



Comisión Reguladora
de Energía Eléctrica
CREE

Informe de Ajuste Tarifario Tercer Trimestre 2022

**Ajuste al Costo Base de Generación
Julio-septiembre 2022**

**Preparado por la Comisión Reguladora de
Energía Eléctrica (CREE)**

Preparado por:

Unidad de Tarifas

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Tegucigalpa, M.D.C., junio de 2022

Índice de 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	6
2.1.3	Composición de la matriz de generación de energía eléctrica.....	7
2.1.4	Costo marginal promedio semanal.....	8
2.2.	Costos de generación reales	8
2.2.1	Liquidaciones.....	9
2.2.1.1	Centrales que inyectaron al SIN sin contar con una instrucción de despacho por parte del CND.....	12
2.3.	Cálculo de la diferencia entre los costos de generación reales y los previstos	13
2.4.	Costo Base de Generación previsto para el 3er trimestre de 2022	13
2.5.	Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 3er trimestre de 2022.....	14
3.	Tipo de cambio del dólar de los EE. UU.....	15
4.	Tarifa aplicar a los usuarios finales el 3er trimestre de 2022	15
4.1.	Componentes de costos de la tarifa promedio	16
4.2.	Estructura tarifaria.....	17
4.3.	Solicitud de ENEE para diferir el ajuste tarifario.....	18
5.	Conclusiones y recomendaciones.....	19
Anexos:	21

Índice de tablas y figuras

Tablas

Tabla 1: Composición de la matriz de generación de energía eléctrica diciembre 2021 – febrero 2022.....	7
Tabla 2: Costos reales de generación marzo -mayo 2022 (Datos: ODS/CND)	10
Tabla 3: Costos de generación de las centrales de la ENEE marzo -mayo 2022 (Datos: ODS/CND)	11
Tabla 4: Centrales que inyectaron al SIN sin contar con instrucciones de despacho por parte del CND (Datos: ODS/CND)	12
Tabla 5: Costos de energía y potencia previstos y reales marzo-mayo 2022 (Datos: ODS/CND)	13
Tabla 6: Costos de generación previstos para el tercer trimestre 2022 (Datos: ODS/CND)	14
Tabla 7: Costo medio total de generación tercer trimestre 2022 (Datos: ODS/CND).....	14
Tabla 8: Estructura tarifaria para usuarios de la ENEE vigente a partir de julio 2022	17
Tabla 9: Comparación entre ajustes de tarifas promedio.....	18
Tabla 10: Estructura tarifaria ENEE de julio a septiembre 2022.....	20

Figuras

Fig. 1: Comparativo entre precios de combustible reales y previstos para los meses de enero a octubre de 2021	6
Fig. 2: Comparativo entre demanda de energía eléctrica prevista y real	7
Fig. 3: Energía generada por tipo de tecnología en el SIN en marzo - mayo de 2022.....	7
Fig. 4: Comparativo de costos marginales promedios semanales proyectados y reales año 2022 (Datos: CND)	8
Fig. 5: Tipo de cambio a utilizar para el 3er ajuste tarifario 2022 (Datos: BCH).....	15
Fig. 6: Contribución de variables en el cálculo de la tarifa promedio	16
Fig. 7: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE).....	17

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
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
MEO	Mercado Eléctrico de Oportunidad
MER	Mercado Eléctrico Regional
ODS	Operador del Sistema
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 sector eléctrico, cuyas funciones incluyen la de definir la metodología para el cálculo de las tarifas y vigilar su aplicación, y 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 Operador del Sistema (ODS) 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 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 fue 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.

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 2022, 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, los costos de generación reales para los meses de marzo y abril y mayo de 2022, 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 2022. 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 2022. 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 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 para 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 ODS/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 2022 fue determinado con base en el informe de la POLP 2022-2024¹ que presentó el ODS/CND en diciembre de 2021. 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 2022.

¹https://ods.org.hn/pdf/2021/Plan_Generacion/2022/Informe%20Planificaci%C3%B3n%20Operativa%20de%20Largo%20Plazo%202022%20-%202024.pdf

A continuación, se presenta de manera general el comportamiento que han presentado en los años 2021 y 2022 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 presentan una tendencia a alza y que los costos reales fueron mayores que los proyectados, lo que provocará que esta variable impacte de manera directa en la diferencia entre el costo de generación real y el previsto.

Es importante indicar que para propósitos de liquidación de las transacciones de compra-venta de energía en el Mercado Eléctrico Nacional (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. Este mismo periodo de tiempo también se utiliza para calcular los costos variables térmicos que influyen en la determinación de los precios nodales del SIN junto con otras variables como la generación de energía renovable y la demanda de electricidad.

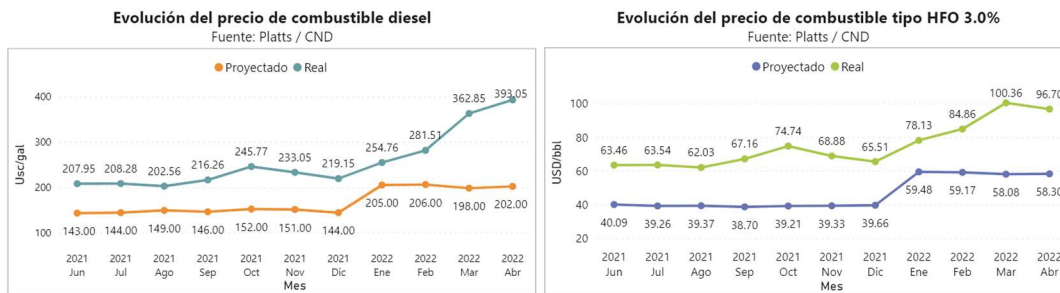


Fig. 1: Comparativo entre precios de combustible reales y previstos para los meses de enero a octubre de 2021

2.1.2 Demanda de energía eléctrica

En la figura siguiente se muestra a partir de enero 2022 los consumos de energía prevista y real. Se observa que en la mayoría de los meses el consumo de energía real resultó menor que el previsto, lo que conlleva a que la diferencia entre el consumo real total y el previsto para el periodo de enero a mayo 2022 resulte en 168.78 GWh, lo que significa una disminución de 4.2 % con respecto al consumo previsto. Dado que en la sección siguiente se va a evaluar las liquidaciones de los meses marzo, abril y mayo de 2022, es importante indicar que la demanda real para esos meses fue menor un 2.14% con respecto a la demanda prevista.

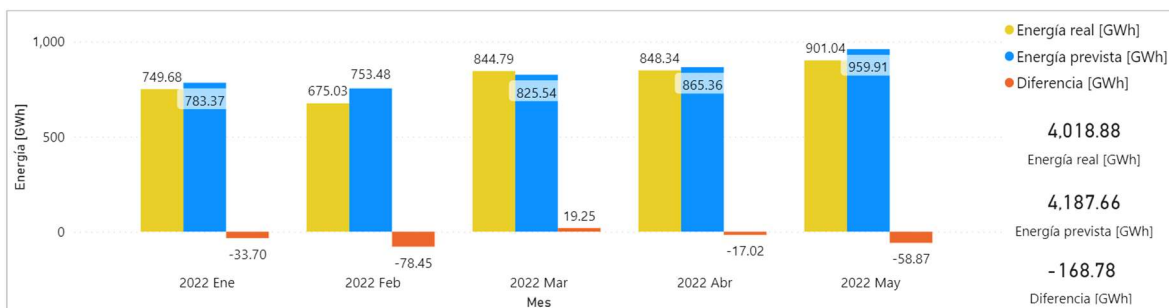


Fig. 2: Comparativo entre demanda de energía eléctrica prevista y real

2.1.3 Composición de la matriz de generación de energía eléctrica

Con respecto a la composición de la matriz de generación de energía eléctrica entre los meses de marzo, abril y mayo 2022, en la figura 3 se observa que la participación de la generación renovable (hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica, biomasa y geotérmica) prevista para esos meses es menor en un 0.8 % respecto con la real y para el caso de la participación no renovable, la generación prevista resultó 1 % menor con respecto a la real.

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

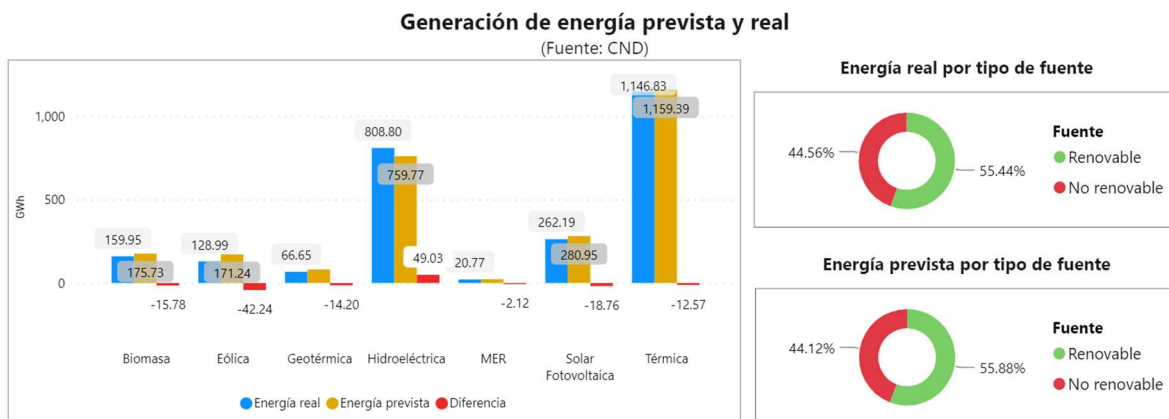


Fig. 3: Energía generada por tipo de tecnología en el SIN en marzo - mayo de 2022

Tabla 1: Composición de la matriz de generación de energía eléctrica diciembre 2021 – febrero 2022 (Datos: ODS/CND)

Tipo de Tecnología	Generación Real	Generación Prevista	Diferencia	Diferencia
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]
Térmica	1146.83	1159.39	-12.57	-1.08%

Tipo de Tecnología	Generación Real	Generación Prevista	Diferencia	Diferencia
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]
Hidroeléctrica	808.80	759.77	49.03	6.45%
Biomasa	159.95	175.73	-15.78	-8.98%
Eólica	128.99	171.24	-42.24	-24.67%
Solar Fotovoltaica	262.19	280.95	-18.76	-6.68%
Geotérmica	66.65	80.84	-14.20	-17.56%
MER	20.77	22.89	-2.12	-9.27%
Total	2,594.17	2,650.81	-56.64	-2.14%

2.1.4 Costo marginal promedio semanal

En la Fig. 4 se observa que los costos marginales reales del SIN presentaron una tendencia al alza desde el inicio del 2021 causada por una demanda eléctrica menor a la proyectada, a la composición de generación y al incremento de los costos de combustibles que afectan los costos variables térmicos. La combinación de estos tres elementos, demanda, composición de la matriz de generación y costos variables de generación resultó en un incremento del promedio de los precios nodales del sistema de un 58.42% con respecto a lo proyectado por el Centro Nacional de Despacho para el año 2022.

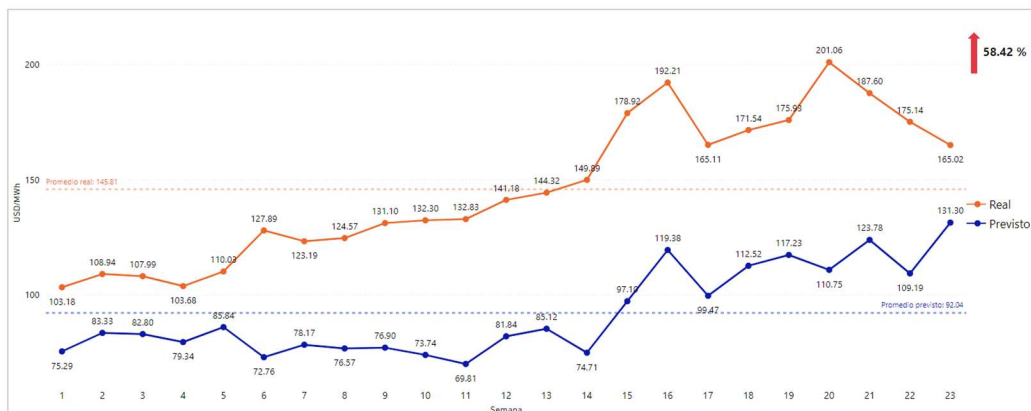


Fig. 4: Comparativo de costos marginales promedios semanales proyectados y reales año 2022 (Datos: CND)

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 firme (contratos y desvíos). Luego la CREE revisa el documento y con base en la información presentada calcula para cada ajuste tarifario el costo de generación real y su diferencia con el costo base previsto de los últimos tres meses que hayan sido liquidados. Además, calcula la relación entre la diferencia acumulada y la demanda de la energía prevista del próximo trimestre, y finalmente realiza la suma algebraica

de esta relación, el precio de generación previsto para el período p y, si aplica, la relación entre otros ajustes solicitados por el Operador del Sistema y la demanda de la energía prevista del próximo trimestre. Con esa información, la CREE realiza el ajuste tarifario aplicando la siguiente fórmula:

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

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 ODS 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 2022, el Operador del Sistema determinó los costos de generación reales para los meses de marzo a mayo 2022.

Para el ajuste correspondiente al tercer trimestre de 2022, el Operador del Sistema remitió a la CREE la liquidación de los costos de generación incurridos por la ENEE en los meses de marzo a mayo de 2022². La Tabla 2 muestra de manera detallada dichos costos y se observa que el costo medio de generación real fue de 157.41 USD/MWh en el mes de marzo, 178.03 USD/MWh en el mes de abril y 176.40 USD/MWh en el mes de mayo.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto fue de 130.87 USD/MWh para el mes de marzo y 132.29 USD/MWh para los meses de abril y mayo de 2022 (estos costos

² Expedientes LT-04-2022, LT-05-2022 y LT-06-2022

corresponden al costo base de generación para 2022 que aprobó la CREE en fecha 30 de diciembre del año 2021). La diferencia entre los costos medios de generación reales y previstos correspondientes a cada mes se verá reflejada en el diferencial de costos mensuales y en el acumulado de marzo a mayo.

Tabla 2: Costos reales de generación marzo -mayo 2022 (Datos: ODS/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	307.84	6,955,877.58	42,755,466.67	49,711,344.24	161.48
	Hidroeléctrica	59.21	1,139,926.46	6,864,901.81	8,004,828.27	135.19
	Biomasa	49.52	242,427.04	7,278,503.74	7,520,930.78	151.87
	Eólica	71.33	914,878.70	9,915,974.64	10,830,853.34	151.83
	Solar Fotovoltaica	94.36	1,131,277.12	12,581,537.75	13,712,814.86	145.33
	Geotérmica	24.13	264,825.13	2,639,873.67	2,904,698.80	120.40
	MER	4.47	50,645.07	478,670.58	529,315.65	118.51
	Total transacciones de contratos	610.86	10,699,857.09	82,514,928.86	93,214,785.95	152.60
Oportunidad	Térmica	27.83	2246236.82	4761201.17	7007437.99	251.77
	Hidroeléctrica	191.17	4,649,833.23	28,013,445.93	32,663,279.16	170.86
	Biomasa	0.22	0.00	31,469.78	31,469.78	0.00
	MER	0.31	0.00	56,387.00	56,387.00	182.45
	Geotérmica	0.05	0.00	6,046.30	6,046.30	126.22
	Total transacciones de oportunidad	219.58	6,896,070.05	32,868,550.18	39,764,620.22	181.10
*Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho	Térmica	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	3.85	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	10.46	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	14.35	0.00	0.00	0.00	0.00
Total marzo 2022		844.79	17,595,927.14	115,383,479.03	132,979,406.17	157.41
Contratos	Térmica	340.99	6,970,064.81	56,456,195.20	63,426,260.01	186.01
	Hidroeléctrica	55.02	1,067,612.07	6,368,570.18	7,436,182.25	135.15
	Biomasa	46.48	237,826.11	6,835,436.71	7,073,262.82	152.19
	Eólica	37.42	728,596.56	5,218,016.17	5,946,612.73	158.91
	Solar Fotovoltaica	87.16	1,079,778.28	11,624,245.23	12,704,023.51	145.76
	Geotérmica	20.98	236,687.22	2,306,443.98	2,543,131.20	121.25
	MER	2.60	30,753.01	279,929.13	310,682.14	119.54
	Total transacciones de contratos	590.64	10,351,318.05	89,088,836.61	99,440,154.66	168.36
Oportunidad	Térmica	38.07	2241340.07	7760638.15	10001978.22	262.74
	Hidroeléctrica	201.21	4,649,833.23	35,841,499.63	40,491,332.86	201.24
	Biomasa	0.23	0.00	42,252.64	42,252.64	0.00
	MER	6.19	0.00	1,048,838.95	1,048,838.95	169.47
	Geotérmica	0.02	0.00	2,671.69	2,671.69	151.23

Mercado	Tecnología	Energía	Costo de potencia	Costo de energía	Costo total de generación	Costo medio de generación
		[GWh]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD/MWh]
	Total transacciones de oportunidad	245.71	6,891,173.30	44,695,901.06	51,587,074.36	209.95
*Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho	Térmica	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	1.97	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	11.99	0.00	0.00	0.00	0.00
Total abril 2022		848.34	17,242,491.35	133,784,737.67	151,027,229.02	178.03
Contratos	Térmica	385.44	6,962,883.32	62,937,161.23	69,900,044.55	181.35
	Hidroeléctrica	63.35	1,104,843.66	7,306,710.25	8,411,553.91	132.78
	Biomasa	34.63	195,768.26	5,117,843.30	5,313,611.56	153.45
	Eólica	20.24	598,202.63	2,805,532.03	3,403,734.66	168.18
	Solar Fotovoltaica	80.68	969,095.32	10,767,134.98	11,736,230.30	145.47
	Geotérmica	21.45	246,973.17	2,363,724.18	2,610,697.35	121.70
	MER	4.40	50,478.53	474,614.45	525,092.98	119.42
	Total transacciones de contratos	610.18	10,128,244.88	91,772,720.42	101,900,965.30	167.00
Oportunidad	Térmica	46.59	1,891,597.03	9,977,110.32	11,868,707.35	254.75
	Hidroeléctrica	216.27	3,939,586.00	38,967,832.81	42,907,418.81	198.40
	Biomasa	0.01	0.00	689.01	689.01	0.00
	MER	14.27	0.00	2,259,774.81	2,259,774.81	158.35
	Geotérmica	0.03	0.00	4,200.98	4,200.98	148.05
	Total transacciones de oportunidad	277.16	5,831,183.03	51,209,607.93	57,040,790.96	205.80
*Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho	Térmica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	5.29	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	8.41	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	13.70	0.00	0.00	0.00	0.00
Total mayo 2022		901.04	15,959,427.91	142,982,328.35	158,941,756.26	176.40
Total marzo-mayo 2022		2,594.17	50,797,846.39	392,150,545.05	442,948,391.44	170.75

* ver sección 2.2.1.1

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 marzo y mayo 2022. En esta tabla se observa que a la ENEE se le reconoce un monto de USD 110,554,181.04 por la energía y potencia firme que sus centrales aportaron al sistema en los meses antes indicados.

Tabla 3: Costos de generación de las centrales de la ENEE marzo -mayo 2022 (Datos: ODS/CND)

Planta	Energía	Costo de potencia	Costo de energía	Costo de generación	Costo medio de generación
	[GWh]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD/MWh]
El Nispero	1.53	144,578.42	315,701.06	460,279.48	301.61

Planta	Energía [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Cañaveral	46.91	840,915.30	8,094,887.72	8,935,803.02	190.47
El Cajón	367.00	8,297,030.96	60,820,200.28	69,117,231.24	188.33
Patuca	25.52	837,964.72	4,833,068.98	5,671,033.70	222.23
Río Lindo	139.62	2,313,254.72	23,839,374.91	26,152,629.63	187.31
Ceiba Térmica	0.07	99,764.64	15,781.34	115,545.98	1,701.16
Santa Fe	0.03	20,654.06	10,190.01	30,844.07	1,088.33
La Puerta	0.00	70,813.92	0.00	70,813.92	
Total	580.68	12,624,976.74	97,929,204.30	110,554,181.04	190.39

2.2.1.1 Centrales que inyectaron al SIN sin contar con una instrucción de despacho por parte del CND

En el informe del ajuste tarifario anterior se indicó que esta Comisión se encontraba realizando un análisis sobre el costo de generación que se debe reconocer a las centrales que inyectan energía al Sistema Interconectado Nacional sin contar con una instrucción de despacho por parte del ODS/CND y que, en caso de proceder, el impacto que estas centrales tengan en el costo de generación se trasladará en el próximo ajuste tarifario como “Otros Ajustes”. En ese sentido, la CREE mediante su Unidad de Fiscalización solicitó aclaraciones al CND y en función de estas emitió un dictamen técnico³ de fecha 16 de junio de 2022.

Con base en las recomendaciones de dicho dictamen, la CREE determinó que la energía inyectada por estas centrales debe ser valorada a costo cero y que el impacto que estas inyecciones tuvieron en los costos de generación en los meses de diciembre 2021, enero y febrero 2022, el cual es de USD -3,712,299.11, debe ser incorporado en este ajuste tarifario como “Otros Ajustes”. En la Tabla 2 se indica mensualmente (ver columnas denominadas “Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho”) la energía por tipo de tecnología que fue inyectada bajo esta condición en los meses de marzo, abril y mayo 2022. Asimismo, en la tabla siguiente se muestra de manera detallada para cada periodo de revisión de costos generación la energía que inyectó cada central.

Tabla 4: Centrales que inyectaron al SIN sin contar con instrucciones de despacho por parte del CND (Datos: ODS/CND)

Central	Energía total dic 2021-feb 2022	Energía total mar-abr 2022
	[GWh]	[GWh]
ECOPALSA	0.20	0.00
CAHSA	16.61	24.62
IHSA	0.38	4.25
HIDRONACAOME	0.82	4.51
CUYAMEL	10.50	6.59
PECSA 69 kV	0.00	0.00
PECSA 138 kV	0.33	0.07
Total	28.64	40.04

³ Expediente I-ENEE-01-2022, “Dictamen técnico UF-009-2022”

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

En la Tabla 5 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 a mayo 2022. 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 100,955,452.67 el cual debe ser recuperado sumándolo al Costo Base de Generación previsto para el tercer trimestre del año 2022. Este monto, que es 131.79 % mayor que el ajuste anterior, se incluye en el costo de generación que se aplicará en la estructura tarifaria del tercer trimestre de 2022.

Tabla 5: Costos de energía y potencia previstos y reales marzo-mayo 2022 (Datos: ODS/CND)

Mes	Costo real [USD]		Costo previsto [USD]		Diferencia [USD]		Total [USD]
	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	
Marzo	115,383,479	17,595,927	91,556,083	19,006,017	23,827,396	-1,410,090	22,417,306.02
Abril	133,784,738	17,242,491	96,228,177	16,001,356	37,556,561	1,241,135	38,797,696.07
Mayo	142,982,328	15,959,428	102,205,935	16,995,371	40,776,394	-1,035,943	39,740,450.58
Total	392,150,545.0499	50,797,846	289,990,194	52,002,744	102,160,350.64	-1,204,897.97	100,955,452.67

2.4. Costo Base de Generación previsto para el 3er trimestre de 2022

En fecha 30 de diciembre de 2021 la CREE aprobó mediante el Acuerdo CREE-68-021 el Costo Base de Generación previsto para el año 2022 correspondiente a la ENEE en su condición de empresa distribuidora. El costo medio de generación previsto para el tercer trimestre de 2022 es de 133.14 USD/MWh. La Tabla 6 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: 2,787.29 GWh, la cual será distribuida por tipo de tecnología de la siguiente manera: térmica con 1,200.90 GWh (43.08%), hidroeléctrica con 916.23 GWh (32.87%), solar fotovoltaica 275.75 GWh (9.89 %), eólica 165.24 GWh (5.93 %), biomasa 126.34 GWh (4.53 %) y geotérmica 80.84 GWh (2.90 %). Es importante indicar que para este trimestre se tiene previsto comprar en el MER 21.99 GWh mediante transacciones de oportunidad, que representará el 0.79 % del total de generación prevista en el tercer trimestre.
- Precio promedio de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica: 63.94 USD/bbl para el HFO 3.0 % y 213.00 US\$/gal para el diésel.
- Costo marginal promedio: 109.43 USD/MWh.

Tabla 6: Costos de generación previstos para el tercer trimestre 2022 (Datos: ODS/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	978,930.02	21,566,560.93	106,642,888.61	128,209,449.55	130.97
	Hidroeléctrica	209,990.47	2,791,517.08	23,833,752.21	26,625,269.29	126.79
	Biomasa	125,421.26	954,992.13	18,600,559.96	19,555,552.09	155.92
	Eólica	165,240.29	2,424,873.51	22,925,660.33	25,350,533.83	153.42
	Solar Fotovoltaica	275,747.30	3,342,244.06	37,175,729.55	40,517,973.62	146.94
	Geotérmica	80,843.71	905,904.28	8,785,055.95	9,690,960.23	119.87
	Total transacciones de contratos	1,836,173.06	31,986,091.99	217,963,646.61	249,949,738.60	136.13
Oportunidad	Térmica	221,971.48	6,500,336.28	28,382,055.54	34,882,391.82	157.15
	Hidroeléctrica	706,239.00	14,123,596.41	70,342,005.00	84,465,601.41	119.60
	Biomasa	923.66	0.00	117,171.88	117,171.88	126.86
	MER	21,987.67	0.00	1,682,091.57	1,682,091.57	76.50
	Total transacciones de oportunidad	951,121.81	20,623,932.69	100,523,323.98	121,147,256.67	127.37
Previsto julio- septiembre 2022		2,787,294.87	52,610,024.69	318,486,970.58	371,096,995.27	133.14

2.5. Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 3er trimestre de 2022

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 es 168.03 USD/MWh. Este valor es 13.39% mayor que el costo de generación considerado para el ajuste del segundo trimestre de 2022. La principal razón para que este valor sea mayor que el del trimestre anterior es la descrita en la sección 2.3. En la Tabla 7 se muestra de manera detallada el cálculo de dichos costos.

Tabla 7: Costo medio total de generación tercer trimestre 2022 (Datos: ODS/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	978,930.02	21,566,560.93	106,642,888.61	128,209,449.55	130.97
	Hidroeléctrica	209,990.47	2,791,517.08	23,833,752.21	26,625,269.29	126.79
	Biomasa	125,421.26	954,992.13	18,600,559.96	19,555,552.09	155.92
	Eólica	165,240.29	2,424,873.51	22,925,660.33	25,350,533.83	153.42
	Solar Fotovoltaica	275,747.30	3,342,244.06	37,175,729.55	40,517,973.62	146.94
	Geotérmica	80,843.71	905,904.28	8,785,055.95	9,690,960.23	119.87

Tipo de Mercado	Tecnología	Energía [MWh]	Costo Base Potencia [USD]	Costo Base Energía [USD]	Costo Base Generación [USD]	Costo base de generación [USD/MWh]
	Total transacciones de contratos	1,836,173.06	31,986,091.99	217,963,646.61	249,949,738.60	136.13
Oportunidad	Térmica	221,971.48	6,500,336.28	28,382,055.54	34,882,391.82	157.15
	Hidroeléctrica	706,239.00	14,123,596.41	70,342,005.00	84,465,601.41	119.60
	Biomasa	923.66	0.00	117,171.88	117,171.88	126.86
	MER	21,987.67	0.00	1,682,091.57	1,682,091.57	76.50
	Total transacciones de oportunidad	951,121.81	20,623,932.69	100,523,323.98	121,147,256.67	127.37
Previsto julio- septiembre 2022		2,787,294.87	52,610,024.69	318,486,970.58	371,096,995.27	133.14
Diferencial marzo- mayo 2022			-1,204,897.97	102,160,350.64	100,955,452.67	
Otros ajustes					-3,712,299.11	
Ajuste julio- septiembre 2022		2,787,294.87	51,405,126.72	420,647,321.22	468,340,148.83	168.03

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 24.57 lempiras por dólar, vigente el día 27 de junio de 2022. Con respecto al trimestre anterior el tipo de cambio aumentó un 0.25%. La Fig. 5 muestra la variabilidad del tipo de cambio de los últimos 12 meses.

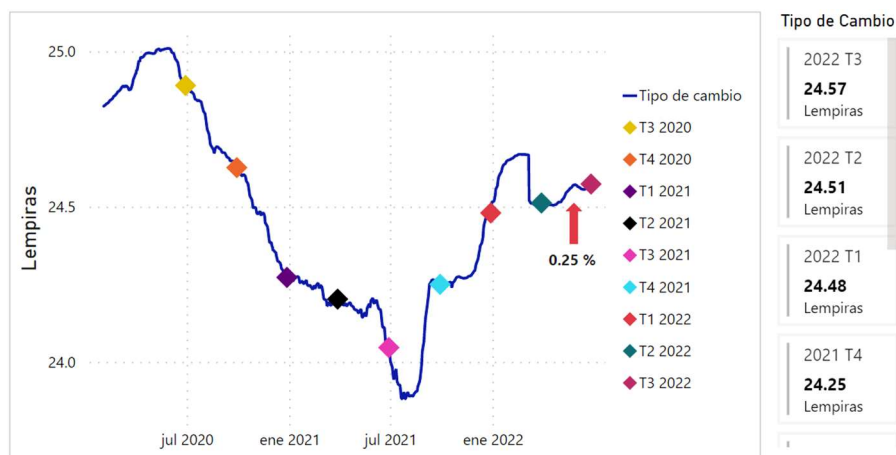


Fig. 5: Tipo de cambio a utilizar para el 3er ajuste tarifario 2022 (Datos: BCH)

4. Tarifa aplicar a los usuarios finales el 3er trimestre de 2022

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 ingresaran como variables de entrada (ver anexos):

- 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 estos costos ocasionó un aumento en la tarifa promedio de 11.02 % con respecto a la tarifa promedio del segundo trimestre de 2022, la cual pasa de 5.3227 HNL/kWh a 5.9095 HNL/kWh.

La Fig. 6 muestra la contribución de cada una de las componentes de costo 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 0.5724 HNL/kWh y luego le sigue el tipo de cambio con un incremento de 0.0145HNL/kWh.

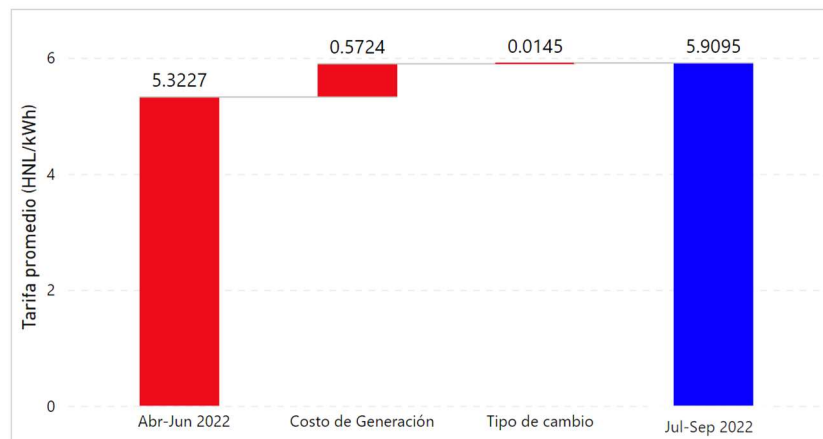


Fig. 6: Contribución de variables en el cálculo de la tarifa promedio

4.1. 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. 7 muestra la participación de cada componente en la tarifa promedio de los últimos cinco ajustes. Es importante mencionar que dentro del costo de transmisión está implícito los cargos del Operador del Sistema y del Mercado Eléctrico Regional, que suman un 0.46 % de la tarifa promedio.

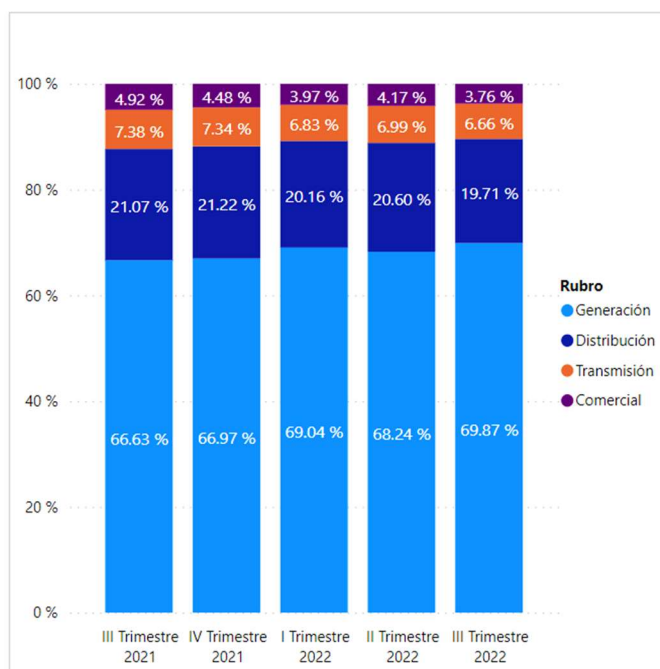


Fig. 7: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE)

4.2. Estructura tarifaria

Partiendo de las consideraciones antes expuestas, se presenta en la Tabla 8 la estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir del mes de julio de 2022. Para fines de comparación, se incluyen los valores de la estructura tarifaria del trimestre anterior.

Tabla 8: Estructura tarifaria para usuarios de la ENEE vigente a partir de julio 2022

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[HNL/Abonado -mes]		[HNL/kWh]		[HNL/kW-mes]	
	Abr-Jun 2022	Jul-Sep 2022	Abr-Jun 2022	Jul-Sep 2022	Abr-Jun 2022	Jul-Sep 2022
Residencial						
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	56.66	56.73	4.4147	4.9114		
Consumo mayor de 50 kWh/mes						
Primeros 50 kWh/mes	56.66	56.73	4.4147	4.9114		
Siguientes kWh/mes			5.7447	6.3909		
Baja Tensión	56.66	56.73	5.7498	6.3844		
Alumbrado Público	63.09	63.24	4.5258	5.0584		
Media Tensión	2,451.18	2,457.28	3.7899	4.3365	308.6947	309.4629
Alta Tensión	6,127.95	6,143.20	3.5776	4.1050	266.4908	267.1540

Con el propósito de comparar el impacto que tendrá el ajuste de la tarifa en las diferentes categorías de usuarios, en la Tabla 9 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 12.61%.

Tabla 9: Comparación entre ajustes de tarifas promedio
(abril-junio 2022– julio-septiembre 2022)

Servicio:	Tarifa Promedio* [HNL/kWh]		Aumento	
	Abr-Jun 2022	Jul-Sep 2022	[HNL/kWh]	[%]
Residencial	5.74	6.34	0.60	10.49%
Baja Tensión	5.80	6.44	0.64	10.98%
Media Tensión	4.59	5.14	0.55	11.99%
Alta Tensión	4.16	4.68	0.52	12.61%

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

4.3. Solicitud de 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 periodo de recuperación de los saldos a diferir, que no será mayor a cuatro trimestres, iii) el tipo de cambio que se utilizó para proponer el monto a diferir, iv) la tasa de interés trimestral a utilizar y v) en caso de aplicar, detallar el monto total acumulado de las cuentas por cobrar que resulten producto de la aplicación del mecanismo establecido en este artículo.

En función de lo anterior, la CREE mediante el oficio CREE-099-2022 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 11.02% superior a la tarifa promedio vigente, por lo que la ENEE puede diferir parte del ajuste hasta por un monto de USD 97,243,153.56 y presentar la información de acuerdo con lo establecido en el artículo 51. Asimismo, se informó que en caso de querer diferir dicho monto la ENEE deberá enviar la CREE una solicitud.

La ENEE en fecha 30 de junio de 2022 envió una solicitud⁴ para diferir en el próximo trimestre, el monto que ocasiona el aumento en la tarifa promedio prevista para los meses de julio- septiembre 2022. En esta solicitud se detalla que:

1. El monto por diferir será de USD 97,243,153.56.
2. El monto se diferirá al siguiente periodo trimestral.

⁴ Oficio GGENEE-473-06-2022

3. El tipo de cambio es 24.573 HNL/USD
4. El interés trimestral por utilizar será 1.8283%.
5. El monto total acumulado es de USD 97,243,153.56, ya que no se aplicará en este periodo trimestral.

Finalmente, luego de revisar cada uno de los puntos de la información que presentó la ENEE, se concluye que esta información cumple con lo establecido en el Reglamento. Sin embargo, la ENEE manifestó que el objeto de diferir el ajuste completo es para que en este próximo ajuste tarifario las tarifas se mantengan congeladas, no obstante, en su propuesta no consideró el monto de dinero resultante por el tipo de cambio que se utilizará para el ajuste que se aplicará a partir de julio de 2022, en este sentido, la CREE con base en la contribución que ocasiona el tipo de cambio en la tarifa promedio (0.0145HNL/kWh) y la energía proyectada para el tercer trimestre (2,787,294.87 GWh), determinó que el monto que debe aprobarse a diferir aumenta en USD 1,641,285.49, para un total de USD 98,884,439.06.

Dado que para determinar el impacto que ocasionaría el tipo de cambio se consideraron proyecciones de energía, la CREE deberá realizar un ajuste en dicho calculo al finalizar el 3er trimestre, con el fin de determinar el monto real que se debe reconocer en tarifas.

5. Conclusiones y recomendaciones

Una vez analizados los costos de compra de energía y potencia de la ENEE, el tipo de cambio del dólar de los Estados Unidos de América y la solicitud de ENEE de diferir el ajuste tarifario, a continuación, se presentan las siguientes conclusiones y recomendaciones:

5.1. Conclusiones

- El costo de generación aplicado a la tarifa para el segundo trimestre de 2022 incluyó un ajuste retroactivo que reconoció a la ENEE un monto adicional de USD 43,554,545.07 por compra de energía y potencia; sin embargo, para este tercer trimestre de 2022 se requiere recuperar en concepto de ajuste retroactivo USD 100,955,452.67, lo que resulta en un aumento del monto del ajuste retroactivo que se deberá reflejar en la tarifa para el tercer trimestre de 2022.
- 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 ajuste retroactivo de meses anteriores, así como el impacto de las centrales que inyectaron energía en el Sistema Interconectado sin recibir una autorización de parte del CND en los meses de diciembre 2021, enero y febrero 2022, el cual ocasionó un monto a favor de la demanda por USD 3,712,299.11, resulta en un costo base de generación ajustado de 168.03 USD/MWh para el trimestre de julio a septiembre de 2022, mayor al valor de 148.18 USD/MWh que fue aplicado para el trimestre anterior, o sea un aumento del 13.39%.
- El tipo de cambio para determinar las tarifas finales ajustadas fue de 24.57 lempiras por dólar, el cual 0.25 % mayor con respecto al tipo de cambio de 24.51 lempiras por dólar que sirvió de referencia para establecer las tarifas del trimestre anterior.

- Como resultado de las variaciones de los factores que intervienen en la formación del cálculo tarifario, como ser los costos previstos de generación, la diferencia entre los costos de generación reales y previstos y el tipo de cambio da como resultado un aumento global del precio de la tarifa, la cual pasa de 5.32 HNL/kWh para el trimestre anterior a un valor de 5.91 HNL/kWh estimado para este nuevo ajuste, lo que en términos porcentuales significa un aumento del 11.02%.
- La ENEE presentó ante la CREE el oficio número GGENEE-473-06-2022 mediante el cual informó que ha previsto diferir el ajuste tarifario de manera completa con el fin de mantener las tarifas congeladas, sin embargo, la ENEE en su propuesta no consideró el monto de dinero resultante por el tipo de cambio que se utilizará para el ajuste que se aplicará a partir de julio de 2022, en consecuencia, la CREE determinó que el monto que debe aprobarse a diferir aumenta en USD 1,641,285.49, para un total de USD 98,884,439.06.

5.2. Recomendaciones

Con base en lo anterior, esta unidad recomienda al Directorio de Comisionados aprobar:

1. Una tasa de interés trimestral igual a 1.8283 %, conforme con la propuesta presentada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, la cual solo podrá ser utilizada a partir del segundo periodo de recuperación de los saldos diferidos
2. Que la estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir del mes de julio de 2022 sea la misma estructura contenida en el Acuerdo CREE-23-2022 de fecha 31 de marzo de 2022, la cual es la siguiente:

Tabla 10: Estructura tarifaria ENEE de julio a septiembre 2022

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	56.66		4.4147
Consumo mayor de 50 kWh/mes	56.66		
Primeros 50 kWh/mes			4.4147
Siguientes kWh/mes			5.7447
Servicio General en Baja Tensión	56.66		5.7498
Servicio en Media Tensión	2,451.18	308.6947	3.7899
Servicio en Alta Tensión	6,127.95	266.4908	3.5776

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
Alumbrado Público	63.09	4.5258

Anexos:

A. Datos usados en el modelo CALCUTA

- Tipo de cambio

Variables de Entrada												
Generales												
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	Tasa de Descuento	Mes / Año:
8,760	10.5%	abr-21
Total Días Laborables al año	Tipo de Cambio	
251	24.5728	
Total Sábados al año		
52		
Total Domingos y Feriados al año		
62		
Año de Inicio de Anualidades de Transmisión y Distribución		
2016		

- Costos de generación

Variables de Entrada					
Costos Marginales y Generación					
Costo Marginal de la Potencia \$/kW-año		Valores a Modificar por el Usuario			
Tipo Costo Marginal de Potencia \$/kW-año:	Costo de Turbina de Gas (Datos EIA)				
Supuestos	Par cada kW de Demanda Máxima se necesita instalar 1.1kW de Capacidad Nueva. La derivación de condiciones normales de elevación y temperatura resulta en reducción de 5% de capacidad de placa. La turbina de gas tendrá una tasa de paros forzados del 2%.				
Costo de Inversión de Turbina de Gas \$/kW instala	676				
Costo O&M \$/kw año	7.04				
Años Vida útil de Turbina	20				
Factor con reducción de capacidad	95%				
Paros Forzados	2%				
Capacidad a instalar por kW de demanda máxima	1.1				
Cálculos:					
FRC Turbina de Gas	0.12				
Anualidad	82.123447				
O&M \$/kw año	7.040000				
Costo de Operación	89.163447				
		Factor	1.1		
Costo de Capacidad de Generación \$/h	115.89	115.89155	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	177.45	133.47	172.17	141.24	
Intermedio	145.02	154.12	140.54	128.82	
Valle	109.67	114.51	108.75	104.36	

B. Datos de salida en el modelo CALCUTA

- Estructura tarifaria

	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	56.7336	202.1035	5.8143	4.6243	3.2656	5.9173	8.1801	56.7336	167.7459	4.8253	3.8382	2.7104	4.9114
> 50 kWh/mes	56.7336	202.1035	5.8143	4.6243	3.2656	5.9173	6.2361	56.7336	218.2790	6.2737	4.9344	3.5270	6.3909
Servicio General en BT	56.7336	246.4531	5.9612	4.7411	3.3481	6.3844	6.4331	56.7336	246.4531	5.9612	4.7411	3.3481	6.3844
Alumbrado Público	63.2422	327.5375	5.6091	4.4611	3.1503	5.0584	6.2147	63.2422	327.5375	5.6091	4.4611	3.1503	5.0584
Servicio Industrial en MT	2,457.2800	309.4629	5.2834	4.2395	3.0228	4.3365	5.1404	2,457.2800	309.4629	5.2834	s	3.0228	#¡VALOR!
Servicio Industrial en AT	6,143.2000	267.1540	5.0403	4.0102	2.9065	4.1050	4.6845	6,143.2000	267.1540	5.0403	4.0102	2.9065	4.1050
Precio Monómico de Medios y Alta Tensión sólo corresponde a Energía.							Promedio Global 5.909545383						
							4.016384140						

SERVICIO	PLIEGO TARIFARIO								
	Tarifa Simple			Tarifa Horaria					
	Cargo Fijo L/abonado-m	Precio de la Energía L/kw-mes	Precio de la Energía L/kwh	Cargo Fijo L/abonado-m	Precio de la Potencia L/kv-mes	Precio de la Energía			
					Punta L/kwh	Intermedio L/kwh	Valle L/kwh		
Servicio Residencial	56.73	4.9114							
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	56.73								
Consumo mayor de 50 kWh/mes		4.9114							
Primeros 50 kWh/mes		6.3909	56.7336	218.2790	6.2737	4.9344	3.5270		
Siguientes kWh/mes									
Servicio General en Baja Tensión	56.73	6.3844	56.7336	246.4531	5.9612	4.7411	3.3481		
Alumbrado Público*	63.24	5.0584							
Servicio en Media Tensión	2,457.28	309.4629	#¡VALOR!	2,457.2800	309.4629	5.2834	s	3.0228	
Servicio en Alta Tensión	6,143.20	267.1540	4.1050	6,143.2000	267.1540	5.0403	4.0102	2.9065	

Tarifa Nueva	5.9095454
Tarifa Actual	5.3226992
Diferencia	11.025%

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