



CRÉE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe de Ajuste Tarifario Primer Trimestre 2024

Preparado por: Departamento de Tarifas

Tegucigalpa, M.D.C., diciembre de 2023

Contenido

1.	Introducción.....	4
2.	Costos de generación y ajustes trimestrales.....	5
2.1.	Costo Base de Generación previsto para el 1er trimestre de 2024.....	6
2.2.	Costos reales de generación	7
2.2.1.	Planificación operativa e impacto en el ajuste al Costo Base de Generación	7
2.2.2.	Variables que inciden en los costos de generación	8
2.2.3.	Cálculo de los costos reales de generación.....	12
2.3.	Cálculo de la diferencia entre los costos de generación reales y los previstos	17
2.4.	Otros ajustes	18
2.4.1.	Separación del sobrecosto por generación forzada de los costos de generación.....	18
2.4.2.	Pagos diferidos	18
2.5.	Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 1er trimestre de 2024 ...	19
3.	Cargo por sobrecosto de generación forzada.....	19
4.	Cargo por regulación del MER	20
5.	Tipo de cambio del dólar de los EE. UU.	20
6.	Tarifa aplicar a los usuarios finales en el 1er trimestre de 2024	20
6.1.	Componentes de costos de la tarifa promedio.....	21
6.2.	Estructura tarifaria	22
7.	Conclusiones y recomendaciones	23
7.1.	Conclusiones	23
7.2.	Recomendaciones	24
	Anexos	25

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
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
SGF	Sobrecosto por Generación Forzada

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 anuales debido a los cambios en los costos por la operación y administración del Mercado Eléctrico Nacional (MEN), así como por la operación y regulación del Mercado Eléctrico Regional (MER), iii) ajustes trienales y anuales como resultado de los posibles cambios de los costos en el sistema de transmisión y iv) ajustes quinquenales debido a posibles cambios de costos en el sistema de distribución.

Los costos antes indicados incluyen los siguientes componentes:

- **Costo Base de Generación:** es determinado por el Centro Nacional de Despacho (CND), en su condición de operador del sistema, y refleja los costos de compras de potencia y energía para suministro de los usuarios regulados. Estos costos se ven afectados de manera directa por las siguientes variables:
 - las características de la demanda (energía y potencia);
 - la composición de la matriz de generación de energía eléctrica;
 - el estado de los embalses y las previsiones hidrológicas;
 - los precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica;
 - el monto de déficit, 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 enero 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 2 se presentan los costos previstos de generación del primer trimestre 2024, las variables que inciden en los costos de generación, así como los costos de generación reales para los meses de septiembre, octubre y noviembre de 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 enero 2024. En la sección 3 los cargos por sobre costo de generación forzada. En la sección 4 se detallan los cargos relacionados con la operación y administración del mercado mayorista de Honduras, así como los cargos de operación y regulación del MER. En la sección 5 se presenta el tipo de cambio del dólar de los EE. UU. a utilizar en este nuevo ajuste tarifario. En la sección 6 se detalla la tarifa resultante a aplicar a los usuarios finales para el ajuste del primer trimestre de 2024. Finalmente, en la sección 7 se exponen las conclusiones y recomendaciones del presente informe.

2. 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.

2.1. Costo Base de Generación previsto para el 1er 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 primer trimestre de 2024 es de 140.92 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:

¹ "APROBACIÓN DEL COSTO BASE DE GENERACIÓN PARA EL AÑO 2023 DE LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA "

- Generación total y matriz de generación de energía eléctrica: 2,578.47 GWh, la cual será distribuida por tipo de tecnología de la siguiente manera: hidroeléctrica con 704.23 GWh (27.31 %), térmica con 1,067.52 GWh (41.40 %), solar fotovoltaica 277.51 GWh (10.76 %), eólica 261.12 GWh (10.13 %), biomasa 147.31 GWh (5.71 %) y geotérmica 83.87 GWh (3.25%). Es importante indicar que para este trimestre se tiene previsto comprar en el MER 36.90 GWh mediante transacciones de oportunidad y contratos, que representará el 1.43% del total de generación prevista en el primer trimestre del 2024.
- Precio promedio de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica: 68.97 USD/bbl para el Heavy Fuel Oil (HFO) 3.0 % y 274.33 USc/gal para el diésel.
- Costo marginal promedio: 108.71 USD/MWh.

Tabla 1: Costos de generación previstos para el primer 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	602,455.98	11,526,811.00	69,116,411.38	80,643,222.38	133.86
	Hidroeléctrica	238,169.61	4,178,032.49	28,868,510.12	33,046,542.61	138.75
	Biomasa	111,144.55	619,587.95	16,142,666.92	16,762,254.87	150.81
	Eólica	261,121.65	2,970,436.96	37,253,631.28	40,224,068.24	154.04
	Solar Fotovoltaica	277,509.91	3,402,100.63	38,058,511.47	41,460,612.10	149.40
	Geotérmica	77,532.00	924,708.80	8,770,214.60	9,694,923.40	125.04
	MER	19,620.91	236,020.11	2,175,029.74	2,411,049.85	122.88
	Total	1,587,554.61	23,857,697.96	200,384,975.50	224,242,673.46	141.25
Oportunidad	Térmica	465,067.88	13,004,532.12	55,215,312.63	68,219,844.75	146.69
	Hidroeléctrica	466,063.77	9,254,822.40	54,745,133.75	63,999,956.15	137.32
	Biomasa	36,169.54	-	4,194,013.31	4,194,013.31	115.95
	Solar FV	-	-	-	-	-
	Geotérmica	6,333.60	-	731,823.30	731,823.30	115.55
	MER	17,277.99	-	1,974,595.65	1,974,595.65	114.28
	Total	990,912.77	22,259,354.52	116,860,878.63	139,120,233.15	140.40
Previsto enero - marzo 2024		2,578,467.38	46,117,052.48	317,245,854.13	363,362,906.61	140.92

2.2. Costos reales de generación

2.2.1. 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 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 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, 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 lo real y lo previsto de estas variables.

2.2.2. Variables que inciden en los costos de generación

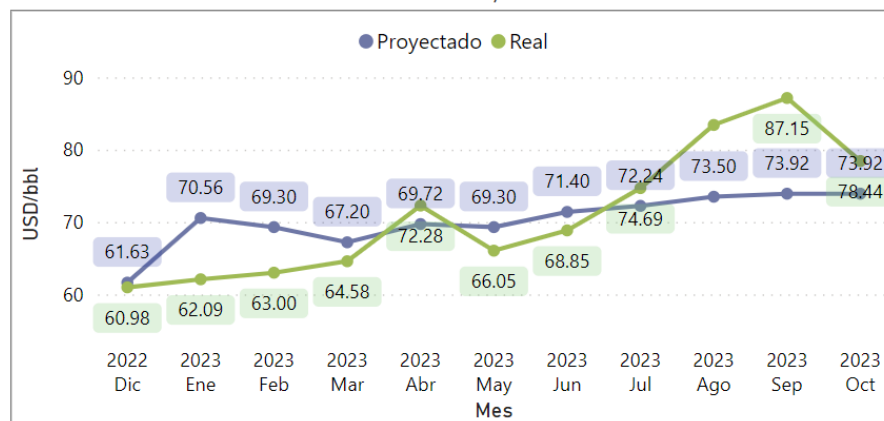
2.2.2.1. Precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica

En la Fig. 1 se muestra que los precios reales de los combustibles han tendido a ser mayores con respecto a los proyectados en las POLP, no obstante, en los últimos 3 meses la diferencia entre los costos de combustible reales y previstos ha aumentado. Esta situación impactará de manera directa en la diferencia entre el costo de generación real y el previsto de estos últimos 3 meses, debido a que la generación a base de combustibles fósiles representó entre los meses de septiembre a noviembre aproximadamente un 42.13% 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.

Evolución del precio de combustible tipo HFO 3.0%

Fuente: Platts / CND



Evolución del precio de combustible diesel

Fuente: Platts / CND

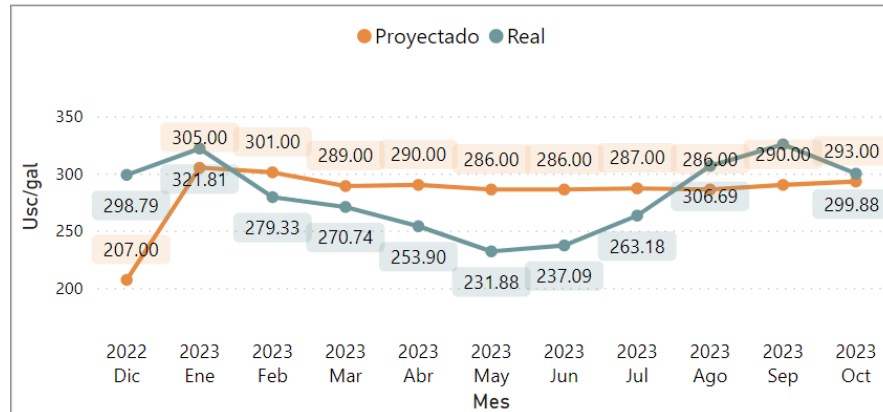


Fig. 1: Comparativo entre precios de combustible reales y previstos mensuales desde diciembre 2022

2.2.2.2. Demanda de energía eléctrica

En la figura siguiente se muestra la demanda de energía eléctrica prevista y real para los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2023, así como la diferencia entre los consumos de estas demandas. Se observa que para estos meses el consumo de energía total real resultó mayor que el previsto, lo que conlleva a que la diferencia entre la suma del consumo real y el previsto para el período de septiembre 2023 a noviembre 2023 resulte en 126.79 GWh, es decir, la demanda real resultó un 4.96% mayor con respecto a la demanda prevista.

Demanda de energía real y prevista

Fuente: CND

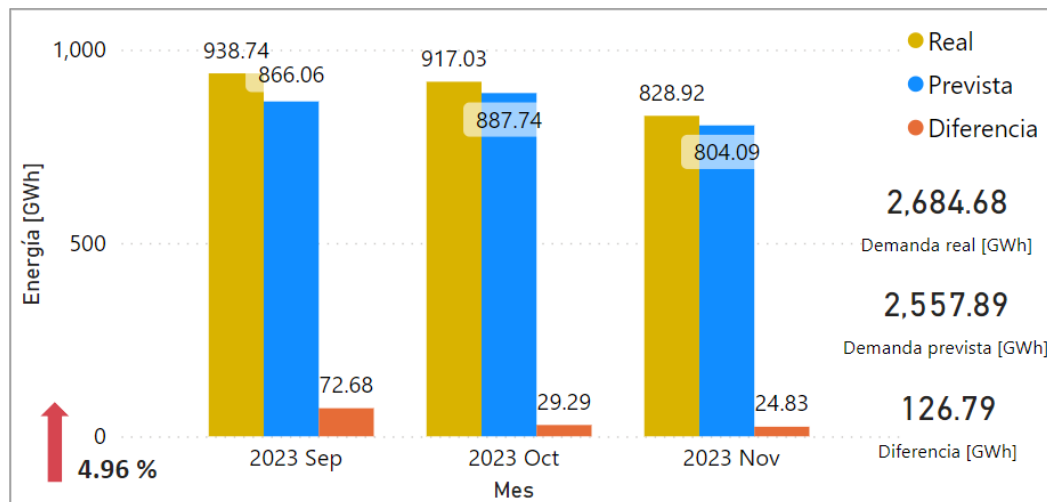


Fig. 2: Comparativo entre demanda de energía eléctrica prevista y real

2.2.2.3. Energía no suministrada

En la figura siguiente se observa que la energía no suministrada (ENS) real entre los meses de septiembre y noviembre ha sido superior con respecto a la prevista. La diferencia entre la ENS real y la prevista fue de 16.99 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.

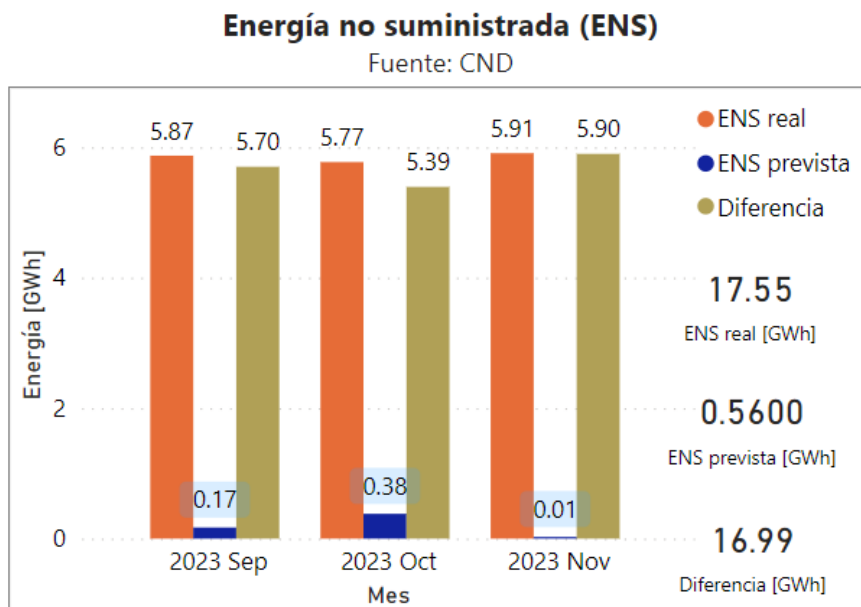


Fig. 3: Energía no suministrada (ENS)

2.2.2.4. Composición de la matriz de generación de energía eléctrica

En relación con la composición de la matriz de generación de energía eléctrica para los meses entre septiembre y noviembre 2023, se observa en la figura 4 que la participación de la generación renovable (hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica, biomasa y geotérmica) real entre esos meses es menor en un 8.78 % respecto con la prevista y para el caso de la participación no renovable, la generación real resultó 33.51 % 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.

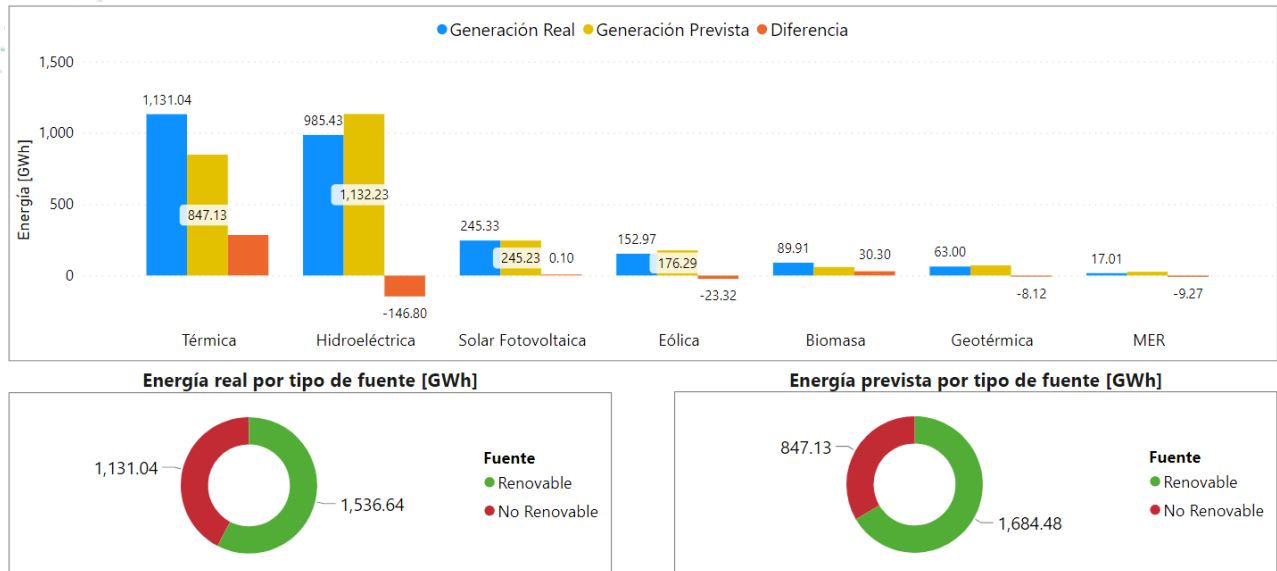


Fig. 4: Energía generada por tipo de tecnología en el SIN en septiembre - noviembre de 2023

Tabla 2: Composición de la matriz de generación de energía eléctrica septiembre - noviembre 2023 (Datos: CND)

Tipo de Tecnología	Generación Real	Generación Prevista	Diferencia	Diferencia
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]
Hidroeléctrica	985.43	1,132.23	-146.80	-12.97%
Solar Fotovoltaica	245.33	245.23	0.10	0.04%
Eólica	152.97	176.29	-23.32	-13.23%
Biomasa	89.91	59.61	30.30	50.83%
Geotérmica	63.00	71.12	-8.12	-11.42%
Térmica	1,131.04	847.13	283.91	33.51%
MER	17.01	26.28	-9.27	-35.28%
Total	2,684.68	2,557.89	126.79	4.96%

2.2.2.5. Costo marginal promedio semanal

En la Fig. 5 se observa que los costos marginales reales del SIN han presentado para el año 2023 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 17.88% con respecto a lo proyectado por el CND en el CBG.

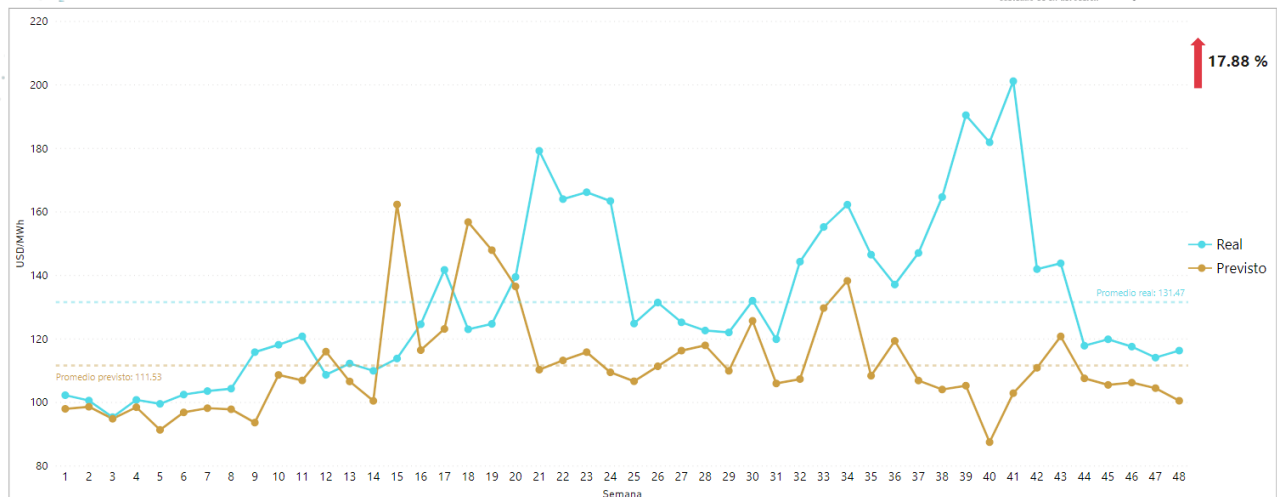


Fig. 5: Comparativo de costos marginales promedios semanales proyectados y reales año 2023 (Datos: CND)

2.2.3. Cálculo de los costos reales de generación

Para determinar los costos reales de generación se utilizan las liquidaciones mensuales, estas se realizan una vez finalizado cada mes, y dado que los ajustes tarifarios entran en vigencia el primer día de cada trimestre del año y deben ser aprobados como mínimo un día antes de cada nuevo ajuste, las liquidaciones presentan un mes de rezago, por lo que para el ajuste tarifario t se calculan los costos reales del último mes considerado para el ajuste del Costo Base de Generación anterior al último ajuste realizado (ajuste tarifario del periodo $t-2$) y los costos reales de los dos primeros meses del trimestre considerado para el último ajuste tarifario (ajuste del periodo $t-1$). Para el ajuste tarifario a aplicar a partir de enero de 2024, el operador del sistema determinó los costos de generación reales para los meses comprendidos de septiembre 2023 a noviembre 2023.

Para el ajuste correspondiente al primer 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 septiembre 2023 a noviembre 2023². La Tabla 3 muestra de manera detallada dichos costos y se observa que el costo medio de generación real fue de 163.97 USD/MWh en septiembre, 167.49 USD/MWh en octubre y 138.07 USD/MWh en noviembre.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto fue de 146.24 USD/MWh para el mes de septiembre y 141.86 USD/MWh para los meses de octubre y noviembre 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 septiembre, octubre y noviembre de 2023 y en el acumulado de esos meses.

² Expedientes LT-10-2023, LT-11-2023 y LT-12-2023

Tabla 3: Costos reales de generación septiembre 2023 - noviembre 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	228.00	3,782,503.60	30,671,769.44	34,454,273.04	151.12
	Hidroeléctrica	90.22	1,573,102.20	11,032,119.89	12,605,222.09	139.72
	Biomasa	34.46	133,661.72	5,059,451.57	5,193,113.29	150.69
	Eólica	49.89	811,072.88	7,062,732.05	7,873,804.93	157.83
	Solar Fotovoltaica	96.02	1,189,593.80	13,141,553.47	14,331,147.27	149.25
	Geotérmica	20.27	246,321.71	2,284,722.78	2,531,044.49	124.90
	MER	14.44	178,279.65	1,595,992.79	1,774,272.44	122.83
	Total transacciones de contratos	533.30	7,914,535.55	70,848,342.00	78,762,877.55	147.69
Oportunidad	Térmica	214.41	3,983,873.99	37,118,582.06	41,102,456.05	191.70
	Hidroeléctrica	180.67	4,161,632.11	29,335,056.66	33,496,688.77	185.40
	Biomasa	0.13	0.00	23,055.03	23,055.03	180.04
	MER	4.71	0.00	542,014.53	542,014.53	115.03
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones de oportunidad	399.92	8,145,506.10	67,018,708.28	75,164,214.38	187.95
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	5.27	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	5.52	0.00	0.00	0.00	0.00
Total septiembre 2023		938.74	16,060,041.65	137,867,050.28	153,927,091.93	163.97
Contratos	Térmica	243.87	3,751,364.54	33,685,340.53	37,436,705.07	153.51
	Hidroeléctrica	118.09	1,755,953.26	14,709,771.71	16,465,724.97	139.43
	Biomasa	16.17	44,391.60	2,408,284.69	2,452,676.28	151.73
	Eólica	30.98	623,714.51	4,316,165.56	4,939,880.07	159.46
	Solar Fotovoltaica	77.75	932,139.56	10,655,445.68	11,587,585.24	149.04
	Geotérmica	21.57	254,831.67	2,434,182.64	2,689,014.31	124.67
	MER	10.29	96,990.51	1,137,758.82	1,234,749.33	120.03
	Total transacciones de contratos	518.71	7,459,385.64	69,346,949.62	76,806,335.27	148.0714
Oportunidad	Térmica	205.02	3,985,208.79	37,464,548.35	41,449,757.14	202.18
	Hidroeléctrica	172.71	4,137,751.14	30,230,482.46	34,368,233.60	198.99
	Biomasa	0.07	0.00	13,612.03	13,612.03	186.32
	MER	7.65	0.00	951,042.18	951,042.18	124.27
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones de oportunidad	385.46	8,122,959.92	68,659,685.02	76,782,644.94	199.20
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.43	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	12.43	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	12.86	0.00	0.00	0.00	0.00

Mercado	Tecnología	Energía [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo total de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Total octubre 2023		917.03	15,582,345.57	138,006,634.64	153,588,980.21	167.49
Contratos	Térmica	134.37	3,807,376.18	13,097,150.01	16,904,526.19	125.81
	Hidroeléctrica	142.74	1,999,621.47	17,510,697.43	19,510,318.90	136.68
	Biomasa	39.04	180,950.38	5,686,725.91	5,867,676.28	150.32
	Eólica	72.10	841,243.30	10,049,231.87	10,890,475.16	151.04
	Solar Fotovoltaica	71.56	886,503.07	9,806,774.21	10,693,277.28	149.44
	Geotérmica	21.16	256,771.11	2,387,669.71	2,644,440.82	124.97
	MER	14.80	180,925.92	1,636,998.15	1,817,924.07	122.81
	Total transacciones de contratos	495.77	8,153,391.42	60,175,247.28	68,328,638.70	137.82
Oportunidad	Térmica	104.36	4,089,537.28	13,287,984.70	17,377,521.98	166.52
	Hidroeléctrica	216.38	4,170,328.53	24,135,965.73	28,306,294.26	130.82
	Biomasa	0.05	0.00	5,459.64	5,459.64	112.35
	MER	4.64	0.00	433,785.70	433,785.70	93.47
	Geotérmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones de oportunidad	325.43	8,259,865.80	37,863,195.77	46,123,061.58	141.73
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.34	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	7.38	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	7.72	0.00	0.00	0.00	0.00
Total noviembre 2023		828.92	16,413,257.23	98,038,443.06	114,451,700.28	138.07
Total septiembre-noviembre 2023		2,684.68	48,055,644.45	373,912,127.98	421,967,772.43	157.18

* ver sección 2.2.3.1.

Las liquidaciones descritas en la tabla anterior incluyen el costo de la energía y potencia suministradas por las centrales propiedad de la ENEE, que son consideradas y valoradas como transacciones de oportunidad. A continuación, se presenta de manera detallada el monto que se reconoció a estas centrales entre los meses de septiembre 2023 a noviembre 2023. En la tabla siguiente se observa que a la ENEE se le reconoce un monto de USD 93,744,188.89 por la energía y potencia firme que sus centrales aportaron al SIN en los meses antes indicados.

Tabla 4: Costos de generación de las centrales de la ENEE septiembre 2023 – noviembre 2023 (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	14.05	0.00	1,452,456.30	1,452,456.30	103.34
Cañaveral	26.01	759,118.80	4,030,198.97	4,789,317.77	184.12
El Cajón	260.75	7,675,212.60	40,196,034.59	47,871,247.19	183.59

Central	Energía [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Patuca	96.78	1,369,945.96	12,144,120.01	13,514,065.97	139.63
Río Lindo	105.86	2,051,095.80	15,927,749.21	17,978,845.01	169.84
Ceiba Térmica	1.50	20,391.73	314,612.18	335,003.91	223.16
Santa Fe	0.09	38,862.12	34,247.62	73,109.74	820.77
La Puerta	0.89	0.00	368,849.67	368,849.67	415.17
Total	505.93	11,914,627.00	74,468,268.55	86,382,895.55	170.74

** 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 septiembre, octubre y noviembre 2023. Este factor es importante a considerar al momento de evaluar el valor de los costos medios de generación de cualquiera de estas centrales.

Tabla 5: Factor de planta de centrales que forman parte del SIN septiembre 2023 – noviembre 2023 (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 [%]
CHUMBAGUA	0.00	MARCOVIA	25.12	LAS GLORIAS	50.17
SAN ALEJO	0.00	CHOLUTECA II	25.17	CARACOL KNITS	50.50
TRES VALLES	0.00	NACAOME I	25.88	PATUCA III	50.74
ZINGUIZAPA	0.00	CHAMELECON	25.94	RIO GUINEO	51.13
NISPERO	1.88	CHOLUTECA I	26.33	ACEYDESA	51.78
RIO BETULIA	3.63	FOTERSA	26.63	SAN MARTIN	52.77
LA PUERTA	4.07	COHESSA	27.05	HIDROYOJOA	55.36
SANTA FÉ	4.53	SOPOSA	27.14	SAN JUAN PUEBLO	55.62
CHACHAGUALA	5.30	MECER	27.26	CUYAMAPA	58.05
CEIBA TÉRMICA	6.74	NACAOME	27.37	LA ENSENADA	65.57
LAEISZ JUTICALPA	6.78	HELIOS	30.09	YAGUALA	66.67
TÉRMICA VILLANUEVA	8.49	LA AURORA	31.35	CECECAPA	67.55
NISPERO II	10.00	CORTECITO	31.53	MATARRAS	69.88
PLANTA TÉRMICA LAEISZ	10.03	CHURUNE	31.53	EL FARO	70.03
BIOGAS Y ENERGÍA	10.24	ELCOSA	32.11	LA ESPERANZA	71.80
RIO QUILIO	11.17	PENCALIGUE	33.97	BABILONIA	73.85
ECOPALSA	16.75	EMCE CHOLOMA	34.03	MORJA	74.35
EL POLLITO	17.43	LUFUSSA VALLE	34.28	PECSA	75.86
CORRAL DE PIEDRAS	18.17	CORONADO	35.42	GENERA LOS LAURELES	76.96
RIO FRIO	18.27	LA VEGONA	36.63	ZACAPA	77.26
CANJEL	19.32	MEZAPA	36.97	GREEN POWER PLANT	78.68

0>=Factor de planta<25%		25%>=Factor de planta<50%		50%>=Factor de planta<100%	
LAS LAJAS	19.34	EL CAJÓN	41.79	AGUA VERDE	80.94
RIO LINDO	19.36	CHINCHAYOTE	42.88	LUFUSSA III	81.89
ENERBASA	21.24	CUYAGUAL	43.14	MANGUNGO	82.13
LLANOS DEL SUR	21.35	PEÑA BLANCA	43.76	GEOPLATANARES	82.86
NACAOME II	21.38	SAN CARLOS	47.25	CELSUR	84.20
CERRO DE HULA	23.03	CAÑAVERAL	48.13	RIO BLANCO	84.21
PRADOS SUR	24.10	LAEISZ CEIBA TÉRMICA	48.84	ENERSA	86.74
PLANTA SAN MARCOS	24.36	SHOL	49.51	SAZAGUA	87.30
CINCO ESTRELLAS	24.65			LAEISZ SAN ISIDRO	89.55
				LOS LAURELES	91.36
				BECOSA	96.74

2.2.3.1. 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 (septiembre, octubre y noviembre 2023) la energía total que inyectó cada central sin recibir instrucciones de despacho por parte del CND.

Tabla 6: Centrales que inyectaron al SIN sin contar con instrucciones de despacho (Datos: CND)

Central	Energía total septiembre-noviembre 2023
	[GWh]
CECECAPA	0.01
CHURUNE MEO	0.01
CISA	0.06
CUYAMEL	5.98
ELCOSA	0.00
EMCE CHOLOMA	0.00
LAEISZ TÉRMICA	0.00
NACAOME	19.01
PARK ENERGY	0.90
PECSA 138 kV	0.12
PECSA 69 kV	0.00
PEÑA BLANCA MEO	0.00

Central	Energía total septiembre-noviembre 2023
	[GWh]
TÉRMIICA VILLA NUEVA	0.00
Total	26.10

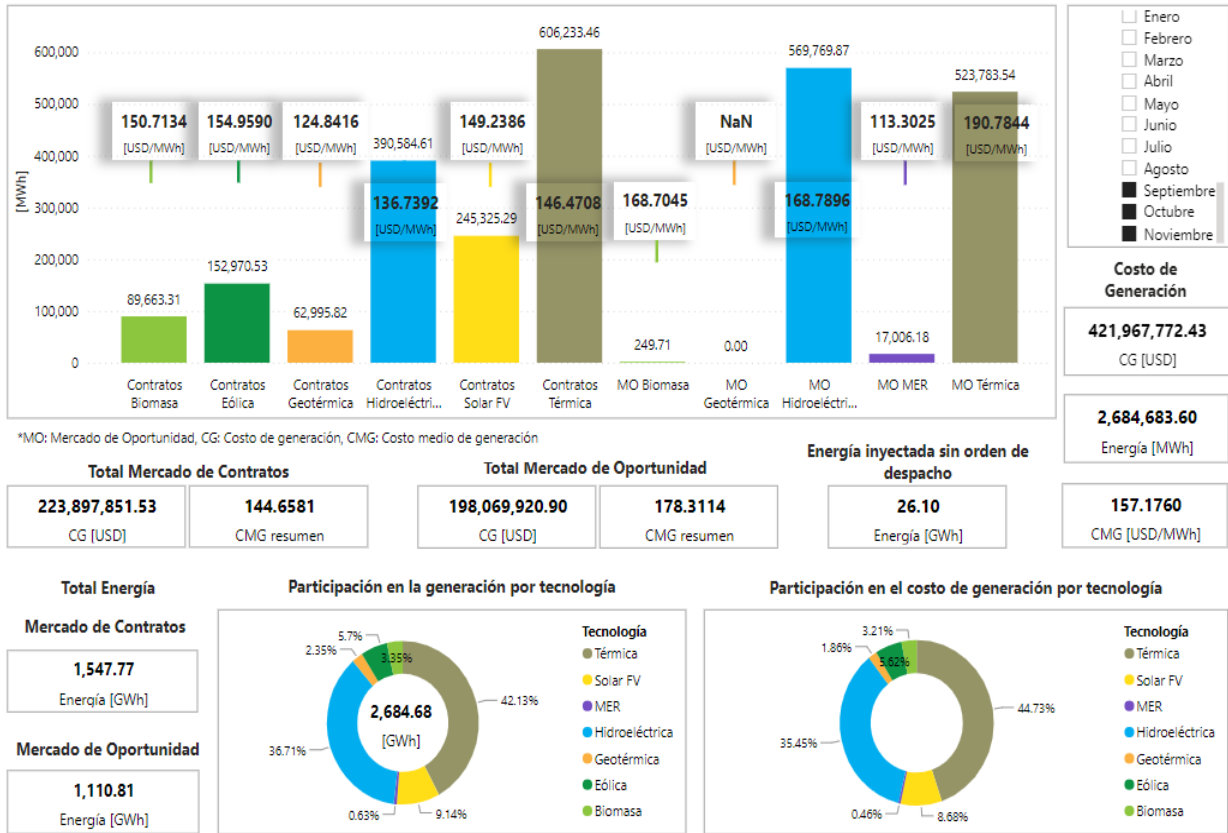


Fig. 6: Costo reales de generación correspondiente a septiembre, octubre y noviembre 2023 (Datos: CND)

2.3. 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 septiembre 2023 a noviembre 2023. 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 37,011,653.54 el cual debe ser recuperado sumándolo al Costo Base de Generación previsto para el primer trimestre del año 2024.

Tabla 7: Costos de energía y potencia previstos y reales septiembre 2023- noviembre 2023 (Datos: CND)

Mes	Costo real [USD]		Costo previsto [USD]		Diferencia [USD]		Total [USD]
	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	
Septiembre 2023	137,867,050	16,060,042	121,047,911	16,232,277	16,819,140	-172,235	16,646,904.61
Octubre 2023	138,006,635	15,582,346	112,813,655	17,274,077	25,192,980	-1,691,732	23,501,248.23

Mes	Costo real [USD]		Costo previsto [USD]		Diferencia [USD]		Total [USD]
	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	
Noviembre 2023	98,038,443	16,413,257	101,973,909	15,614,291	-3,935,466	798,967	-3,136,499.30
Total	373,912,127.9804	48,055,644	335,835,474	49,120,645	38,076,653.68	-1,065,000.14	37,011,653.53917

2.4. Otros ajustes

2.4.1. Separación del sobre costo por generación forzada de los costos de generación

El departamento de tarifas producto de la revisión mensual que realiza a las liquidaciones que presenta el Operador del Sistema, las cuales son necesarias para realizar los ajustes tarifarios, identificó que en las liquidaciones del presente año se presentó un aumento considerable en los sobre costos por generación forzada (SGF), por lo que este departamento realizó una revisión al marco regulatorio vigente y requirió a la ENEE para que a través de su CND presentara toda la información relacionada con los responsables y causas que llevaron a la necesidad de este servicio de generación forzada.

Una vez finalizada la revisión del marco regulatorio vigente y la información presentada para marzo, abril y mayo del 2023, referente al SGF, el departamento de tarifas concluyó que la generación forzada es un servicio utilizado para mantener los CCSDM del SIN, por lo que el SGF debe ser considerado como parte de los costos de operación del sistema y no debe ser incluido dentro del costo medio de generación de la ENEE. Por tanto, este cargo deberá ser separado de los costos de generación e incorporado dentro de la estructura tarifaria bajo el nombre de «Cargo de Sobre costo por Generación Forzada».

Sobre la base de lo antes indicado, y en función de la información presentada por el operador del sistema, se incorporará como «Otros Ajustes» dentro del costo de generación correspondiente al primer trimestre del 2024 el monto de USD 5,484,493.29, el cual incluye el monto de pérdidas de USD 822,673.99.

2.4.2. Pagos diferidos

De acuerdo con lo dispuesto en los artículos 51, 52 y 53 del Reglamento, en el trimestre anterior la ENEE en fecha 29 de septiembre de 2023 envió una solicitud³ para diferir en el próximo trimestre, el monto que ocasionaría una disminución mayor al 5% en la tarifa promedio prevista para los meses de octubre- diciembre 2023. En esta solicitud se detalló que:

1. El monto por diferir será de USD 15,000,000.
2. El monto se diferirá en el próximo periodo trimestral del 2023.
3. El tipo de cambio es 24.7648 HNL/USD
4. El interés trimestral por utilizar será 2.21%.

³ GG-ENEE-1324-IX-2023

5. El monto total acumulado es de USD 15,000,000, ya que no se aplicará en este periodo trimestral.

En función de lo anterior, para el 1er ajuste a los CBG del año 2024 se debe adicionar dentro de “otros ajustes” como un cargo a favor de la demanda el monto que la ENEE solicitó diferir (USD 15,000,000) más el pago de intereses (USD 331,500).

2.5. Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 1er trimestre de 2024

El costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 1er trimestre de 2024 se compone: i) del costo base de generación previsto para el 1er trimestre 2024, ii) de la diferencia entre los costos reales y previstos de los meses de septiembre, octubre y noviembre del presente año, iii) de otros ajustes, para este ajuste tarifario estos otros ajustes dependen de la solicitud que realizó la ENEE a lo relacionado con diferir y la separación del SGF de los costos de generación. En ese sentido, en la tabla siguiente se muestra el costo medio de generación previsto inicialmente para el 1er trimestre del año 2024, el cual es 147.52 USD/MWh.

Tabla 8: Costo medio total de generación 1er 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 enero-marzo 2024	2,578,467.38	46,117,052.48	317,245,854.13	363,362,906.61	140.92
Diferencial septiembte- noviembre 2023		-1,065,000.14	38,076,653.68	37,011,653.54	
Otros ajustes				-19,993,319.29	
Ajuste enero- marzo 2024	2,578,467.38	45,052,052.33	355,322,507.82	380,381,240.85	147.52

3. Cargo por sobre costo de generación forzada

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

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

En función de lo anterior, la CREE mediante el Acuerdo CREE-153-2023 aprobó el monto de USD 5,443,884.32 para el traslado a la tarifa de los usuarios de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica como cargo a la demanda por sobre costo de generación forzada.

4. Cargo por regulación del MER

De conformidad con lo indicado en la sección 3 acerca de lo que establece la LGIE y el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) dispone en el artículo 103 los cargos que son parte de los costos de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, dentro de los cuales se detallan los cargos del Mercado Eléctrico Regional.

En función de lo anterior, la CREE mediante el Acuerdo CREE-152-2023 aprobó el monto de USD 2,454,479.1700 para el traslado a la tarifa de los usuarios de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica como cargo a la demanda los costos regionales que derivan de la aplicación del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

5. 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 24.78 lempiras por dólar, vigente el día 28 de diciembre de 2023. Con respecto al tipo de cambio anterior aumentó un 0.04%. La Fig. 7 muestra la variabilidad del tipo de cambio de los últimos 3 años.

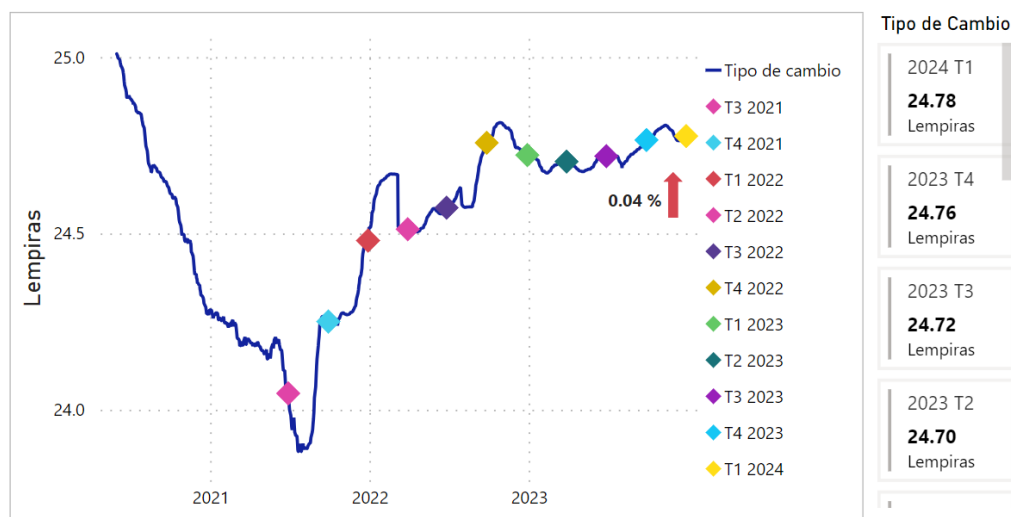


Fig. 7: Tipo de cambio a utilizar para el 1er ajuste tarifario 2024 (Datos: BCH)

6. Tarifa aplicar a los usuarios finales en el 1er trimestre de 2024

Una vez definido el ajuste al Costo Base de Generación y el tipo de cambio que incidirán en el cálculo de la estructura tarifaria, se calculó la nueva estructura tarifaria a aplicar para este cuarto ajuste tarifario. La herramienta computacional utilizada para realizar dicho calculo es el CALCUTA (un modelo que aplica la metodología establecida en el Reglamento), en el cual se ingresan como variables de entrada:

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

La distribución e imputación de todos los costos antes indicados ocasionó un aumento en la tarifa promedio de 2.34 % con respecto a la tarifa promedio del cuarto trimestre de 2023, la cual pasa de 5.24 HNL/kWh a 5.36 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 0.0964 HNL/kWh, luego le sigue el costo por generación forzada con un aumento de 0.0222 HNL/kWh, el costo de operación del sistema y el mercado eléctrico regional con un aumento de 0.015 HNL/kWh y el tipo de cambio con un aumento de 0.0023 HNL/kWh.

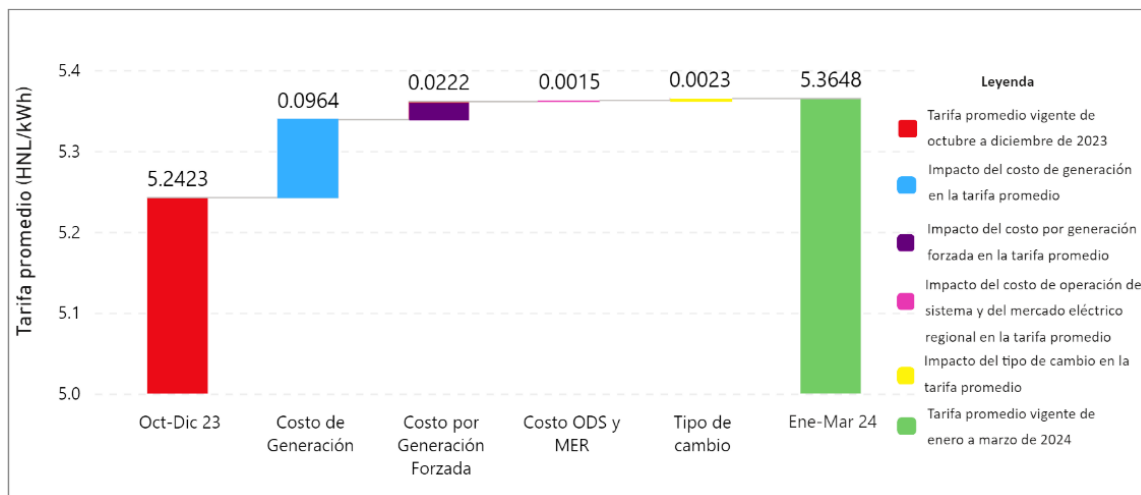


Fig. 8: Contribución de variables en el cálculo de la tarifa promedio

6.1. 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 0.41% y los cargos del Mercado Eléctrico Regional suman un 0.19 % 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.

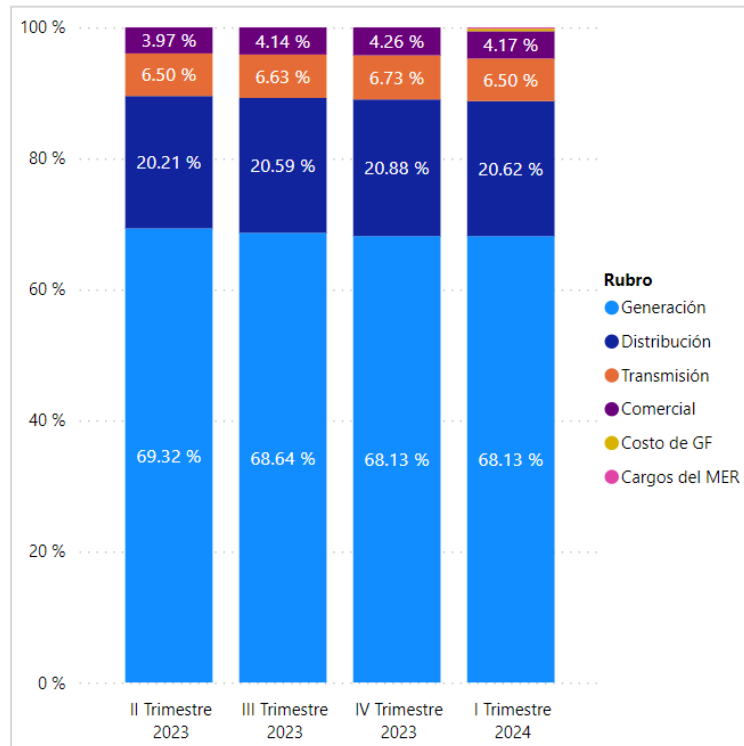


Fig. 9: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE)

6.2. 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 enero de 2024. 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 enero 2024

Servicio:	Cargo Fijo [HNL/Abonado -mes]		Energía [HNL/kWh]		Potencia [HNL/kW-mes]	
	Oct-Dic	Ene-Mar	Oct-Dic	Ene-Mar	Oct-Dic	Ene-Mar
	2023	2024	2023	2024	2023	2024
Residencial						
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	56.97	56.98	4.3467	4.4500		
Consumo mayor de 50 kWh/mes						
Primeros 50 kWh/mes	56.97	56.98	4.3467	4.4500		
Siguientes kWh/mes			5.6562	5.7906		
Baja Tensión	56.97	56.98	5.6647	5.7959		

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[HNL/Abonado -mes]		[HNL/kWh]		[HNL/kW-mes]	
	Oct-Dic	Ene-Mar	Oct-Dic	Ene-Mar	Oct-Dic	Ene-Mar
	2023	2024	2023	2024	2023	2024
Alumbrado Público	63.74	63.76	4.4492	4.5618		
Media Tensión	2,476.48	2,477.58	3.7021	3.8174	311.8809	312.0195
Alta Tensión	6,191.20	6,193.95	3.4918	3.6035	269.2414	269.3610

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 2.75%.

Tabla 10: Comparación entre ajustes de tarifas promedio
(octubre-diciembre 2023– enero-marzo 2024)

Servicio:	Tarifa Promedio* [HNL/kWh]		Aumento	
	Oct-dic 2023	Ene-mar 2024	[HNL/kWh]	[%]
Residencial	5.66	5.79	0.12	2.20%
Baja Tensión	5.72	5.85	0.13	2.29%
Media Tensión	4.51	4.63	0.12	2.56%
Alta Tensión	4.08	4.19	0.11	2.75%

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

7. 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:

7.1. 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 la ENEE y la separación del sobrecosto por generación forzada de los costos de generación, resulta en un costo base de generación ajustado de 147.52 USD/MWh para el trimestre de enero a marzo de 2024, mayor al valor de 144.21 USD/MWh que fue aplicado para el trimestre anterior, o sea un aumento de 2.30 %.
- El tipo de cambio para determinar las tarifas finales ajustadas fue de 24.78 lempiras por dólar, el cual es 0.04 % mayor con respecto al tipo de cambio de 24.76 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 5.24 HNL/kWh para el trimestre anterior a un valor de 5.36 HNL/kWh estimado para este nuevo ajuste, lo que en términos **porcentuales significa un aumento del 2.34 %**.

7.2. Recomendaciones

Con base en lo anterior, esta unidad recomienda al Directorio de Comisionados aprobar la siguiente estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir de octubre de 2023:

Tabla 11: Estructura tarifaria ENEE de enero a marzo 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	56.98		4.4500
Consumo mayor de 50 kWh/mes	56.98		
Primeros 50 kWh/mes			4.4500
Siguientes kWh/mes			5.7906
Servicio General en Baja Tensión	56.98		5.7959
Servicio en Media Tensión	2,477.58	312.0195	3.8174
Servicio en Alta Tensión	6,193.95	269.3610	3.6035

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
Alumbrado Público	63.76	4.5618

Anexos

A. Datos usados en el modelo CALCUTA

- Tipo de cambio

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

Días y Horas		Financieras y Cambiarias		Fecha de Ajuste	
Número de Horas al año	8,760	Tasa de Descuento	10.5%	Mes / Año:	dic-23
Total Días Laborables al año	251	Tipo de Cambio	24.7758		
Total Sábados al año	52				
Total Domingos y Feriados al año	62				
Año de Inicio de Anualidades de Transmisión y Distribución	2016				

Horas de Maxima Demanda para Factor de Contribucion:	
Hora 1	11
Hora 2	12
Hora 3	19
Hora 4	20

- Costos de generación

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				
Costo de Operación	89.169447				
		Factor	1.1		
Costo de Capacidad de Generación \$/kW-año	115.89	115.8915481	VERDADERO		
Precio del Búnker y Costos Marginales					
Precio del Búnker \$/Bbl					
Búnker a \$/Bbl					
Costos Marginales de Energía Generada US\$/MWh					
Bloque Horario	230 kV	138 kV	69 kV	34.5 kV	Ponderado con Energía
Punta	153.30	167.14	148.74	122.01	
Intermedio	125.28	133.14	121.41	111.28	
Valle	94.74	98.92	93.95	90.15	

B. Datos de salida en el modelo CALCUTA

- Estructura tarifaria

Tarifas Finales por Categorías de Servicio y Rangos de Consumo													
Fecha de Ajuste:		29/12/2023											
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	Monómicio (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	Monómicio (Potencia y Energía)* L/kwh
Servicio Residencial	56.9817	203.7731	5.1248	4.0739	2.8529	5.3615	7.6342	56.9817	163.1317	4.2536	3.3813	2.3679	4.4500
0 - 50 kWh/mes	56.9817	203.7731	5.1248	4.0739	2.8529	5.3615	5.6817	56.9817	220.0823	5.5350	4.4000	3.0812	5.7906
> 50 kWh/mes	56.9817	248.4891	5.2542	4.1768	2.9249	5.7953	5.8448	56.9817	248.4891	5.2542	4.1768	2.9249	5.7953
Servicio General en BT	63.7647	330.2433	4.9439	3.9301	2.7522	4.5618	5.7276	63.7647	330.2433	4.9439	3.9301	2.7522	4.5618
Alumbrado Público	2,477.5800	312.0195	4.6588	3.7363	2.6413	3.8174	4.6260	2,477.5800	312.0195	4.6588	3.7363	2.6413	3.8174
Servicio Industrial en MT	6,193.9500	269.3610	4.4287	3.5235	2.5398	3.6035	4.1877	6,193.9500	269.3610	4.4287	3.5235	2.5398	3.6035
Servicio Industrial en AT													
							Promedio Global	5.364766567					
								4.016384140					
*Precio Monómicio de Media y Alta Tensión sólo corresponde a Energía.													

PLIEGO TARIFARIO					
SERVICIO	Tarifa Simple		Tarifa Horaria		
	Cargo Fijo L/abonado-m	Precio de la Energía L/kwh	Cargo Fijo L/abonado-m	Precio de la Potencia L/kw-mes	Precio de la Energía Punta Intermedio Valle L/kwh L/kwh L/kwh
Servicio Residencial	56.98	4.4500			
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	56.98	4.4500			
Consumo mayor de 50 kWh/mes		5.7906	56.9817	220.0823	5.5350 4.4000 3.0812
Primeros 50 kWh/mes					
Siguientes kWh/mes					
Servicio General en Baja Tensión	56.98	5.7953	56.9817	248.4891	5.2542 4.1768 2.9249
Alumbrado Público*	63.76	4.5618			
Servicio en Media Tensión	2,477.58	312.0195	2,477.5800	312.0195	4.6588 3.7363 2.6413
Servicio en Alta Tensión	6,193.95	269.3610	6,193.9500	269.3610	4.4287 3.5235 2.5398

Tarifa Nueva	5.3648
Tarifa Actual	5.2423
Diferencia	2.336%

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