



Comisión Reguladora
de Energía Eléctrica
CREE

Informe de Ajuste Tarifario Cuarto Trimestre 2022

**Ajuste al Costo Base de Generación
Octubre-diciembre 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., septiembre 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
2.2.2	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.....	12
2.4.	Otros ajustes producto del proceso de fiscalización.....	13
2.5.	Costo Base de Generación previsto para el 4to trimestre de 2022.....	13
2.6.	Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 4to trimestre de 2022.....	14
3.	Tipo de cambio del dólar de los EE. UU.....	15
4.	Tarifa aplicar a los usuarios finales el 4to trimestre de 2022.....	15
4.1.	Solicitud de ENEE para diferir el ajuste tarifario.....	16
4.1.1.	Componentes de costos de la tarifa promedio.....	17
4.1.2.	Estructura tarifaria.....	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 junio – agosto 2022.....	7
Tabla 2:	Costos reales de generación junio -agosto 2022 (Datos: CND).....	9
Tabla 3:	Costos de generación de las centrales de la ENEE junio -agosto 2022 (Datos: CND).....	11
Tabla 4:	Centrales que inyectaron al SIN sin contar con instrucciones de despacho (Datos: CND).....	12
Tabla 5:	Costos de energía y potencia previstos y reales junio-agosto 2022 (Datos: CND).....	13
Tabla 6:	Costos de generación previstos para el cuarto trimestre 2022 (Datos: CND).....	14
Tabla 7:	Costo medio total de generación cuarto trimestre 2022 (Datos: CND).....	14
Tabla 8:	Estructura tarifaria para usuarios de la ENEE vigente a partir de octubre 2022.....	18
Tabla 9:	Comparación entre ajustes de tarifas promedio.....	19
Tabla 10:	Estructura tarifaria ENEE de octubre a diciembre 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.....	6
Fig. 3:	Energía generada por tipo de tecnología en el SIN en junio - agosto 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 4to ajuste tarifario 2022 (Datos: BCH).....	15
Fig. 6:	Contribución de variables en el cálculo de la tarifa promedio.....	17
Fig. 7:	Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE).....	18

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
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 Centro Nacional de Despacho (CND), en su condición de operador del sistema, y refleja los costos de compras de potencia y energía para suministro de los usuarios regulados. Estos costos se ven afectados de manera directa por las siguientes variables:
 - las características de la demanda (energía y potencia);
 - la composición de la matriz de generación de energía eléctrica;
 - el estado de los embalses y las previsiones hidrológicas;
 - los precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica;
 - el monto de déficit, si hubiera.
- **Costos del sistema de transmisión:** estos comprenden los costos de los activos usados para la actividad de transmisión, los costos de operación y mantenimiento, y 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 octubre 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 junio, julio y agosto 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 octubre 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 cuarto 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 Centro Nacional de Despacho como operador del sistema para calcular el costo de generación que cobrará la ENEE para cada trimestre del próximo año (Costo Base de Generación o costo de generación previsto) y la metodología que debe utilizar la CREE para realizar los ajustes trimestrales al Costo Base de Generación.

De acuerdo con el Reglamento el Costo Base de Generación para el año t (CBG previsto) se determina con base en los resultados de la Planificación Operativa de Largo Plazo (POLP) disponible en el mes de noviembre del año t-1. La POLP considera para su preparación: proyecciones de demanda de energía eléctrica, proyecciones de precios de combustible y de disponibilidad de recursos utilizados para la generación de energía eléctrica, impacto de entradas y salidas de operación de centrales generadoras, entrada en operación de obras de transmisión contempladas en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión, restricciones en transmisión y generación, entre otras. Dado que algunas de las consideraciones utilizadas en la POLP pueden variar en el tiempo, el Reglamento establece que, con el fin de reflejar los costos de generación reales, se deben realizar ajustes de manera trimestral al CBG previsto en función de las liquidaciones mensuales que reporte el CND de los costos de generación reales en los que incurrió la ENEE y de la diferencia que exista entre estas liquidaciones con los costos de generación previstos para los meses que correspondan.

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

El CBG previsto para el año 2022 fue determinado con base en el informe de la POLP 2022-2024¹ que presentó el operador del sistema 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. 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.

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

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 son mayores con respecto a los proyectados en la POLP. Esta situación impactará de manera directa en la diferencia entre el costo de generación real y el previsto, debido a que la generación a base de combustibles fósiles representa aproximadamente un 45% 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. 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.

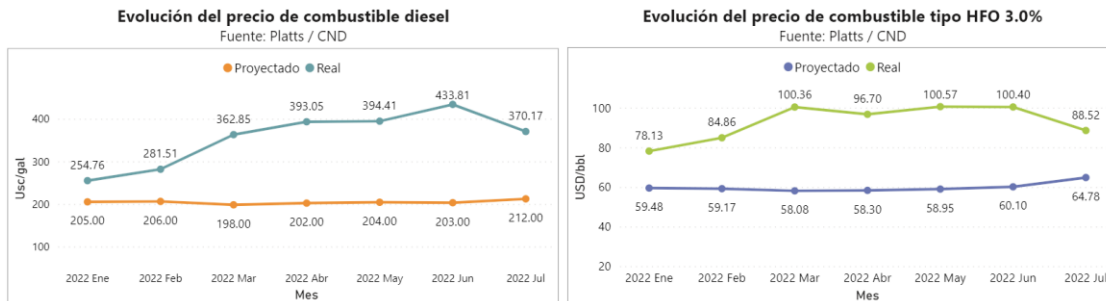


Fig. 1: Comparativo entre precios de combustible reales y previstos para los meses de enero a octubre de 2021

2.1.2 Demanda de energía eléctrica

En la figura siguiente se muestra a partir de enero 2022 los consumos de energía prevista y los reales. 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 agosto 2022 resulte en 342.83 GWh, lo que significa una disminución de 4.9 % con respecto al consumo previsto. Dado que en la sección siguiente se va a evaluar las liquidaciones de los meses junio, julio y agosto de 2022, es importante indicar que la demanda total real para esos meses fue menor un 6.22% con respecto a la demanda prevista.

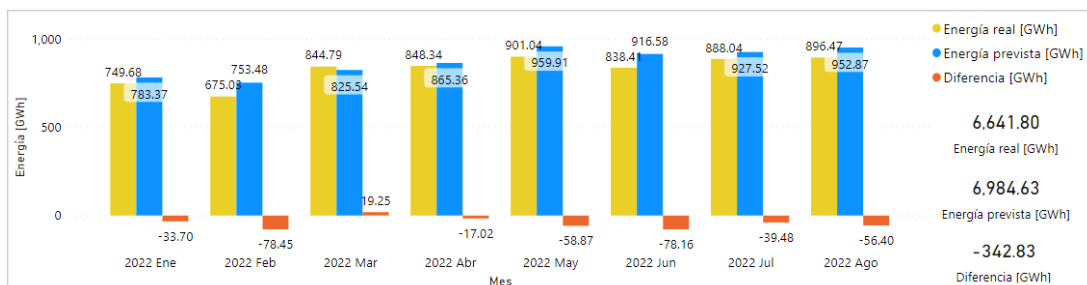


Fig. 2: Comparativo entre demanda de energía eléctrica prevista y real

2.1.3 Composición de la matriz de generación de energía eléctrica

En relación con la composición de la matriz de generación de energía eléctrica para los meses de junio, julio y agosto 2022, en la figura 3 se observa que la participación de la generación renovable (hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica, biomasa y geotérmica) real para esos meses es mayor en un 10.8 % respecto con la prevista y para el caso de la participación no renovable, la generación real resultó 13.8 % menor con respecto a la prevista.

En la tabla 1 se detallan la generación real y prevista por tipo de tecnología y las diferencias de estas, tanto de manera absoluta como porcentual. En dicha tabla se observa que la generación de energía prevista en todas las tecnologías, incluyendo las importaciones del Mercado Eléctrico Regional (MER), presenta variaciones con respecto a la real, esta disparidad impactará en las diferencias entre el costo real y previsto para este ajuste y si continua así, también afectara en los ajustes futuros, esto debido a que cada central, dependiendo de su tecnología, presenta diferentes costos de generación.

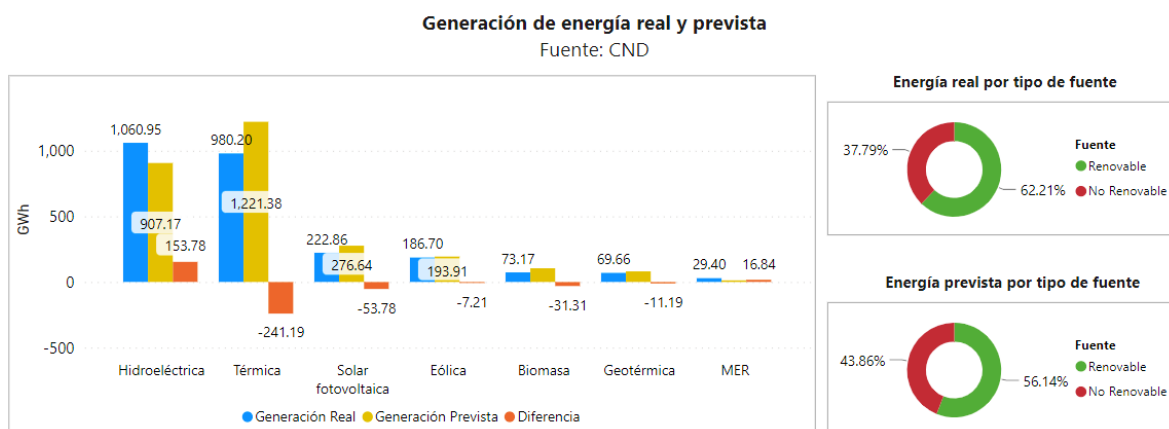


Fig. 3: Energía generada por tipo de tecnología en el SIN en junio - agosto de 2022

Tabla 1: Composición de la matriz de generación de energía eléctrica junio – agosto 2022 (Datos: CND)

Tipo de Tecnología	Generación Real	Generación Prevista	Diferencia	Diferencia
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]
Térmica	980.20	1,221.38	-241.19	-19.75%
Hidroeléctrica	1,060.95	907.17	153.78	16.95%
Biomasa	73.17	104.48	-31.31	-29.97%
Eólica	186.70	193.91	-7.21	-3.72%
Solar Fotovoltaica	222.86	276.64	-53.78	-19.44%
Geotérmica	69.66	80.84	-11.19	-13.84%
MER	29.40	12.55	16.84	134.18%
Total	2,622.92	2,796.97	-174.05	-6.22%

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 2022 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 49.49% con respecto a lo proyectado por el CND para el año 2022.

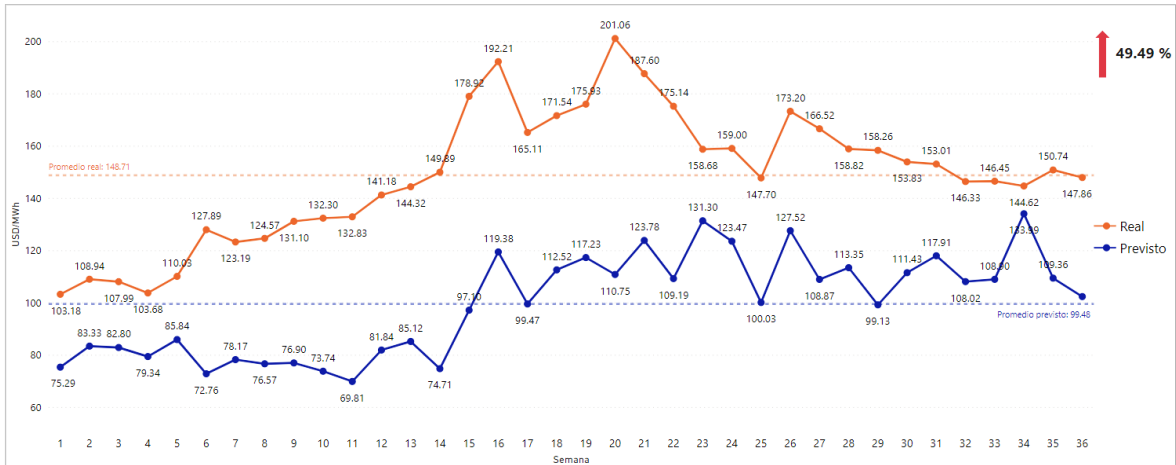


Fig. 4: Comparativo de costos marginales promedios semanales proyectados y reales año 2022 (Datos: CND)

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 (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 del mes y su diferencia con el costo base previsto para ese mes, y la diferencia acumulada 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 entre 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 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 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 octubre de 2022, el operador del sistema determinó los costos de generación reales para los meses de junio a agosto 2022.

Para el ajuste correspondiente al cuarto 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 junio a agosto de 2022². La Tabla 2 muestra de manera detallada dichos costos y se observa que el costo medio de generación real fue de 162.67 USD/MWh en junio, 162.19 USD/MWh en julio y 151.25 USD/MWh en agosto.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto fue de 132.29 USD/MWh para el mes de junio y 133.14 USD/MWh para los meses de julio y agosto de 2022 (estos costos 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 de junio, julio y agosto y en el acumulado de esos meses.

Tabla 2: Costos reales de generación junio -agosto 2022 (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	297.38	6,944,117.02	47,112,288.48	54,056,405.50	181.77
	Hidroeléctrica	88.86	1,352,417.78	10,361,090.72	11,713,508.51	131.82

² Expedientes LT-07-2022, LT-08-2022 y LT-09-2022

Mercado	Tecnología	Energía	Costo de potencia	Costo de energía	Costo total de generación	Costo medio de generación
		[GWh]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD/MWh]
	Biomasa	36.33	198,320.16	5,329,581.14	5,527,901.30	152.15
	Eólica	44.98	768,050.71	6,256,581.05	7,024,631.76	156.19
	Solar Fotovoltaica	66.42	822,907.59	8,884,901.70	9,707,809.28	146.15
	Geotérmica	23.09	264,361.84	2,555,071.71	2,819,433.55	122.09
	MER	9.10	108,522.28	986,468.36	1,094,990.64	120.32
	Total transacciones de contratos	566.17	10,458,697.39	81,485,983.16	91,944,680.54	162.40
Oportunidad	Térmica	20.37	1885464.97	3478043.00	5363507.97	263.27
	Hidroeléctrica	226.15	3,939,586.00	34,185,925.26	38,125,511.26	168.58
	Biomasa	0.06	0.00	9,129.41	9,129.41	0.00
	MER	9.56	0.00	941,754.86	941,754.86	98.48
	Geotérmica	0.00	0.00	46.56	46.56	151.36
	Total transacciones de oportunidad	256.14	5,825,050.97	38,614,899.09	44,439,950.06	173.50
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.18	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	15.71	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	0.22	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	16.11	0.00	0.00	0.00	0.00
Total junio 2022		838.41	16,283,748.36	120,100,882.25	136,384,630.60	162.67
Contratos	Térmica	299.36	6,945,005.10	48,226,183.17	55,171,188.27	184.30
	Hidroeléctrica	84.20	1,290,566.05	9,744,208.95	11,034,775.00	131.05
	Biomasa	24.97	183,623.32	3,668,369.79	3,851,993.11	154.27
	Eólica	87.84	1,022,339.50	12,219,707.97	13,242,047.47	150.75
	Solar Fotovoltaica	79.89	957,773.11	10,726,944.29	11,684,717.40	146.27
	Geotérmica	23.55	262,934.70	2,619,667.00	2,882,601.70	122.38
	MER	14.00	162,634.51	1,525,745.14	1,688,379.65	120.58
	Total transacciones de contratos	613.82	10,824,876.29	88,730,826.31	99,555,702.60	162.19
Oportunidad	Térmica	24.21	1878094.92	4155218.91	6033313.83	249.21
	Hidroeléctrica	228.40	3,939,586.00	33,576,181.53	37,515,767.53	164.26
	Biomasa	-0.02	0.00	-2,408.80	-2,408.80	0.00
	MER	9.35	0.00	926,587.50	926,587.50	99.07
	Geotérmica	0.00	0.00	22.87	22.87	169.53
	Total transacciones de oportunidad	261.94	5,817,680.92	38,655,602.01	44,473,282.93	169.78
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.18	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	12.10	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	12.28	0.00	0.00	0.00	0.00
Total julio 2022		888.04	16,642,557.21	127,386,428.32	144,028,985.53	162.19
Contratos	Térmica	314.83	6,961,793.08	44,735,959.74	51,697,752.82	164.21
	Hidroeléctrica	86.79	1,298,875.55	9,995,208.81	11,294,084.37	130.14

Mercado	Tecnología	Energía	Costo de potencia	Costo de energía	Costo total de generación	Costo medio de generación
		[GWh]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD/MWh]
	Biomasa	11.49	153,412.85	1,699,821.57	1,853,234.43	161.34
	Eólica	53.88	829,992.82	7,520,880.28	8,350,873.10	154.98
	Solar Fotovoltaica	76.55	917,733.55	10,332,970.92	11,250,704.47	146.98
	Geotérmica	23.01	261,926.24	2,558,684.54	2,820,610.78	122.59
	MER	14.30	166,081.77	1,558,102.00	1,724,183.77	120.57
	Total transacciones de contratos	580.84	10,589,815.87	78,401,627.86	88,991,443.74	153.21
	Oportunidad	Térmica	23.23	1683474.35	4080720.22	5764194.57
Hidroeléctrica		256.55	3,939,586.00	35,855,867.42	39,795,453.42	155.12
Biomasa		0.13	0.00	19,968.39	19,968.39	0.00
MER		10.48	0.00	1,021,374.52	1,021,374.52	97.45
Geotérmica		0.00	0.00	52.18	52.18	144.97
Total transacciones de oportunidad		290.39	5,623,060.35	40,977,982.73	46,601,043.08	160.48
Centrales que inyectaron al SIN sin orden de despacho*	Térmica	0.45	0.00	0.00	0.00	0.00
	Hidroeléctrica	24.79	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomasa	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total transacciones a costo cero	25.24	0.00	0.00	0.00	0.00
Total agosto 2022		896.47	16,212,876.22	119,379,610.59	135,592,486.82	151.25
Total junio-agosto 2022		2,622.92	49,139,181.80	366,866,921.16	416,006,102.95	158.60

* 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 junio y agosto 2022. En esta tabla se observa que a la ENEE se le reconoce un monto de USD 106,590,218.82 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 junio -agosto 2022 (Datos: CND)

Planta	Energía	Costo de potencia	Costo de energía	Costo de generación	Costo medio de generación
	[GWh]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD/MWh]
EL CAJÓN	344.95	7,406,808.00	53,209,182.31	60,615,990.31	175.72
RIO LINDO	114.61	2,065,056.00	18,269,363.12	20,334,419.12	177.42
PATUCA III	150.1	748,056.00	16,078,866.63	16,826,922.63	112.11
CAÑAVERAL	37.28	750,690.00	5,963,978.84	6,714,668.84	180.12
NISPERO	11.97	129,066.00	1,828,152.38	1,957,218.38	163.54
LA PUERTA	0.01	63,216.00	1,533.04	64,749.04	6,407.98
CEIBA TÉRMICA	0.01	55,606.67	2,205.83	57,812.50	4,316.27
SANTA FÉ	0	18,438.00	0	18,438.00	0.00
Total	658.93	11,236,936.67	95,353,282.15	106,590,218.82	161.76

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

La CREE mediante su Unidad de Fiscalización solicitó aclaraciones al CND sobre las centrales que inyectan energía al Sistema Interconectado Nacional sin contar con una instrucción de despacho por parte del CND, en función de estas aclaraciones dicha unidad 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. 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 junio, julio y agosto 2022. En la tabla siguiente se muestra de manera detallada este periodo de revisión de costos generación la energía que inyectó cada central sin recibir instrucciones de despacho.

Tabla 4: Centrales que inyectaron al SIN sin contar con instrucciones de despacho (Datos: CND)

Central	Energía total junio- agosto 2022
	[GWh]
ARENALES	32.71
CAHSA	0.12
CUYAMEL	6.13
EL CISNE	0.04
EL COYOLAR	0.00
IHSA	0.10
LAS NIEVES	0.00
NACAOME	13.72
PARK ENERGY	0.75
PECSA	0.06
YODECO	0.00
Total	53.62

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 junio a agosto 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 67,502,008.02 el cual debe ser recuperado sumándolo al Costo Base de Generación previsto para el cuarto trimestre del año 2022. Este monto, que es 38.94 % menor que el ajuste anterior, se incluye en el costo de generación que se deberá aplicar en la estructura tarifaria del cuarto trimestre de 2022.

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

Tabla 5: Costos de energía y potencia previstos y reales junio-agosto 2022 (Datos: CND)

Mes	Costo real [USD]		Costo previsto [USD]		Diferencia [USD]		Total [USD]
	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	
Junio	120,100,882	16,283,748	95,102,251	15,814,131	24,998,631	469,617	25,468,248.67
Julio	127,386,428	16,642,557	101,470,913	16,761,713	25,915,516	-119,156	25,796,359.84
Agosto	119,379,611	16,212,876	102,434,244	16,920,843	16,945,367	-707,967	16,237,399.52
Total	366,866,921.1550	49,139,182	299,007,408	49,496,687	67,859,513.53	-357,505.50	67,502,008.02

2.4. Otros ajustes producto del proceso de fiscalización

El Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales en su artículo 18 establece que si posteriormente a la fijación del ajuste trimestral p-1 se determina que se incluyeron cargos a favor o en contra de la ENEE que debieron ser aplicados en el ajuste p-1, dichos cargos deberán ser incluidos como otros ajustes en el período de ajuste p. Estos otros ajustes deberán ser solicitados por el operador del sistema y aprobados por la CREE.

En este sentido, la Unidad de Fiscalización de la CREE recomendó a la Comisión mediante el dictamen UF-015-2022 de fecha 26 de septiembre de 2022, que se debe incorporar como otros ajustes el monto de USD 401,662.27 a favor de la demanda, esto debido a que producto de un proceso de fiscalización se identificó inconsistencias en las liquidaciones de los costos variables asociados al contrato No. 012-2018 suscrito entre la ENEE y la sociedad mercantil Comercial Laeisz, S. A. de C. V. durante el periodo comprendido entre diciembre de 2021 y febrero de 2022.

2.5. Costo Base de Generación previsto para el 4to 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 cuarto trimestre de 2022 es de 132.88 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: 2,501.62 GWh, la cual será distribuida por tipo de tecnología de la siguiente manera: térmica con 926.52 GWh (37.04 %), hidroeléctrica con 903.06 GWh (36.10 %), solar fotovoltaica 266.61 GWh (10.66 %), eólica 204.28 GWh (8.17 %), biomasa 94.16 GWh (3.76 %) y geotérmica 80.84 GWh (3.23%). Es importante indicar que para este trimestre se tiene previsto comprar en el MER 26.14 GWh mediante transacciones de oportunidad, que representará el 1.04 % del total de generación prevista en el cuarto trimestre.
- Precio promedio de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica: 63.68 USD/bbl para el HFO 3.0 % y 212.00 US\$/gal para el diésel.
- Costo marginal promedio: 95.21 USD/MWh.

Tabla 6: Costos de generación previstos para el cuarto trimestre 2022 (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	752,242.93	21,589,640.58	78,415,552.32	100,005,192.90	132.94
	Hidroeléctrica	304,785.18	4,381,089.35	36,891,554.12	41,272,643.46	135.42
	Biomasa	93,045.38	692,452.36	13,646,172.60	14,338,624.95	154.10
	Eólica	204,284.27	2,422,032.13	27,996,971.48	30,419,003.61	148.91
	Solar Fotovoltaica	266,611.14	3,232,564.56	36,061,526.72	39,294,091.28	147.38
	Geotérmica	80,843.71	924,483.66	8,798,510.48	9,722,994.14	120.27
	Total transacciones de contratos	1,701,812.62	33,242,262.63	201,810,287.71	235,052,550.34	138.12
Oportunidad	Térmica	174,278.80	6,500,336.28	18,859,288.02	25,359,624.30	145.51
	Hidroeléctrica	598,275.45	14,123,596.41	56,006,304.59	70,129,901.00	117.22
	Biomasa	1,114.99	0.00	113,320.98	113,320.98	101.63
	MER	26,137.14	0.00	1,761,495.11	1,761,495.11	67.39
	Total transacciones de oportunidad	799,806.38	20,623,932.69	76,740,408.71	97,364,341.40	121.73
Previsto Octubre-Diciembre	2,501,619.00	53,866,195.33	278,550,696.41	332,416,891.74	132.88	

2.6. Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 4to 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 cuarto trimestre es 159.70 USD/MWh. Este valor es 4.96% menor que el costo de generación que se debió considerar para el ajuste del tercer trimestre de 2022. La principal razón para que este valor sea menor 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. Es importante indicar que si se compara el costo medio de generación del cuarto trimestre con el costo medio de generación que fue aplicado para el trimestre anterior, es decir, con 148.18 USD/MWh, resulta que el costo del cuarto trimestre es mayor un 7.77%.

Tabla 7: Costo medio total de generación cuarto trimestre 2022 (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	752,242.93	21,589,640.58	78,415,552.32	100,005,192.90	132.94
	Hidroeléctrica	304,785.18	4,381,089.35	36,891,554.12	41,272,643.46	135.42
	Biomasa	93,045.38	692,452.36	13,646,172.60	14,338,624.95	154.10
	Eólica	204,284.27	2,422,032.13	27,996,971.48	30,419,003.61	148.91

Tipo de Mercado	Tecnología	Energía [MWh]	Costo Base Potencia [USD]	Costo Base Energía [USD]	Costo Base Generación [USD]	Costo base de generación [USD/MWh]
	Solar Fotovoltaica	266,611.14	3,232,564.56	36,061,526.72	39,294,091.28	147.38
	Geotérmica	80,843.71	924,483.66	8,798,510.48	9,722,994.14	120.27
	Total transacciones de contratos	1,701,812.62	33,242,262.63	201,810,287.71	235,052,550.34	138.12
Oportunidad	Térmica	174,278.80	6,500,336.28	18,859,288.02	25,359,624.30	145.51
	Hidroeléctrica	598,275.45	14,123,596.41	56,006,304.59	70,129,901.00	117.22
	Biomasa	1,114.99	0.00	113,320.98	113,320.98	101.63
	MER	26,137.14	0.00	1,761,495.11	1,761,495.11	67.39
	Total transacciones de oportunidad	799,806.38	20,623,932.69	76,740,408.71	97,364,341.40	121.73
Previsto Octubre-Diciembre		2,501,619.00	53,866,195.33	278,550,696.41	332,416,891.74	132.88
Diferencial Jun- Ago 2022			-357,505.50	67,859,513.53	67,502,008.02	
Otros ajustes					-401,662.27	
Ajuste Octubre- Diciembre 2022		2,501,619.00	53,508,689.82	346,410,209.94	399,517,237.49	159.70

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 24.76 lempiras por dólar, vigente el día 27 de septiembre de 2022. Con respecto al tipo de cambio anterior aumentó un 1.00%. La Fig. 5 muestra la variabilidad del tipo de cambio de los últimos 12 meses.

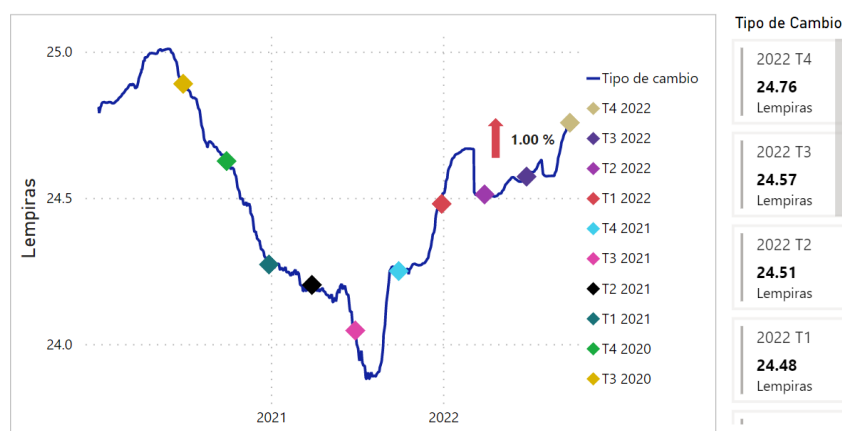


Fig. 5: Tipo de cambio a utilizar para el 4to ajuste tarifario 2022 (Datos: BCH)

4. Tarifa aplicar a los usuarios finales el 4to 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 los costos antes indicados ocasionó un aumento en la tarifa promedio de 7.29 % con respecto a la tarifa promedio del tercer trimestre de 2022, la cual pasa de 5.3227 HNL/kWh a 5.7108 HNL/kWh.

4.1. 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 ese sentido y con base en la tarifa promedio prevista para el cuarto ajuste tarifario, la CREE mediante el oficio CREE-187-2022 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 7.29% superior a la tarifa promedio vigente, por lo que la ENEE puede diferir parte del ajuste hasta por un monto de USD 61,100,345.575 (este contempla el monto de “otros ajustes”) y presentar la información de acuerdo con lo establecido en el artículo 51. Asimismo, la CREE solicitó a la ENEE que confirmara si iba a trasladar a tarifa en el presente período trimestral el monto total de USD 98,884,439.06 (que incluye USD 97,243,153.56 en concepto de costos de energía y potencia y USD 1,641,285.49 en concepto de tipo de cambio proyectado), de conformidad con lo comunicado mediante oficio GGGENEE-473-06-2022 de fecha 29 de junio de 2022 y el registro de cuentas de saldos diferidos que ordenó la CREE mediante resolutive SEGUNDO del Acuerdo CREE-38-2022 de fecha 30 de junio de 2022.

En seguimiento a lo anterior, la ENEE en fecha 29 de septiembre 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 octubre- diciembre 2022. En esta solicitud se detalla que:

1. El monto por diferir será de USD 67,100,345.75.
2. El monto se diferirá en los próximos 2 periodos trimestrales del 2023.

⁴ Oficio GG-901-2022

3. El tipo de cambio es 24.757 HNL/USD
4. El interés trimestral por utilizar será 1.875%.
5. El monto total acumulado es de USD 67,100,345.75, ya que no se aplicará en este periodo trimestral.

Adicionalmente, en esa misma solicitud la ENEE comunicó a la CREE que el monto de USD 98,884,439.06 sería recuperado en el presente ajuste tarifario.

Por otro lado, la ENEE mediante oficio número GG-858-09-2022 de fecha 30 de septiembre de 2022, solicitó que el impacto asociado al tipo de cambio contemplado en el Acuerdo CREE-38-2022 fuera incluido en el ajuste del primer trimestre del año 2023, sin hacer detalle del tipo de cambio real utilizado en los meses de julio a septiembre de 2022. En consecuencia, para los efectos del traslado del monto a recuperar, este será por USD 97,243,153.56 quedando pendiente el monto proyectado de tipo de cambio hasta recibir confirmación por parte de la ENEE.

A continuación, se presenta los resultados en la tarifa promedio y en la estructura tarifaria luego de incluir los USD 97,243,153.56.

La incorporación del monto antes indicado en los costos de generación conlleva a un ajuste del costo base de generación de 171.75 USD/MWh y a un aumento en la tarifa promedio de 13.88 % con respecto a la tarifa promedio del tercer trimestre de 2022, la cual pasa de 5.3227 HNL/kWh a 6.0617 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 0.6798 HNL/kWh y luego le sigue el tipo de cambio con un incremento de 0.0592 HNL/kWh.

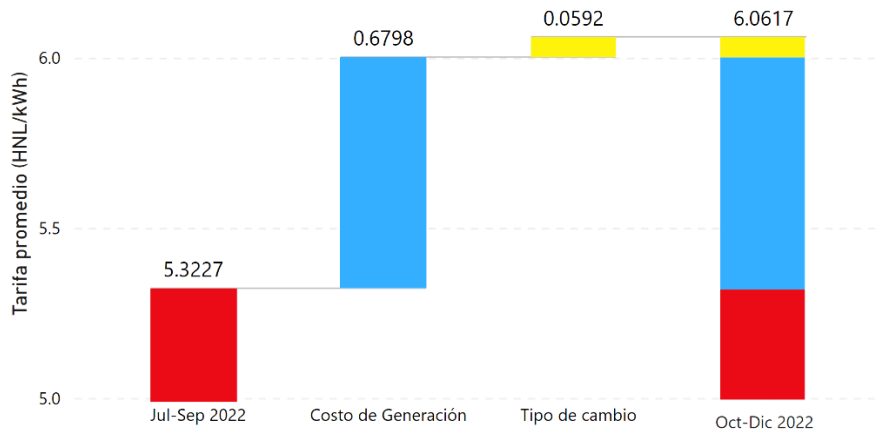


Fig. 6: Contribución de variables en el cálculo de la tarifa promedio

4.1.1. 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 0.45 % de la tarifa promedio.

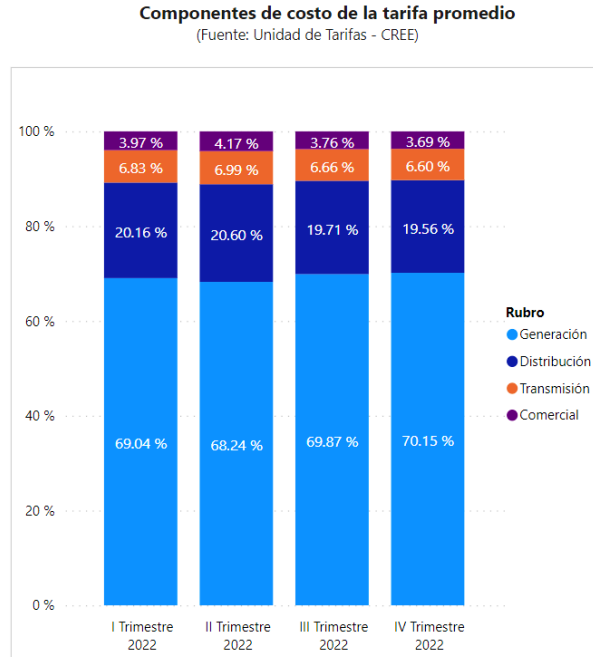


Fig. 7: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE)

4.1.2. 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 octubre 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 octubre 2022

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[HNL/Abonado -mes]		[HNL/kWh]		[HNL/kW-mes]	
	Jul-Sep 2022	Oct-Dic 2022	Jul-Sep 2022	Oct-Dic 2022	Jul-Sep 2022	Oct-Dic 2022
Residencial						
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	56.66	56.96	4.4147	5.0400		
Consumo mayor de 50 kWh/mes						
Primeros 50 kWh/mes	56.66	56.96	4.4147	5.0400		
Siguientes kWh/mes			5.7447	6.5583		

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[HNL/Abonado -mes]		[HNL/kWh]		[HNL/kW-mes]	
	Jul-Sep	Oct-Dic	Jul-Sep	Oct-Dic	Jul-Sep	Oct-Dic
	2022	2022	2022	2022	2022	2022
Baja Tensión	56.66	56.96	5.7498	6.5495		
Alumbrado Público	63.09	63.72	4.5258	5.1949		
Media Tensión	2,451.18	2,475.88	3.7899	4.4705	308.6947	311.7802
Alta Tensión	6,127.95	6,189.20	3.5776	4.2338	266.4908	269.1544

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 15.93%.

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

Servicio:	Tarifa Promedio* [HNL/kWh]		Aumento	
	Jul-Sep 2022	Oct-Dic 2022	[HNL/kWh]	[%]
Residencial	5.74	6.50	0.76	13.16%
Baja Tensión	5.80	6.60	0.80	13.79%
Media Tensión	4.59	5.28	0.69	15.00%
Alta Tensión	4.16	4.82	0.66	15.93%

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

5. Conclusiones y recomendaciones

Una vez analizados 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 para este cuarto trimestre de 2022 requiere recuperar en concepto de ajuste retroactivo USD 67,100,345.75, monto que llevaría a que el ajuste al costo base de generación equivalga a 159.70 USD/MWh para ese trimestre, mayor al valor de 148.18 USD/MWh que fue aplicado para el trimestre anterior; no obstante por la solicitud de ENEE de diferir dicho monto para los siguientes dos periodos trimestrales, el costo base de generación no sufre el cambio antes indicado.
- Como consecuencia de la solicitudes de la ENEE presentadas por medio de los oficios número GG-901-2022 y GG-858-09-2022, donde se comunicó a la CREE que el monto de USD 97,243,153.56 sería recuperado en el presente ajuste tarifario; se determina que

el valor que pagarán los usuarios para recuperar en el cuarto trimestre el monto diferido, conlleva a un ajuste del costo base de generación de 171.75 USD/MWh.

- El tipo de cambio para determinar las tarifas finales ajustadas fue de 24.76 lempiras por dólar, el cual 1.00 % 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, el monto a diferir establecido en el Acuerdo CREE-38-2022, sin contar con el tipo de cambio de USD 1,641,285.49 y la variación del 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 6.06 HNL/kWh estimado para este nuevo ajuste, lo que en términos porcentuales significa un aumento del 13.88 %.

5.2. Recomendaciones

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

1. Una tasa de interés trimestral igual a 1.875 %, 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 octubre de 2022 sea la siguiente:

Tabla 10: Estructura tarifaria ENEE de octubre a diciembre 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	56.96		5.0400
Consumo mayor de 50 kWh/mes	56.96		
Primeros 50 kWh/mes			5.0400
Siguientes kWh/mes			6.5583
Servicio General en Baja Tensión	56.96		6.5495
Servicio en Media Tensión	2,475.68	311.7802	4.4705
Servicio en Alta Tensión	6,189.20	269.1544	4.2338

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
Alumbrado Público	63.72	5.1949

Anexos:

Caso inicial: Contempla incluir dentro de los costos de generación únicamente los USD 67,100,345.75

A. Datos usados en el modelo CALCUTA

- Tipo de cambio

Variables de Entrada Generales

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

Días y Horas	
Número de Horas al año	8,760
Total Días Laborables al año	251
Total Sábados al año	52
Total Domingos y Feriados al año	62
Año de Inicio de Anualidades de Transmisión v Distribución	2016

Financieras y Cambiarias	
Tasa de Descuento	10.5%
Tipo de Cambio	24.7568

Fecha de Ajuste	
Mes / Año:	sep-22

- Costos de generación

Variables de Entrada Costos Marginales y Generación

Costo Marginal de la Potencia \$/kW-año		Valores a Modificar por el Usuario
Tipo Costo Marginal de Potencia \$/kW-año:	Costo de Turbina de Gas (Datos EIA)	
Supuestos	Por cada kW de Demanda Máxima es necesario instalar 1.1kW de Capacidad Nueva. La desviación de condiciones normales de elevación y temperatura resulta en reducción de 5% de capacidad de placa. La turbina de gas tendrá una tasa de paros forzados del 2%.	
Costo de Inversión de Turbina de Gas \$/kW 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 máxim	1.1	
Cálculos:		
FRC Turbina de Gas	0.12	
Anualidad	82.129447	
O&M \$/kw año	7.040000	Factor
Costo de Operación	89.169447	1.1
$cp = 1.1 \frac{FRC \cdot I + COM}{0.95(1 - FGR)}$		
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				Ponderado con Energía
	230 kV	138 kV	69 kV	34.5 kV	
Punta	167.65	182.78	162.66	133.44	
Intermedio	137.01	145.60	132.77	121.70	
Valle	103.61	108.18	102.74	98.59	

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													
0 - 50 kWh/mes	56.9585	203.6168	5.5568	4.4182	3.1098	5.7144	7.9862	56.9585	169.0020	4.6121	3.6671	2.5811	4.7430
> 50 kWh/mes	56.9585	203.6168	5.5568	4.4182	3.1098	5.7144	6.0345	56.9585	219.9135	6.0015	4.7719	3.3587	6.1718
Servicio General en BT	56.9585	248.2985	5.6971	4.5298	3.1883	6.1701	6.2191	56.9585	248.2985	5.6971	4.5298	3.1883	6.1701
Alumbrado Público	63.7158	329.9901	5.3607	4.2623	3.0000	4.8761	6.0410	63.7158	329.9901	5.3607	4.2623	3.0000	4.8761
Servicio Industrial en MT	2,475.6800	311.7802	5.0500	4.0510	2.8787	4.1420	4.9519	2,475.6800	311.7802	5.0500	s	2.8787	# VALOR!
Servicio Industrial en AT	6,189.2000	269.1544	4.8112	3.8275	2.7679	3.9167	4.5005	6,189.2000	269.1544	4.8112	3.8275	2.7679	3.9167
Promedio Global							5.710769915						
							4.016984140						

*Precio Monómico de Media y Alta Tensión sólo corresponde a Energía.

SERVICIO	PLIEGO TARIFARIO								
	Tarifa Simple			Tarifa Horaria					
	Cargo Fijo	Precio de la Potencia	Precio de la Energía	Cargo Fijo	Precio de la Potencia	Precio de la Energía			
L/abonado-m	L/kW-mes	L/kWh	L/abonado-m	L/kW-mes	Punta L/kWh	Intermedio L/kWh	Valle L/kWh		
Servicio Residencial									
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	56.96		4.7430						
Consumo mayor de 50 kWh/mes	56.96								
Primeros 50 kWh/mes			4.7430						
Siguientes kWh/mes			6.1718	56.9585	219.9135	6.0015	4.7719	3.3587	
Servicio General en Baja Tensión	56.96		6.1701	56.9585	248.2985	5.6971	4.5298	3.1883	
Alumbrado Público*	63.72		4.8761						
Servicio en Media Tensión	2,475.68	311.7802	# VALOR!	2,475.6800	311.7802	5.0500	s	2.8787	
Servicio en Alta Tensión	6,189.20	269.1544	3.9167	6,189.2000	269.1544	4.8112	3.8275	2.7679	

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

Tarifa Nueva	5.7107699
Tarifa Actual	5.3227
Diferencia	7.291%

Caso final: Contempla la solicitud de la ENEE de incluir dentro de los costos de generación los USD 97,243,153.56 y diferir para los próximos dos trimestres los USD 67,100,345.75

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	10 18 23	5	1	5
Sábado	2	13 20	13 20	16	7 14	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	
Número de Horas al año	8,760
Total Días Laborables al año	251
Total Sábados al año	52
Total Domingos y Feriados al año	62
Año de Inicio de Anualidades de Transmisión y Distribución	2016

Financieras y Cambiarias	
Tasa de Descuento	10.5%
Tipo de Cambio	24.7568

Fecha de Ajuste	
Mes / Año:	sep-22

- Costos de generación

Variables de Entrada Costos Marginales y Generación

Costo Marginal de la Potencia \$/kW-año		Valores a Modificar por el Usuario	
Tipo Costo Marginal de Potencia \$/kW-año:	Costo de Turbina de Gas (Datos EIA)		
Supuestos	Por cada kW de Demanda Máxima es necesario instalar 1.1kW de Capacidad Nueva. La desviación de condiciones normales de elevación y temperatura resulta en reducción de 5% de capacidad de placa. La turbina de gas tendrá una tasa de paros forzados del 2%.		
Costo de Inversión de Turbina de Gas \$/kW 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 máxim	1.1		
Cálculos:			
FRC Turbina de Gas	0.12		
Anualidad	82.129447		
O&M \$/kw año	7.040000	Factor	1.1
Costo de Operación	89.169447		
$cp = 1.1 \frac{FRC \cdot I + COM}{0.95(1 - FFR)}$			
Costo de Capacidad de Generación \$/kW-año	115.89	115.8915481	VERDADERO

Precio del Búnker y Costos Marginales					
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	181.84	198.26	176.43	144.73	
Intermedio	148.61	157.93	144.01	132.00	
Valle	112.38	117.34	111.44	106.94	

