0.58	RIO QUILIO	22.16	CHINCHAYOTE	44.75
SANTA FÉ	1.04	CINCO ESTRELLAS	22.25	CARACOL KNITS	46.66
LA PUERTA	1.36	MARCOVIA	22.34	RIO BLANCO	54.39
NACAOME	1.41	PRADOS SUR	22.36	RIO LINDO	55.72
CORRAL DE PIEDRAS	3.57	MEZAPA	22.78	CAJON	55.95
LA AURORA	4.93	NACAOME I	23.13	TRES VALLES	59.48
MORJA	6.00	CERRO DE HULA	23.84	LA VEGONA	62.24
CHURUNE	6.25	SOPOSA	24.32	AGUA VERDE	65.02
CHACHAGUALA	7.74	CHOLUTECA II	24.51	PEÑA BLANCA	68.00

0>=Factor de planta<20%		20%>=Factor de planta<35%		35%>=Factor de planta<=100%	
RIO FRIO	7.92	MECER	24.74	EL FARO	70.79
NISPERO II	8.09	COHESA	25.29	PECSA	74.92
PENCALIGUE	9.05	CHOLUTECA I	25.49	CHUMBAGUA	75.30
CISA	9.53	RIO GUINEO	25.60	CAHSA	76.38
SAZAGUA	10.86	FOTERSA	25.68	IHSA	77.26
CECECAPA	11.13	SAN JUAN PUEBLO	25.84	GEOPLATANARES	78.43
CUYAMAPA	11.15	CORTECITO	25.92	LAEISZ CEIBA TÉRMICA	81.38
CEIBA TÉRMICA	12.17	EMCE CHOLOMA	26.49	LUFUSSA III	81.58
YAGUALA	13.43	ZINGUIZAPA	26.62	LA ENSENADA	82.13
SHOL	14.04	ECOPALSA	26.97	CELSUR	83.90
RIO BETULIA	14.37	HELIOS	27.52	GREEN POWER PLANT	84.12
LAEISZ JUTICALPA	16.07	ELCOSA	29.16	ENERSA	90.88
LOS LAURELES	16.62	PLANTA SAN MARCOS	29.25	BECOSA	94.71
LAS LAJAS	17.18	SAN ALEJO	29.51	LAEISZ SAN ISIDRO	98.76
EL POLLITO	17.38	CUYAGUAL	30.12		
HIDROYOJOA	17.58	CORONADO	31.37		
PATUCA III	17.59	MATARRAS	31.95		
ZACAPA	17.90	PLANTA TÉRMICA LAEISZ	32.08		
ACEYDESA	17.99	LUFUSSA VALLE	32.93		
LAS GLORIAS	19.45				

2.2.2 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 2023) la energía total que inyectó cada central sin recibir instrucciones de despacho por parte del CND.

Tabla 5: Centrales que inyectaron al SIN sin contar con instrucciones de despacho (Datos: CND)

Central	Energía total marzo - mayo 2023
	[GWh]
ARENALES	0.00
CAHSA	0.00

Central	Energía total marzo - mayo 2023	
	[GWh]	
CUYAMEL	6.21	
EL CISNE	0.01	
EL COYOLAR	0.00	
IHSA	0.00	
LAS NIEVES	0.00	
NACAOME	1.37	
PARK ENERGY	0.75	
PECSA	0.06	
YODECO	0.00	
Total	8.40	

Es importante señalar que mediante el memorándum DF-026-2023 la Unidad de Fiscalización notificó a la Unidad de Tarifas que las centrales ECOPALSA, IHSA y CAHSA se encuentran ya habilitadas para operar comercialmente en el Mercado de Oportunidad, por lo que la energía que inyecten estas centrales será valorada de conformidad con el Mercado de Oportunidad.

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.

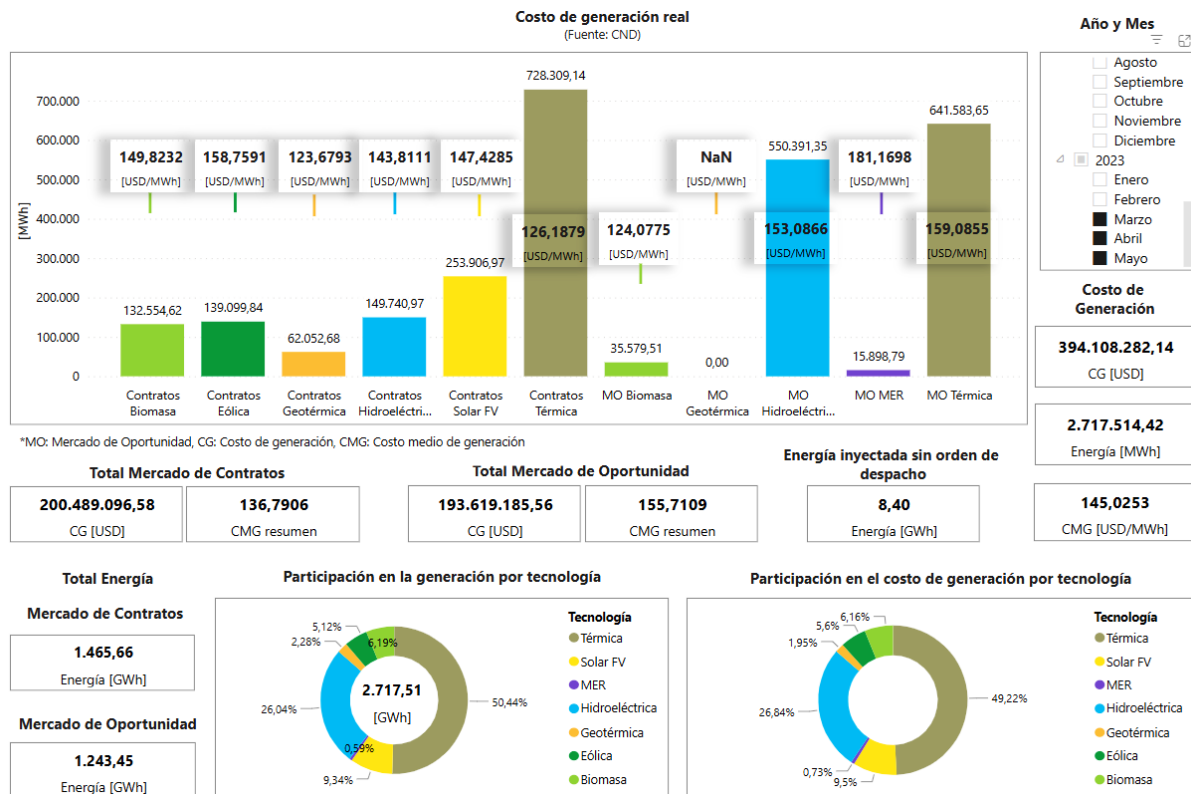


Fig. 5: Costo reales de generación correspondiente a marzo, abril y mayo 2023 (Datos: CND)

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

En la Tabla 6 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 2023 a mayo 2023. En esta ocasión el costo de generación real fue menor que el costo proyectado, causando un diferencial a favor de la demanda por un monto de USD 8,874,437.54 el cual debe ser recuperado restándolo al Costo Base de Generación previsto para el tercer trimestre del año 2023.

Tabla 6: Costos de energía y potencia previstos y reales marzo 2023- mayo 2023 (Datos: CND)

Mes	Costo real [USD]		Costo previsto [USD]		Diferencia [USD]		Total [USD]
	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	
Marzo_2023	104,905,506	15,906,476	106,581,187	17,349,481	-1,675,681	-1,443,005	-3,118,685.63
Abril_2023	107,371,147	15,711,097	117,188,929	14,864,123	-9,817,781	846,974	-8,970,807.14
Mayo_2023	134,749,402	15,464,653	130,452,535	16,546,465	4,296,867	-1,081,812	3,215,055.24
Total	347,026,055.5870	47,082,227	354,222,651	48,760,069	-7,196,595.15	-1,677,842.38	-8,874,437.53766

2.4. Costo Base de Generación previsto para el 3er trimestre de 2023

En fecha 30 de diciembre de 2022 la CREE aprobó mediante el Acuerdo CREE-63-2022³ el Costo Base de Generación previsto para el año 2023 correspondiente a la ENEE en su condición de empresa distribuidora. El costo medio de generación previsto para el tercer trimestre de 2023 es de 146.24 USD/MWh. La Tabla 7 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: 2,740.90 GWh, la cual será distribuida por tipo de tecnología de la siguiente manera: hidroeléctrica con 1,116.42 GWh (40.73 %), térmica con 1,015.63 GWh (37.05 %), solar fotovoltaica 266.08 GWh (9.71 %), eólica 163.81 GWh (5.98 %), biomasa 76.07 GWh (2.78 %) y geotérmica 71.94 GWh (2.62%). Es importante indicar que para este trimestre se tiene previsto comprar en el MER 30.95 GWh mediante transacciones de oportunidad, que representará el 1.13 % del total de generación prevista en el tercer trimestre.
- Precio promedio de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica: 73.22 USD/bbl para el Heavy Fuel Oil (HFO) 3.0 % y 287.66 USc/gal para el diésel.
- Costo marginal promedio: 114.92 USD/MWh.

³ "APROBACIÓN DEL COSTO BASE DE GENERACIÓN PARA EL AÑO 2023 DE LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA "

Tabla 7: Costos de generación previstos para el tercer trimestre 2023 (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	500,668.52	11,669,985.84	61,527,686.32	73,197,672.16	146.20
	Hidroeléctrica	299,765.70	4,015,378.50	36,668,664.40	40,684,042.89	135.72
	Biomasa	75,406.28	565,297.21	10,809,974.16	11,375,271.36	150.85
	Eólica	163,814.21	2,422,910.43	23,081,594.84	25,504,505.27	155.69
	Solar Fotovoltaica	266,081.43	3,224,248.51	36,377,619.98	39,601,868.49	148.83
	Geotérmica	71,943.07	839,902.33	8,092,457.89	8,932,360.22	124.16
	MER	42,913.42	511,358.08	4,730,637.94	5,241,996.02	122.15
	Total	1,420,592.61	23,249,080.89	181,288,635.53	204,537,716.41	143.98
Oportunidad	Térmica	514,955.06	11,445,730.92	79,947,554.73	91,393,285.65	177.48
	Hidroeléctrica	773,742.37	12,699,831.00	87,531,848.87	100,231,679.87	129.54
	Biomasa	659.13	0.00	89,405.15	89,405.15	135.64
	MER	30,950.83	0	4,575,570.11	4,575,570.11	147.83
	Total	1,320,307.39	24,145,561.92	172,144,378.87	196,289,940.79	148.67
Previsto julio-septiembre 2023		2,740,899.99	47,394,642.81	353,433,014.39	400,827,657.20	146.24

2.5. Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 3er trimestre de 2023

Finalmente, al aplicar [1] se obtiene que el costo medio de generación total a utilizar para determinar los valores de la estructura tarifaria del tercer trimestre 2023 es 143.00 USD/MWh.

Este valor es 9.45% menor que el costo de generación que se consideró para el ajuste del segundo trimestre de 2023, el cual era de 157.93 USD/MWh. Las razones para que este valor sea menor que el del trimestre anterior se basan en los resultados obtenidos en las secciones 2.3 y 2.4. En la Tabla 8 se muestra de manera detallada el cálculo de dicho costo.

Tabla 8: Costo medio total de generación tercer trimestre 2023 (Datos: CND)

	Energía [MWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Previsto julio-septiembre 2023	2,740,899.99	47,394,642.81	353,433,014.39	400,827,657.20	146.24
Diferencial marzo-mayo 2023		-1,677,842.38	-7,196,595.15	-8,874,437.54	
Otros ajustes					
Ajuste julio septiembre 2023	2,740,899.99	45,716,800.42	346,236,419.24	391,953,219.66	143.00

3. 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 24.72 lempiras por dólar, vigente el día 28 de junio de 2023. Con respecto al tipo de cambio anterior aumentó un 0.06%. La Fig. 6 muestra la variabilidad del tipo de cambio de los últimos 3 años.

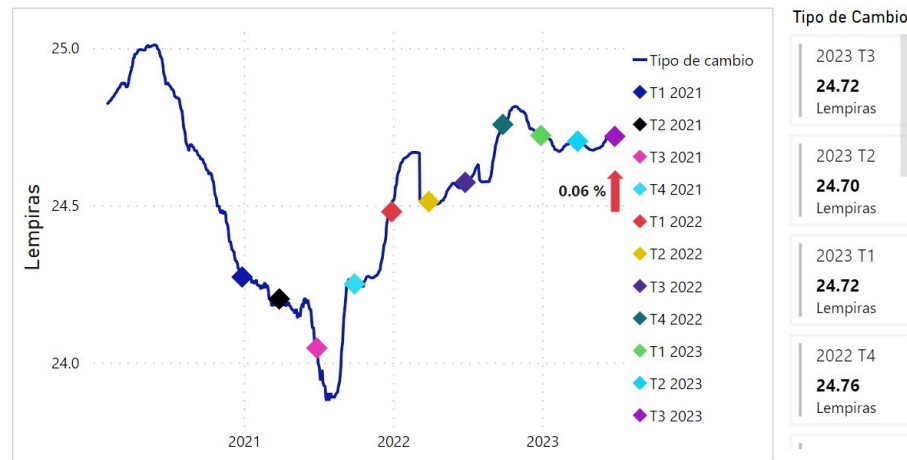


Fig. 6: Tipo de cambio a utilizar para el 3er ajuste tarifario 2023 (Datos: BCH)

4. Tarifa aplicar a los usuarios finales en el 3er trimestre de 2023

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 tercer 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 reducción en la tarifa promedio de 7.65 % con respecto a la tarifa promedio del segundo trimestre de 2023, la cual pasa de 5.63 HNL/kWh a 5.20 HNL/kWh.

4.1. Otros ajustes

El Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales en su artículo 18 establece que si posteriormente a la fijación del ajuste trimestral p-1 se determina que se incluyeron cargos a favor o en contra de la ENEE que debieron ser aplicados en el ajuste p-1, dichos cargos deberán ser

incluidos como otros ajustes en el período de ajuste p. A continuación, se detallan los conceptos cuyos montos serán incorporados como otros ajustes.

4.1.1. Solicitud de la ENEE para diferir el ajuste tarifario

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 período 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 ese sentido y con base en la tarifa promedio prevista para el cuarto ajuste tarifario, la CREE mediante el oficio CREE-163-2023 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 7.65% inferior a la tarifa promedio vigente, por lo que la ENEE puede diferir parte del ajuste hasta por un monto de USD 20,000,000 (este contempla el monto de “otros ajustes”) y presentar la información de acuerdo con lo establecido en el artículo 51.

En seguimiento a lo anterior, la ENEE en fecha 30 de junio de 2023 envió una solicitud⁴ para diferir en el próximo trimestre, el monto que ocasiona la disminución en la tarifa promedio prevista para los meses de julio- septiembre 2023. En esta solicitud se detalla que:

1. El monto por diferir será de USD 18,874,437.54.
2. El monto se diferirá en el próximo periodo trimestral del 2023.
3. El tipo de cambio es 24.7189 HNL/USD
4. El interés trimestral por utilizar será 1.8275%.
5. El monto total acumulado es de USD 18,874,437.54, ya que no se aplicará en este periodo trimestral.

La incorporación del monto antes indicado en los costos de generación conlleva a un ajuste del costo base de generación de 149.89 USD/MWh y a una reducción en la tarifa promedio de 4.1 % con respecto a la tarifa promedio del segundo trimestre de 2023, la cual pasa de 5.63 HNL/kWh a 5.40 HNL/kWh (ver anexos).

La Fig. 7 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 reducción de 0.2338 HNL/kWh, luego le sigue el tipo de cambio con un aumento de 0.0033 HNL/kWh.

⁴ GG-ENEE-783-VI-2023

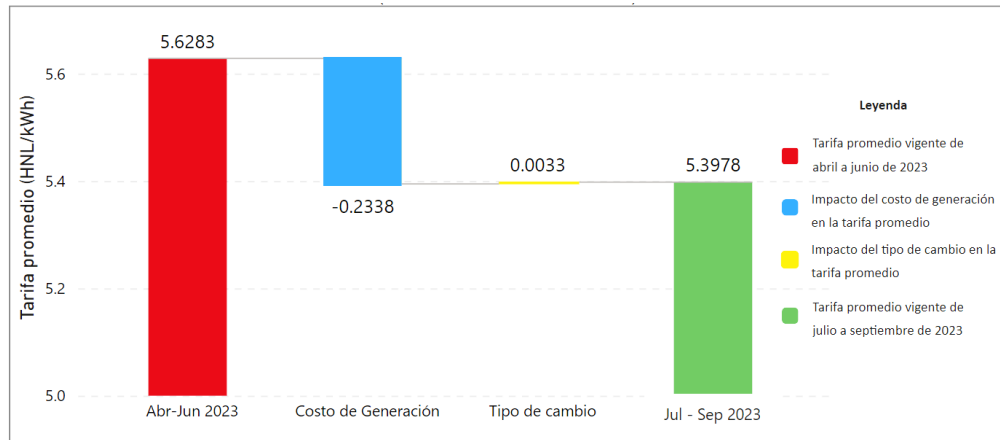


Fig. 7: Contribución de variables en el cálculo de la tarifa promedio

4.2. 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. 8 muestra la participación de cada componente en la tarifa promedio de los últimos cuatro ajustes. Es importante mencionar que dentro del costo de transmisión está implícito los cargos del Mercado Eléctrico Regional, que 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.

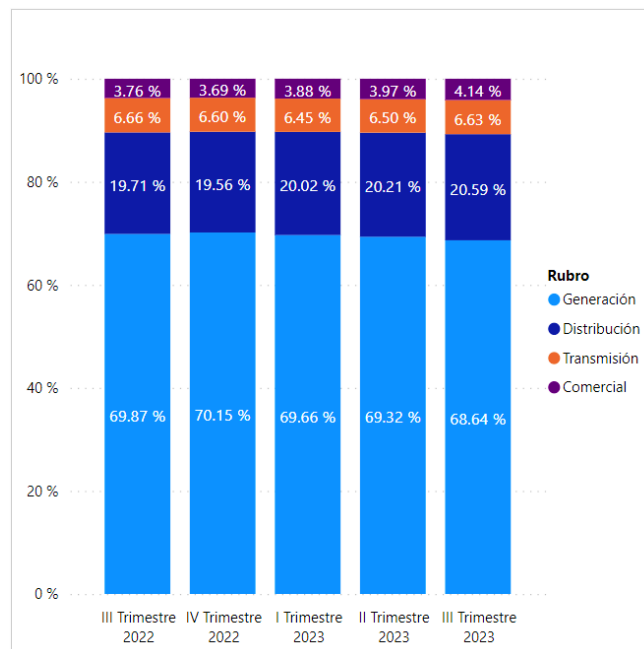


Fig. 8: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE)

4.3. Estructura tarifaria

Partiendo de las consideraciones antes expuestas, se presenta en la Tabla 9 la estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir del mes de julio de 2023. Para fines de comparación, se incluyen los valores de la estructura tarifaria del trimestre anterior.

Tabla 9: Estructura tarifaria para usuarios de la ENEE vigente a partir de julio 2023

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[HNL/Abonado -mes]		[HNL/kWh]		[HNL/kW-mes]	
	Abr-Jun 2023	Jul-Sep 2023	Abr-Jun 2023	Jul-Sep 2023	Abr-Jun 2023	Jul-Sep 2023
Residencial						
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	56.89	56.91	4.6735	4.4784		
Consumo mayor de 50 kWh/mes						
Primeros 50 kWh/mes	56.89	56.91	4.6735	4.4784		
Siguientes kWh/mes			6.0814	5.8275		
Baja Tensión	56.89	56.91	6.0818	5.8326		
Alumbrado Público	63.58	63.62	4.8005	4.5909		
Media Tensión	2,470.37	2,471.89	4.0663	3.8497	311.1115	311.3029
Alta Tensión	6,175.93	6,179.73	3.8435	3.6345	268.5771	268.7424

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 beneficiado con este nuevo ajuste con una disminución de 4.71%.

Tabla 10: Comparación entre ajustes de tarifas promedio (abril-junio 2023– julio-septiembre 2023)

Servicio:	Tarifa Promedio* [HNL/kWh]		Rebaja	
	Abr-Jun 2023	Jul-Sep 2023	[HNL/kWh]	[%]
Residencial	6.06	5.82	0.23	3.88%
Baja Tensión	6.13	5.89	0.25	4.06%
Media Tensión	4.87	4.66	0.22	4.43%
Alta Tensión	4.43	4.22	0.21	4.71%

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

5. 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:

5.1. Conclusiones

- En seguimiento a los oficios CREE-163-2023 y GG-ENEE-783-VI-2023 y con el fin de prevenir fluctuaciones considerables en la tarifa del usuario final de la ENEE, la CREE para el ajuste de octubre a diciembre de 2023 incorporará como “Otros ajustes” el monto de USD 18,874,437.54, el cual será a favor de la demanda, por lo que el monto adeudado por parte de la ENEE a la demanda deberá ser cancelado en el próximo ajuste tarifario.
- 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 la ENEE para el próximo ajuste tarifario, resulta en un costo base de generación ajustado de 149.89 USD/MWh para el trimestre de julio a septiembre de 2023, menor al valor de 157.93 USD/MWh que fue aplicado para el trimestre anterior, o sea una reducción del 5.09 %.
- El tipo de cambio para determinar las tarifas finales ajustadas fue de 24.72 lempiras por dólar, el cual es 0.06 % mayor con respecto al tipo de cambio de 24.70 lempiras por dólar que sirvió de referencia para establecer las tarifas del trimestre anterior.
- Como resultado de las variaciones de los factores que afectan el costo de generación y la variación del tipo de cambio; se observa una reducción global del precio de la tarifa promedio, la cual pasa de 5.63 HNL/kWh para el trimestre anterior a un valor de 5.40 HNL/kWh estimado para este nuevo ajuste, lo que en términos **porcentuales significa una disminución del 4.1%**.

5.2. 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 del mes de julio de 2023:

Tabla 11: Estructura tarifaria ENEE de julio a septiembre 2023

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	56.91		4.4784
Consumo mayor de 50 kWh/mes	56.91		
Primeros 50 kWh/mes			4.4784
Siguientes kWh/mes			5.8275
Servicio General en Baja Tensión	56.91		5.8326
Servicio en Media Tensión	2,471.89	311.3029	3.8497
Servicio en Alta Tensión	6,179.73	268.7424	3.6345

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
Alumbrado Público	63.62	4.5909

Anexos:

A. Datos usados en el modelo CALCUTA

- Tipo de cambio

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

Días y Horas		Financieras y Cambiarias		Fecha de Ajuste	
Número de Horas al año	8,760	Tasa de Descuento	10.5%	Mes / Año:	Jun-23
Total Días Laborables al año	251	Tipo de Cambio	24,7189		
Total Sábados al año	52				
Total Domingos y Feriados al año	62				
Año de Inicio de Anualidades de Transmisión y Distribución	2016				
Horas de Maxima Demanda para Factor de Contribución:					
Hora 1	11				
Hora 2	12				
Hora 3	19				
Hora 4	20				

- Costos de 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 instalada	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		
$CP = 1.1 \frac{FRC + O\&M}{0.95(1 - FDR)}$					
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	156.08	170.18	151.44	124.23	
Intermedio	127.56	135.56	123.61	113.30	
Valle	96.46	100.72	95.65	91.79	

B. Datos de salida en el modelo CALCUTA

- Estructura tarifaria

Tarifas Finales por Categorías de Servicio y Rangos de Consumo													
Fecha de Ajuste:		30/03/2023											
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	56.3122	203.3051	5.1748	4.1091	2.8738	5.3956	7.6656	56.9122	168.7432	4.2951	3.4106	2.3852	4.4784
> 50 kWh/mes	56.3122	203.3051	5.1748	4.1091	2.8738	5.3956	5.7154	56.9122	219.5768	5.5889	4.4380	3.1038	5.8275
Servicio General en BT	56.3122	247.9184	5.3055	4.2129	2.9463	5.8326	5.8815	56.9122	247.9184	5.3055	4.2129	2.9463	5.8326
Alumbrado Público	63.6182	329.4849	4.9921	3.9641	2.7723	4.5309	5.7540	63.6182	329.4849	4.9921	3.9641	2.7723	4.5309
Servicio Industrial en MT	2,471.8900	311.3029	4.7022	3.7669	2.6532	3.8497	4.6584	2,471.8900	311.3029	4.7022	3.7669	2.6532	3.8497
Servicio Industrial en AT	6,173.7250	268.7424	4.4713	3.5529	2.5566	3.6345	4.2174	6,173.7250	268.7424	4.4713	3.5529	2.5566	3.6345
							Promedio Global	5.397774943					
								4.016384140					
PLIEGO TARIFARIO													
SERVICIO	Tarifa Simple			Tarifa Horaria									
	Cargo Fijo L/abonado-m	Precio de la Energía L/kV-mes	Precio de la Energía L/kWh	Cargo Fijo L/abonado-m	Precio de la Potencia L/kV-mes	Punta L/kWh	Intermedio L/kWh	Valle L/kWh					
Servicio Residencial Consumo de 0 a 50 kWh/mes	56.31	4.4784											
Consumo mayor de 50 kWh/mes	56.31	4.4784											
Primeros 50 kWh/mes		5.8275	56.9122	219.5768	5.5889	4.4380	3.1038						
Siguientes kWh/mes													
Servicio General en Baja Tensión	56.91	5.8326	56.9122	247.9184	5.3055	4.2129	2.9463						
Alumbrado Público*	63.62	4.5909											
Servicio en Media Tensión	2,471.89	311.3029	3.8497	2,471.8900	311.3029	4.7022	3.7669	2.6532					
Servicio en Alta Tensión	6,173.73	268.7424	3.6345	6,173.7250	268.7424	4.4713	3.5529	2.5566					

Tarifa Nueva	5.3978
Tarifa Actual	5.6283
Diferencia	-4.0962%

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