



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

Diciembre  
2021

# Informe de Ajuste Tarifario Primer Trimestre 2022

Ajuste al Costo Base de Generación

2021



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

# **Informe de Ajuste Tarifario Primer Trimestre 2022**

---

**Ajuste al Costo Base de Generación  
Enero-marzo 2022**

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

**Preparado por:**

Unidad de Tarifas

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Tegucigalpa, M.D.C., diciembre de 2021

## Índice de Contenido

Abreviaturas .....	4
1. Introducción.....	5
2. Costos de generación .....	6
2.1. Variables que inciden en los costos de generación .....	7
2.1.1 Precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica .....	7
2.1.2 Demanda de energía eléctrica .....	7
2.1.3 Composición de la matriz de generación de energía eléctrica.....	8
2.1.4 Costo marginal promedio semanal.....	9
2.2. Costos de generación reales .....	9
2.2.1 Liquidaciones.....	10
3. Cargo por la operación y regulación del Mercado Eléctrico Regional .....	14
4. Cargo por la operación del sistema.....	16
5. Tipo de cambio del dólar de los EE. UU. ....	16
6. Tarifa aplicar a los usuarios finales 1er ajuste 2022 .....	17
6.1. Componentes de costos de la tarifa promedio .....	18
6.2. Estructura tarifaria.....	18
7. Conclusiones y recomendaciones .....	20
Anexos:.....	22

## Índice de tablas y figuras

### Tablas

Tabla 1: Composición de la matriz de generación de energía eléctrica enero - noviembre de 2021 .....	8
Tabla 2: Costos reales de generación septiembre -noviembre de 2021 (Datos: ODS).....	11
Tabla 3: Costos de energía y potencia previstos y reales septiembre-noviembre 2021 (Datos: ODS).....	12
Tabla 4: Costos de generación previstos para el primer trimestre 2022 (Datos: ODS) .....	13
Tabla 5: Costo medio total de generación primer trimestre 2022 (Datos: ODS).....	13
Tabla 6: Cargo del MER (datos: EOR) .....	15
Tabla 7: Distribución de cargos ODS (Datos: ODS).....	16
Tabla 8: Estructura tarifaria para usuarios de la ENEE vigente a partir de enero 2022.....	18
Tabla 9: Comparación entre ajustes de tarifas promedio.....	19
Tabla 9: Estructura tarifaria ENEE de enero a marzo 2022.....	21

### Figuras

Fig. 1: Comparativo entre precios de combustible reales y previstos para los meses de enero a octubre de 2021 .....	7
Fig. 2: Comparativo entre demanda de energía eléctrica prevista y real .....	8
Fig. 3: Energía generada por tipo de tecnología en el SIN en enero - noviembre de 2021.....	8
Fig. 4: Comparativo de costos marginales promedios semanales proyectados y reales para el año 2021 ....	9
Fig. 5: Tipo de cambio a utilizar para el 1er ajuste tarifario 2022 (Datos: BCH).....	16
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

CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
MER	Mercado Eléctrico Regional
ODS	Operador del Sistema
POLP	Planificación Operativa de Largo Plazo

## 1. Introducción

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) aprobada mediante el Decreto 404-2013 publicado en el diario oficial La Gaceta en fecha 20 de mayo de 2014 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 la tarifa, tanto para transmisión como para distribución, vigilar su aplicación, aprobar, realizar ajustes 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 ajustes quinquenales debido a posibles cambios de costos en el sistema de distribución. El detalle de los costos antes indicados se muestra a continuación.

- Cambios en el Costos Base de Generación: son determinados por el Operador del Sistema (ODS), y están ligados a las proyecciones de costos de compras de potencia, desvíos de potencia firme y energía, y estos a su vez 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: los cuales 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: que comprenden 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.

De acuerdo con lo establecido en la LGIE, la CREE debe aprobar un nuevo ajuste trimestral en la estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los Usuarios finales a partir de enero de 2022, el cual se calcula con la metodología dispuesta en el Reglamento. El objetivo de este informe es mostrar las variables y cálculos que incidieron de manera directa en el cálculo de los costos de generación, así como las otras

variables que inciden en el cálculo tarifario, y finalmente proponer al directorio de comisionados el ajuste a la estructura tarifaria.

El informe está organizado en 7 secciones incluyendo esta introducción. En la sección 2 se presentan los costos de generación reales para los meses de septiembre octubre y noviembre de 2021, así como la diferencia entre estos costos y los previstos para esos meses, los costos previstos por el ODS para el primer trimestre del año 2022 y los que se incorporarán en el pliego tarifario que la ENEE deberá aplicar a sus usuarios a partir de enero del año 2022. En las secciones 3 y 4 se presentan los cargos de operación y regulación del Mercado Eléctrico Regional (MER) y los cargos de operación del sistema del Mercado Eléctrico Nacional (MEN), respetivamente. En la sección 5 se presenta el tipo de cambio del dólar de los EE. UU. a utilizar en este nuevo ajuste tarifario. En la sección 6 se detalla la tarifa resultante a aplicar a los usuarios finales para el ajuste del primer trimestre de 2022. Finalmente, en la sección 7 se exponen las conclusiones y recomendaciones del presente informe.

## **2. Costos de generación**

El Reglamento establece la metodología que debe utilizar el Operador del Sistema para calcular el costo de generación que cobrará la ENEE para el próximo año (Costo Base de Generación o costo de generación previsto) y la metodología que debe utilizar la CREE para realizar los ajustes trimestrales del Costo Base de Generación. La metodología indica que el Costo Base de Generación para el año  $t$  se determinan con base en los resultados de la Planificación Operativa de Largo Plazo (POLP) disponible en el mes de noviembre del año  $t-1$ .

Dado que el Costo Base de Generación se determina con base en la POLP, la cual considera para su preparación: proyecciones de demanda de energía eléctrica, proyecciones de precios de combustible utilizados para la generación de energía eléctrica, centrales que están previstas en el Plan Indicativo de Expansión de la Generación, obras de transmisión contempladas en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión, restricciones en transmisión y generación, entre otras. El Reglamento establece que con el fin de reflejar los costos de generación reales se deben realizar ajustes de manera trimestral a los CBG en función de las liquidaciones mensuales que reporte el ODS de los costos de generación en los que incurrió la ENEE.

El CBG previsto para el año 2021 fue determinado en función del informe de la POLP 2021-2023<sup>1</sup> que presentó el ODS en diciembre de 2020. A la fecha las consideraciones tomadas en este plan han experimentado variaciones significativas, las cuales impactan directamente en los costos de generación reales en los que incurre la ENEE para los meses correspondientes al año 2021.

A continuación, se presenta de manera general el comportamiento que han presentado en el año 2021 la variable de precios de los combustibles utilizados para la generación de

---

<sup>1</sup> <https://ods.org.hn/index.php/informes/plan-de-generacion-2021-actu/plan-2021-original>

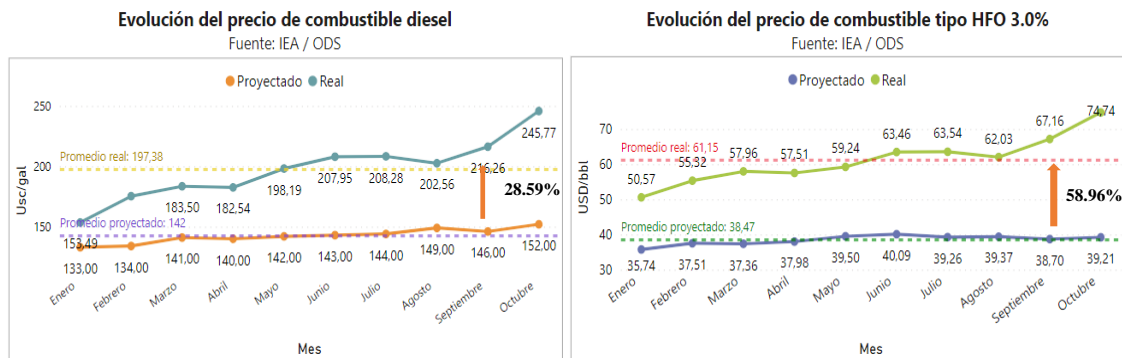
energía eléctrica, la variable de demanda de energía eléctrica, la variable composición de la matriz de generación de energía eléctrica y el costo marginal promedio semanal del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Asimismo, se presenta un análisis comparativo entre lo real y lo previsto de estas variables, así como en los costos marginales.

## 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 presentaron una tendencia al alza en los meses de enero a octubre de 2021. Por otro lado, al comparar en valores porcentuales el promedio de los precios reales de combustible entre los meses de enero a octubre de 2021 respecto a los previstos, se observa un aumento de 58.96 % para el combustible Heavy Fuel Oil (HFO) No.6 con un contenido de 3 % de azufre, y para el Diésel se observa un aumento de 28.59 %. El fuerte incremento de los precios de combustible experimentado en 2021 fue causado por situaciones geopolíticas y por el desbalance entre oferta y demanda de combustibles debido a la lentitud de la industria petrolera para responder al aumento de demanda por la recuperación de la actividad económica afectada por la pandemia del COVID19. Este efecto inesperado tuvo un impacto global durante la mayor parte del 2021.

Por otro lado, para propósitos de liquidación es importante indicar que para pagar la energía comprada por medio de un contrato de generación térmica en un mes determinado se utiliza el precio promedio mensual del combustible correspondiente en el mes inmediatamente anterior.



**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 la demanda de energía prevista y real mensual correspondiente a los meses de enero a noviembre del año 2021. Se observa que en la mayoría de los meses la demanda de energía real es mayor que la prevista, asimismo se observa que la diferencia entre la demanda real total entre los meses de enero a noviembre y la prevista da como resultado 402.16 GWh, lo que en términos relativos significa un aumento en la demanda de energía de 4.6 % respecto a la prevista.

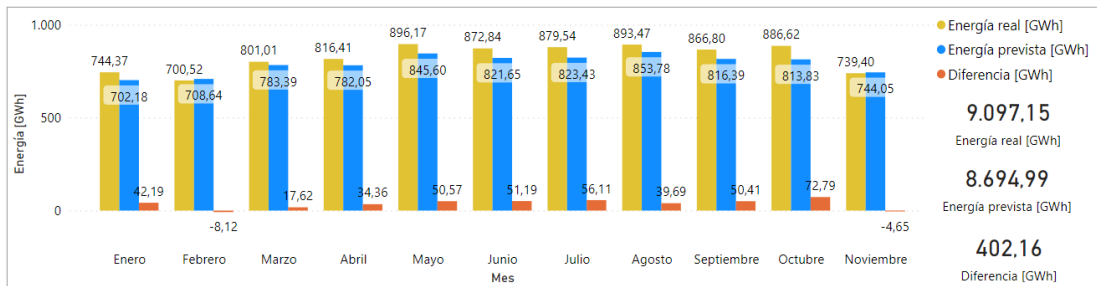


Fig. 2: Comparativo entre demanda de energía eléctrica prevista y real

### 2.1.3 Composición de la matriz de generación de energía eléctrica

A lo que respecta a la composición de la matriz de generación de energía eléctrica en la figura siguiente se observa que la participación de la generación renovable (hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica, biomasa y geotérmica) prevista correspondiente a los meses de enero a noviembre del año 2021 es menor en un 4.16 % respecto con lo previsto. En la tabla 1 se detallan la generación prevista y real por tipo de tecnología y las diferencias de estas de manera absoluta y porcentual.

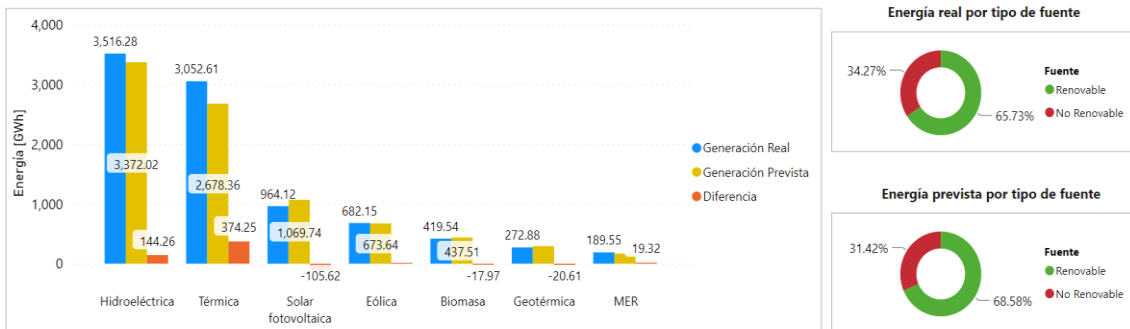


Fig. 3: Energía generada por tipo de tecnología en el SIN en enero - noviembre de 2021

Tabla 1: Composición de la matriz de generación de energía eléctrica enero - noviembre de 2021 (Datos: ODS)

Tipo de Tecnología	Generación Real	Generación Prevista	Diferencia	Diferencia
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]
Hidroeléctrica	3,516.28	3,372.02	144.26	4.28%
Solar fotovoltaica	964.12	1,069.74	-105.62	-9.87%
Eólica	682.15	673.64	8.51	1.26%
Biomasa	419.54	437.51	-17.97	-4.11%
Geotérmica	272.88	293.50	-20.61	-7.02%
Térmica	3,052.61	2,678.36	374.25	13.97%
Carbón	189.55	170.22	19.32	11.35%
<b>Total</b>	<b>9,097.12</b>	<b>8,694.99</b>	<b>402.13</b>	<b>4.62%</b>



## 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 mayor 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 impacta en los precios nodales del sistema, y su comportamiento al alza, mayor que lo esperado, causó que los costos marginales promedio reales resultaron un 55.86% mayores respecto a los previstos por el Operador del Sistema en el informe de Costo Base de Generación 2021.

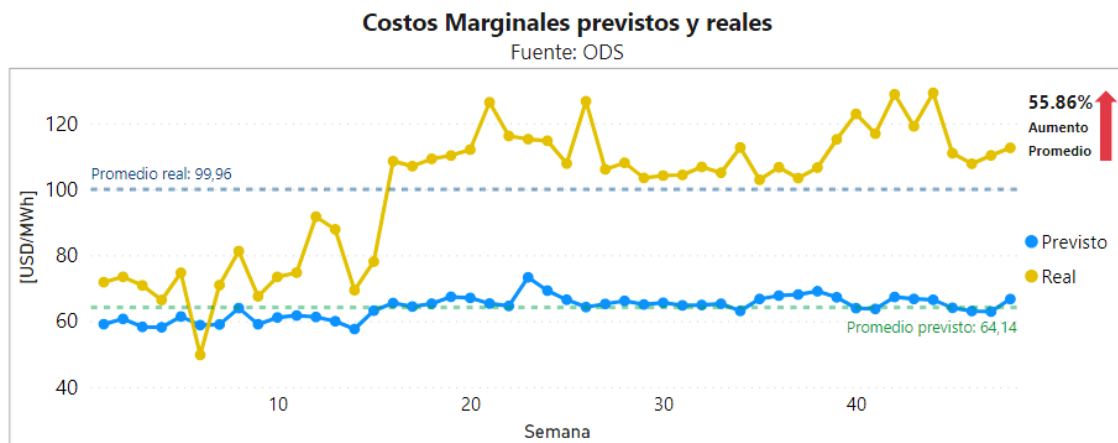


Fig. 4: Comparativo de costos marginales promedios semanales proyectados y reales para el año 2021

En consideración a las variaciones que ocurren en los costos reales de generación, la LGIE establece que se deben realizar ajustes en el Costo Base de Generación previsto para cada trimestre y que la metodología para reflejar estos costos se debe desarrollar mediante un reglamento. Seguidamente se presentan los costos de generación reales en los que incurrió la ENEE y los ajustes que se deben realizar en el Costo Base de Generación previsto para el primer ajuste tarifario con el fin de que estos reflejen los costos reales de generación.

## 2.2. Costos de generación reales

Con el fin de reflejar los costos de generación reales, 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 envía 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. 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 con la siguiente fórmula:

$$P_p = PP_p + \frac{CGR_{p-1} - CGP_{p-1} + OA_p}{EP_p} \quad [1]$$

Donde:

$P_p$  es el precio de generación para el período de ajuste  $p$ , [USD/MWh]

$PP_p$  es el precio de generación previsto para el período de ajuste  $p$ , este se obtiene del informe del CBG que prepara el ODS y que aprueba la CREE, Este precio es expresado USD/MWh

$CGR_{p-1}$  es el costo de generación real para el período de ajuste  $p-1$ , [USD]

$CGP_{p-1}$  es el costo de generación previsto para el período ajuste  $p-1$ , [USD]

$EP_p$  es la energía prevista para el período ajuste  $p$ , [MWh]

$OA_p$  Otros ajustes solicitados por Operador del Sistema y aprobados por la CREE para el período de ajuste  $p$ , [USD]

En las secciones siguientes se detallan cada una de 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  $p$  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  $p-2$ ) y los costos reales de los dos primeros meses del trimestre considerado para el último ajuste tarifario (ajuste del periodo  $p-1$ ). Para el ajuste tarifario a aplicar a partir de enero de 2022, el Operador del Sistema determinó los costos de generación reales para los meses de septiembre a noviembre.

En función de lo anterior, el Operador del Sistema remitió a la CREE la liquidación de los costos de generación incurridos por la ENEE en los meses de septiembre a noviembre de 2021<sup>2</sup>. La Tabla 2 muestra de manera detallada dichos costos. Se observa que el costo medio de generación real por mes es de 128.17 USD/MWh en el mes de septiembre, 135.42 USD/MWh en el mes de octubre y 139.70 USD/MWh en el mes de noviembre.

Por otro lado, el costo medio de generación previsto por mes fue de 106.87 USD/MWh en el mes de septiembre y 110.04 USD/MWh en los meses de octubre y noviembre de 2021 (estos costos corresponden a los CBG 2021 que aprobó la CREE en fecha 29 de diciembre del año 2020). 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 septiembre a noviembre.

<sup>2</sup> Expedientes LT-010-2021, LT-11-2021 y LT-12-2021

**Tabla 2:** Costos reales de generación septiembre -noviembre de 2021 (Datos: ODS)

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	294.93	6,777,638.65	31,247,859.52	38,025,498.17	128.93
	Hidroeléctrica	84.57	1,321,030.77	9,710,695.45	11,031,726.22	130.44
	Biomasa	31.43	130,117.62	4,592,602.38	4,722,720.00	150.27
	Eólica	36.87	742,170.87	5,084,582.27	5,826,753.14	158.05
	Solar Fotovoltaica	83.24	1,031,263.53	11,087,586.47	12,118,850.00	145.59
	Geotérmica	24.14	269,901.49	2,606,668.64	2,876,570.13	119.16
	MER	14.48	166,761.24	1,531,186.63	1,697,947.87	117.24
	<b>Total M. Contratos</b>	<b>569.66</b>	<b>10438884.17</b>	<b>65861181.36</b>	<b>76300065.53</b>	<b>133.94</b>
Oportunidad	Térmica	38.29	1,952,079.96	5,144,830.43	7,096,910.39	185.35
	Hidroeléctrica	254.32	1,798,999.44	25,441,214.41	27,240,213.85	107.11
	Biomasa	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00
	MER	4.07	0.00	442,201.38	442,201.38	108.61
	Geotérmica	0.21	0.00	18,063.85	18,063.85	86.76
	<b>Total M. de Oportunidad</b>	<b>297.13</b>	<b>3,751,079.40</b>	<b>31,046,310.07</b>	<b>34,797,389.47</b>	<b>117.11</b>
<b>Total septiembre</b>		<b>866.80</b>	<b>14,189,963.57</b>	<b>96,907,491.43</b>	<b>111,097,455.01</b>	<b>128.17</b>
Contratos	Térmica	330.03	6,502,281.16	37,267,672.39	43,769,953.55	132.63
	Hidroeléctrica	78.79	1,286,900.18	9,099,224.82	10,386,125.01	131.82
	Biomasa	37.69	171,339.75	5,521,034.92	5,692,374.68	151.02
	Eólica	35.33	701,296.75	4,841,428.82	5,542,725.57	156.88
	Solar Fotovoltaica	91.91	1,101,914.77	12,260,730.78	13,362,645.54	145.39
	Geotérmica	24.76	270,975.02	2,675,912.53	2,946,887.55	119.03
	MER	14.78	147,362.07	1,564,650.43	1,712,012.50	115.80
	<b>Total M. Contratos</b>	<b>613.29</b>	<b>10,182,069.70</b>	<b>73,230,654.69</b>	<b>83,412,724.39</b>	<b>136.01</b>
Oportunidad	Térmica	45.25	1,989,620.91	6,559,914.62	8,549,535.53	188.96
	Hidroeléctrica	218.52	1,798,999.44	25,214,412.67	27,013,412.11	123.62
	Biomasa	0.28	0.00	0.00	0.00	0.00
	MER	9.14	0.00	1,072,805.33	1,072,805.33	117.41
	Geotérmica	0.15	0.00	14,707.00	14,707.00	100.61
	<b>Total M. de Oportunidad</b>	<b>273.33</b>	<b>3,788,620.35</b>	<b>32,861,839.62</b>	<b>36,650,459.97</b>	<b>134.09</b>
<b>Total octubre</b>		<b>886.62</b>	<b>13,970,690.05</b>	<b>106,092,494.31</b>	<b>120,063,184.37</b>	<b>135.42</b>
Contratos	Térmica	222.17	6,858,695.84	25,911,856.62	32,770,552.46	147.50
	Hidroeléctrica	84.30	1,521,361.19	9,846,796.77	11,368,157.96	134.86
	Biomasa	41.21	209,707.79	5,998,136.25	6,207,844.04	150.63
	Eólica	93.17	967,223.87	12,631,747.19	13,598,971.06	145.95
	Solar Fotovoltaica	82.60	1,023,295.34	11,018,237.18	12,041,532.53	145.79
	Geotérmica	24.65	283,681.91	2,672,476.63	2,956,158.54	119.91
	MER	14.80	172,019.77	1,571,445.56	1,743,465.33	117.78
	<b>Total M. Contratos</b>	<b>562.91</b>	<b>11,035,985.71</b>	<b>69,650,696.20</b>	<b>80,686,681.91</b>	<b>143.34</b>

Mercado	Tecnología	Energía	Costo de potencia	Costo de energía	Costo total de generación	Costo medio de generación
		[GWh]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD/MWh]
Oportunidad	Térmica	7.57	1,869,056.07	911,504.66	2,780,560.73	367.31
	Hidroeléctrica	167.13	1,801,072.02	17,824,435.67	19,625,507.69	117.42
	Biomasa	-0.07	0.00	0.00	0.00	0.00
	MER	1.52	0.00	168,032.74	168,032.74	110.90
	Geotérmica	0.34	0.00	31,912.63	31,912.63	93.19
	Total M. de Oportunidad	176.49	3,670,128.09	18,935,885.70	22,606,013.79	128.09
<b>Total noviembre</b>		<b>739.40</b>	<b>14,706,113.80</b>	<b>88,586,581.90</b>	<b>103,292,695.70</b>	<b>139.70</b>
<b>Total septiembre-noviembre 2021</b>		<b>2,492.82</b>	<b>42,866,767.43</b>	<b>291,586,567.64</b>	<b>334,453,335.07</b>	<b>134.17</b>

### 2.3. Cálculo del diferencial entre los costos de generación reales y los previstos

En la Tabla 3 se muestran los costos reales de energía y potencia en los que incurrió la ENEE y la diferencia mensual entre estos costos y los costos previstos y la diferencia acumulada para los meses de septiembre a noviembre de 2021. 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 62,895,415.89 el cual debe ser recuperado sumándolo al Costo Base de Generación previsto contemplado para el primer trimestre del año 2022.

**Tabla 3:** Costos de energía y potencia previstos y reales septiembre-noviembre 2021 (Datos: ODS)

Mes	Costo real [USD]		Costo previsto [USD]		Diferencia [USD]		Total
	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	
Septiembre	96,907,491	14,189,964	77,515,333	15,115,107	19,392,158	-925,144	18,467,014.45
Octubre	106,092,494	13,970,690	79,987,834	17,576,122	26,104,660	-3,605,432	22,499,228.37
Noviembre	88,586,582	14,706,114	66,705,905	14,657,618	21,880,677	48,496	21,929,173.07
<b>Total</b>	<b>291,586,568</b>	<b>42,866,767</b>	<b>224,209,072</b>	<b>47,348,847</b>	<b>67,377,495</b>	<b>-4,482,080</b>	<b>62,895,415.89105</b>

### 2.4. Costo Base de Generación previsto para el primer 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 primer trimestre de 2022 es de 130.87 USD/MWh. La Tabla 4 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: 2,362.39 GWh, la cual será distribuida por tipo de tecnología de la siguiente manera: térmica con 795.00 GWh (33.65 %), hidroeléctrica con 749.08 GWh (31.71 %), eólica 287.90 GWh

(12.19 %), solar fotovoltaica 280.85 GWh (11.89 %), biomasa 155.05 GWh (6.56 %), y geotérmica 79.09 GWh (3.35 %). Es importante indicar que para este trimestre se tiene previsto comprar en el MER 15.43 GWh mediante transacciones de oportunidad, que representará el 0.65 % del total de generación prevista en el primer trimestre.

- Precio promedio de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica: 60.56 USD/bbl para el HFO 3.0 % y 208.33 USc/gal para el diésel.
- Costo marginal promedio: 78.73 USD/MWh.

**Tabla 4:** Costos de generación previstos para el primer trimestre 2022 (Datos: ODS)

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	652,306.76	21,432,417.13	67,068,766.89	88,501,184.02	135.67
	Hidroeléctrica	202,063.84	2,621,436.36	23,197,179.40	25,818,615.76	127.77
	Biomasa	128,057.49	902,656.74	18,699,669.62	19,602,326.36	153.07
	Eólica	287,902.04	3,187,150.63	39,953,870.69	43,141,021.33	149.85
	Solar Fotovoltaica	280,847.32	3,480,458.88	37,477,965.00	40,958,423.88	145.84
	Geotérmica	79,086.24	902,824.76	8,571,452.78	9,474,277.54	119.80
	<b>Total</b>	<b>1,630,263.69</b>	<b>32,526,944.51</b>	<b>194,968,904.38</b>	<b>227,495,848.89</b>	<b>139.55</b>
Oportunidad	Térmica	142,692.38	6,500,336.28	13,964,645.90	20,464,982.18	143.42
	Hidroeléctrica	547,020.18	14,121,523.83	43,420,722.04	57,542,245.87	105.19
	Biomasa	26,987.97	0.00	2,588,752.04	2,588,752.04	95.92
	MER	15,427.90	0	1,086,227.56	1,086,227.56	70.41
	<b>Total</b>	<b>732,128.43</b>	<b>20,621,860.11</b>	<b>61,060,347.54</b>	<b>81,682,207.66</b>	<b>111.57</b>
Previsto enero- marzo 2022		2,362,392.12	53,148,804.62	256,029,251.93	309,178,056.55	130.87

## 2.5. Costo base de generación a utilizar en el cálculo del pliego tarifario del primer trimestre de 2022

Finalmente, al aplicar [1] se obtiene que el costo medio de energía es de 136.90 USD/MWh, el costo medio de la potencia es de 20.60 USD/MWh y el costo medio de generación es de 157.50 USD/MWh. En la Tabla 5 se muestra de manera detallada el cálculo de dichos costos.

**Tabla 5:** Costo medio total de generación primer trimestre 2022 (Datos: ODS)

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	652,306.76	21,432,417.13	67,068,766.89	88,501,184.02	135.67
	Hidroeléctrica	202,063.84	2,621,436.36	23,197,179.40	25,818,615.76	127.77
	Biomasa	128,057.49	902,656.74	18,699,669.62	19,602,326.36	153.07
	Eólica	287,902.04	3,187,150.63	39,953,870.69	43,141,021.33	149.85

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	280,847.32	3,480,458.88	37,477,965.00	40,958,423.88	145.84
	Geotérmica	79,086.24	902,824.76	8,571,452.78	9,474,277.54	119.80
	Total	1,630,263.69	32,526,944.51	194,968,904.38	227,495,848.89	139.55
Oportunidad	Térmica	142,692.38	6,500,336.28	13,964,645.90	20,464,982.18	143.42
	Hidroeléctrica	547,020.18	14,121,523.83	43,420,722.04	57,542,245.87	105.19
	Biomasa	26,987.97	0.00	2,588,752.04	2,588,752.04	95.92
	MER	15,427.90	0	1,086,227.56	1,086,227.56	70.41
	Total	732,128.43	20,621,860.11	61,060,347.54	81,682,207.66	111.57
Previsto enero- marzo 2022		2,362,392.12	53,148,804.62	256,029,251.93	309,178,056.55	130.87
Diferencial septiembre-noviembre 2021			-4,482,079.57	67,377,495.46	62,895,415.89	
Otros ajustes						
Ajuste enero-marzo 2022		2,362,392.12	48,666,725.05	323,406,747.39	372,073,472.44	157.50

### 3. Cargo por la operación y regulación del Mercado Eléctrico Regional

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

El Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) dispone en el Artículo 103 los cargos que son parte de los costos de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, dentro de los cuales se detallan los cargos del Mercado Eléctrico Regional

En función de lo antes indicado, la ENEE propuso a la CREE, mediante oficio CIENEE-834-2020 de fecha 29 de diciembre del 2020, que se incluyera dentro de la estructura tarifaria los cargos anuales previstos por operación y regulación del MER y el cargo anual por enlace al MER, también conocidos como cargo del MER (CMER), correspondientes al año 2021. La CREE revisó la propuesta y aprobó un monto de USD 2,266,284.12 para esos cargos, y determinó que esos valores deberán ser revisados y ajustados en diciembre del año 2021. El procedimiento para determinar los CMER correspondientes al año 2022 se describe a continuación.

El CMER para el año  $t$  se determina de acuerdo con los cargos que reportó mensualmente el Ente Operador Regional (EOR) al ODS y a la ENEE para el año  $t-1$  mediante el Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER). Estos cargos corresponden a los costos que debe pagar la ENEE periódicamente. La CREE solicita dichos cargos mensuales al ODS a finales de diciembre o los toma directamente de la página web del EOR, luego revisa el documento y con base en la información presentada o descargada de la página web del EOR, calcula para el año  $t-1$  la suma de todos estos cargos mensuales correspondientes a ese año y con esto determina el cargo real y su diferencia con el cargo previsto para el año  $t-1$ , y finalmente realiza la suma algebraica

entre esta diferencia y el cargo real previsto para el año t. Con esa información, la CREE calcula el CMER usando la siguiente fórmula.

$$CMER_t = CMER_{p,t} + CMER_{r,t-1} - CMER_{p,t-1} \quad [2]$$

Donde:

$CMER_t$  es el cargo por operación y regulación del MER y cargo por enlace al MER para el año t, [USD]

$CMER_{p,t}$  es el cargo de operación, regulación y conexión del MER previsto para el año t, este será igual al CMER real del año t-1,  $CMER_{r,t-1}$ , y será expresado en USD

$CMER_{p,t-1}$  es el cargo de operación, regulación y conexión del MER previsto para el año t-1, [USD]

Es importante indicar que, dado que los cargos mensuales reportados por el EOR tienen un mes de rezago y que la liquidación correspondiente a noviembre no ha sido proporcionada a la fecha, con el fin de determinar los cargos correspondientes a los meses de noviembre y diciembre del año t-1, así como determinar el costo anual, la CREE realizó un promedio de los costos entre los meses de enero a octubre e incorporó dicho promedio en los meses de noviembre y diciembre. El valor promedio calculado, así como los valores reportados por el EOR se presentan en la siguiente tabla.

**Tabla 6:** Cargo del MER (datos: EOR<sup>3</sup>)

Publicación DTER	Mes de liquidación	Cargos por Servicios de Regulación del MER CRIE [USD]	Cargos por Servicios de Operación del Sistema EOR [USD]	Cargos por enlace [USD]	Total [USD]
DTER-FEB-2021	1/1/2021	45,918	115,966	1,243	163,128
DTER-MAR-2021	1/2/2021	45,060	113,799	1,243	160,102
DTER-ABR-2021	1/3/2021	44,835	113,231	1,243	159,309
DTER-MAY-2021	1/4/2021	47,257	119,348	1,243	167,849
DTER-JUN-2021	1/5/2021	49,890	125,997	1,243	177,131
DTER-JUL-2021	1/6/2021	50,102	126,532	1,243	177,877
DTER-AGO-2021	1/7/2021	49,209	124,277	1,243	174,729
DTER-SEP-2021	1/8/2021	49,931	126,102	1,243	177,276
DTER-OCT-2021	1/9/2021	50,480	127,486	1,243	179,208
DTER-NOV-2021	1/10/2021	48,355	122,120	1,243	171,718
PCREE*	1/11/2021	48,104	121,486	1,243	170,833
PCREE*	1/12/2021	48,104	121,486	1,243	170,833
Total 2021		577,246	1,457,831	14,916	<b>2,049,993</b>

\*cargo calculado de acuerdo con la propuesta de la CREE

En función de lo antes indicado, se obtuvo que el  $CMER_{r,t-1}$ , correspondiente al año 2021, es de USD 2,049,992.56. Al aplicar la ecuación y las consideraciones antes

<sup>3</sup> [www.enteoperador.org](http://www.enteoperador.org)

indicadas se obtiene que el CMER correspondiente al año 2022 es de USD 1,883,736.99. mismo que se propone trasladar a tarifas a partir de enero 2022.

#### 4. Cargo por la operación del sistema

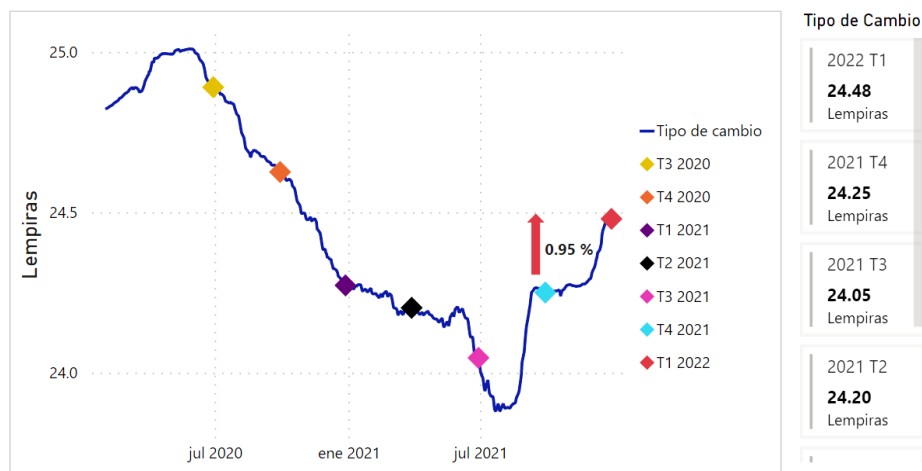
La LGIE dispone que el ODS deberá presentar a la CREE para su aprobación, un informe detallado sobre la remuneración que requiera por sus servicios, dicha remuneración deberá recaer sobre los usuarios por medio de tarifas. En fecha 21 de octubre del año 2021, el ODS presentó un escrito a la CREE en el cual solicitaba la aprobación del “Presupuesto operativo anual de la asociación Operador del Sistema Eléctrico Nacional (ODS) para el año dos mil veintidós (2022)”, luego de que la CREE realizara un proceso de revisión a dicho informe, que incluyó el requerimiento de información adicional y aclaraciones, el 30 de diciembre del año 2021 aprobó el presupuesto por un monto de L 145,495,507.24. El detalle de estos montos se presenta a continuación:

**Tabla 7:** Distribución de cargos ODS (Datos: ODS)

<b>Costos de Inversión</b>	<b>Monto [HNL]</b>
Hardware & Software	28,973,306.84
Mobiliario, Capacitación	5,062,786.26
<b>Inversión Total</b>	<b>34,036,093.11</b>
<b>Costo de administración, operación y mantenimiento</b>	<b>111,459,414.14</b>
<b>Total</b>	<b>145,495,507.24</b>

#### 5. Tipo de cambio del dólar de los EE. UU.

El tipo de cambio es otro factor que impacta de manera directa en los costos de generación y en los costos de los activos de la ENEE. Para este periodo de ajuste se utilizó un tipo de cambio de 24.48 Lempiras por dólar, el cual fue determinado al día 29 de diciembre de 2021. Con respecto al trimestre anterior el tipo de cambio aumento un 0.95%. La Fig. 5 muestra la variabilidad del tipo de cambio de los últimos 12 meses.



**Fig. 5:** Tipo de cambio a utilizar para el 1er ajuste tarifario 2022 (Datos: BCH)



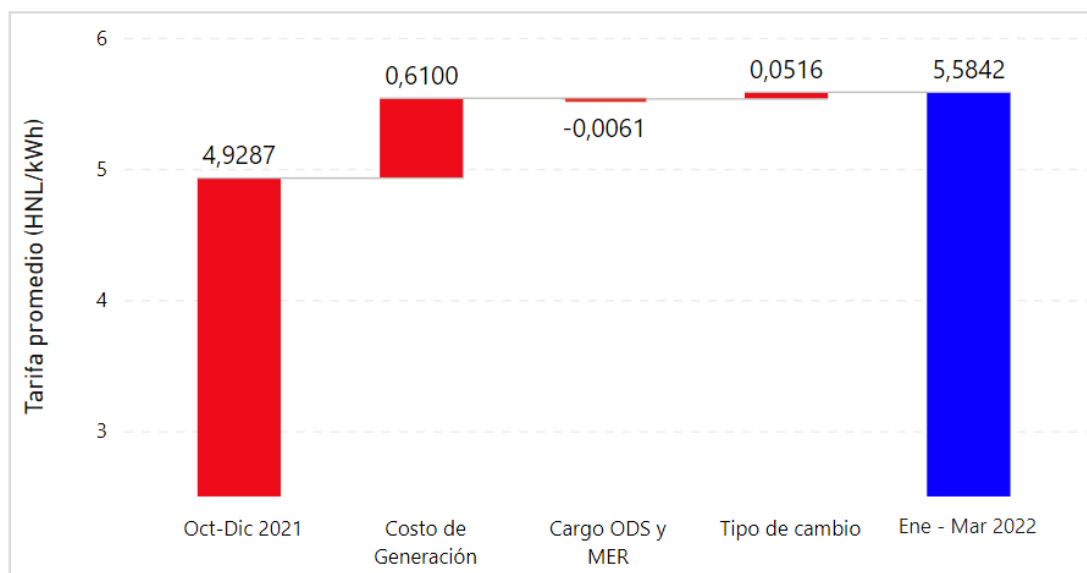
## 6. Tarifa aplicar a los usuarios finales 1er ajuste 2022

Una vez definido el ajuste al Costo Base de Generación, los cargos por la operación del sistema y del mercado eléctrico nacional, los cargos del MER y el tipo de cambio que incidirán en el cálculo de la estructura tarifaria, se calculó la nueva estructura tarifaria a aplicar para este primer ajuste tarifario. La herramienta computacional utilizada para realizar dicho cálculo es el CALCUTA (un modelo que aplica la metodología establecida en el Reglamento), en el cual se ingresaran como variables de entrada (ver anexos):

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

La distribución e imputación de todos estos costos ocasionó un aumento en la tarifa promedio de 13.3 % respecto a la tarifa promedio del cuarto trimestre de 2021, la cual pasa de a 4.9287 HNL/kWh a 5.5842 HNL/kWh.

Con el fin de evaluar el impacto que generaron cada una de estas variables en el cálculo de la estructura tarifaria, la Fig. 6 muestra la contribución de cada una de ellas en el cálculo de la tarifa promedio. Se observa que la variable que más incidió en este nuevo ajuste es la variable de costo de generación con 0.6100 HNL/kWh, luego le sigue el tipo de cambio con 0.0516 HNL/kWh y por último el cargo del ODS y el CMER con -0.0061 HNL/kWh.



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

## 6.1. Componentes de costos de la tarifa promedio

La tarifa se divide en cuatro componentes, generación, transmisión, distribución y comercialización, cada uno de ellos representa un costo a cubrir y su suma representa el valor total de la tarifa promedio. La Fig. 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 MER, la suma de estos cargos representa 0.49% de la tarifa promedio.

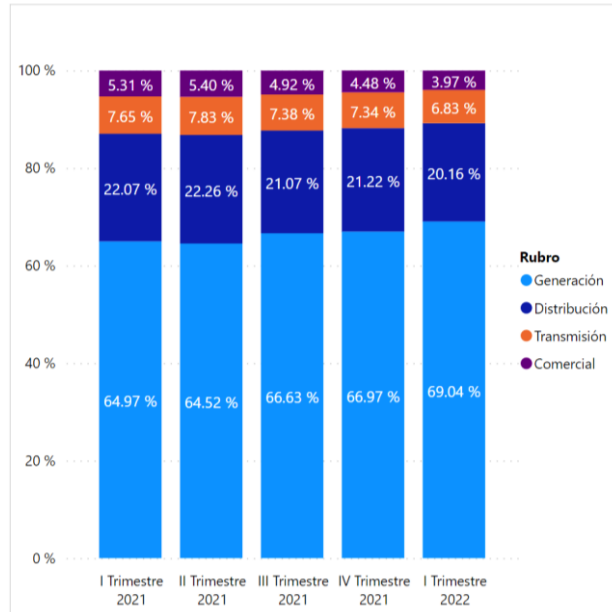


Fig. 7: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE)

## 6.2. Estructura tarifaria

Partiendo de las consideraciones antes expuestas, se presenta en la Tabla 8 la estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales. 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 enero 2022

Servicio:	Cargo Fijo [HNL/Abonado - mes]		Energía [HNL/kWh]		Potencia [HNL/kW-mes]	
	Oct-Dic	Ene-Mar	Oct-Dic	Ene-Mar	Oct-Dic	Ene-Mar
	2021	2021	2021	2021	2021	2021
<b>Residencial</b>						
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	56.34	56.62	4.0814	4.6361		
Consumo mayor de 50 kWh/mes	56.34					

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[HNL/Abonado - mes]		[HNL/kWh]		[HNL/kW-mes]	
	Oct-Dic	Ene-Mar	Oct-Dic	Ene-Mar	Oct-Dic	Ene-Mar
	2021	2021	2021	2021	2021	2021
Primeros 50 kWh/mes		56.62	4.0814	4.6361		
Siguientes kWh/mes			4.0814	6.0327		
<b>Baja Tensión</b>	56.34	56.62	5.311	6.0324		
<b>Alumbrado Público</b>	62.41	63	4.1708	4.7638		
<b>Media Tensión</b>	2,424.99	2,447.96	3.4333	4.0362	305.3964	308.2892
<b>Alta Tensión</b>	6,062.48	6,119.90	3.2344	3.8155	263.6435	266.1407

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 15.41%.

**Tabla 9:** Comparación entre ajustes de tarifas promedio  
(octubre-diciembre 2021– enero-marzo 2022)

Servicio:	Tarifa Promedio* [HNL/kWh]		Aumento	
	Oct-dic 2021	Ene-mar 2022	[HNL/kWh]	[%]
<b>Residencial</b>	5.3391	6.0094	0.6704	12.56%
<b>Baja Tensión</b>	5.3746	6.0846	0.7100	13.21%
<b>Media Tensión</b>	4.2266	4.8370	0.6104	14.44%
<b>Alta Tensión</b>	3.8063	4.3927	0.5865	15.41%

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

## 7. Conclusiones y recomendaciones

Una vez analizado los resultados de los costos de compra de energía y potencia de la ENEE, los cargos por la operación del SIN, los cargos del MER y el tipo de cambio del dólar de los Estados Unidos de América, a continuación, se presentan las siguientes conclusiones y recomendaciones:

### 7.1. Conclusiones

- El Costo Base de Generación aprobado mediante el Acuerdo CREE-68-021 prevé que, para el primer trimestre de 2022, el costo de generación medio será de 130.87 USD/MWh y la generación de energía eléctrica proyectada será 2,362.39 GWh, la cual será distribuida por tipo de tecnología de la siguiente manera: térmica con 795.00 GWh (33.65 %), hidroeléctrica con 749.08 GWh (31.71 %), eólica 287.90 GWh (12.19 %), solar fotovoltaica 280.85 GWh (11.89 %), biomasa 155.05 GWh (6.56 %), y geotérmica 79.09 GWh (3.35 %). Es importante indicar que para este trimestre se tiene previsto comprar en el MER de oportunidad 15.43 GWh, que representará el 0.65% del total de generación prevista en el primer trimestre.
- La diferencia total entre el costo de generación real y el previsto entre los meses de septiembre a noviembre de 2021 fue mayor que el costo proyectado, causando un déficit con respecto a los ingresos tarifarios de la ENEE por un monto de USD 62,895,415.89, monto que debe ser pagados por los usuarios por medio de un ajuste a los ingresos requeridos para la compra de energía por la ENEE para el trimestre de enero a marzo de 2022, lo que resultó en un costo base de generación ajustado equivalente de 157.50 USD/MWh para ese trimestre.
- La actualización en los costos de energía y potencia da como resultado un aumento en el costo de generación que forma parte de los costos de la estructura tarifaria, el cual pasó de un valor medio en el trimestre anterior de 136.12 USD/MWh a un valor medio de 157.50 USD/MWh, lo que significa un aumento del 15.71 %.
- La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica aprobó el presupuesto del Operador del Sistema del año 2022 por un monto de L 145,495,507.24, con respecto al presupuesto modificado del año 2021 este disminuyó en L 42,062,099.51, o sea un 22.43 %.
- Que como resultado de la aplicación de la metodología expuesta en este informe los cargos anuales previstos por operación y regulación del MER y el cargo anual por enlace al MER correspondientes al año 2022 resultan en un monto de USD 1,883,736.99, que con respecto a los cargos presupuestados para el año 2021 este disminuyó en USD 216,255.26, o sea un 19.08 %.
- Para este periodo de ajuste se utilizó un tipo de cambio de 24.48 lempiras por dólar, el cual es menor al tipo de cambio de 24.25 lempiras por dólar que sirvió de referencia para establecer las tarifas del trimestre anterior.
- El 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, la modificación en los costos del presupuesto del Operador del Sistema, así como la modificación de los costos del Mercado

Eléctrico Regional y el tipo de cambio, da como resultado un aumento global del precio de la tarifa, la cual pasa de 4.93 HNL/kWh para el trimestre anterior a un valor de 5.58 HNL/kWh estimado para este nuevo ajuste, lo que en términos porcentuales significa un aumento del 13.30%.

## 7.2. Recomendaciones

Con base en lo anterior, esta unidad recomienda al Directorio de Comisionados aprobar el traslado a la tarifa de los usuarios como cargo a la demanda los costos en los que incurre la ENEE por participar en el Mercado Eléctrico Regional por un monto de USD 1,883,736.99, mismo que se trasladará mediante tarifas a lo largo del año 2022, así como aprobar los siguientes valores de la estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir del mes de enero de 2022.

**Tabla 10:** Estructura tarifaria ENEE de enero a marzo 2022

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Potencia	Precio de la Energía
	HNL/abonado-mes	HNL/kW-mes	HNL/kWh
<b>Servicio Residencial</b>			
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	56.62		4.6361
Consumo mayor de 50 kWh/mes	56.62		
Primeros 50 kWh/mes			4.6361
Siguientes kWh/mes			6.0327
<b>Servicio General en Baja Tensión</b>	56.62		6.0324
<b>Servicio en Media Tensión</b>	2,447.96	308.2892	4.0362
<b>Servicio en Alta Tensión</b>	6,119.90	266.1407	3.8155

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
<b>Alumbrado Público</b>	63.00	4.7638

## 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	16	9	6	10	5	1	5
		19	22		17	18			
					23	24			
Sábado	2	13	13	16	7	12	6	1	6
		20	20		14	19			
					21	24			
Domingo y Feriado	0			8	12	13	16	1	11
					18	23		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 y Distribución	2016
Horas de Maxima Demanda para Factor de Contribucion:	

##### Financieras y Cambiarias

Tasa de Descuento	10.5%
Tipo de Cambio	24.4796

##### Fecha de Ajuste

Mes / Año:	abr-21
------------	--------

- Cargo por la operación y CMER

#### Variables de Entrada y Cálculos

##### Costos de Inversión, Administración y Operación y Mantenimiento

##### Operador del Sistema

##### Cargos por Regulación y Operación del MER

##### Años de Inversión y Estudio

Número de Años Inversión del Operador del Sistema	10
Número de Años Hardware Operador del Sistema	5
Número de Años Mobiliario Operador del Sistema	10

##### Ajuste

Ajuste Costo O&M	1	1.721
Cargo del MER		1,833.7370

##### Operación del Sistema y Cargo del MER

No.	Institución	Año de inicio	Costos de Inversión Miles de USD\$				Valor del Terreno Miles	O&M Miles USD\$	O&M Ajustado Miles	Anualidades Miles USD\$					Valor Presente
			Hardware & Software	Mobiliario, Capacitación	Otros Costos	Total				1	2	3	4	5	
1	Operador del Sistema	2016	1,183.57	206.82		1,390.39		6,386.89	6,386.89	6,737.50	6,737.50	6,737.50	6,737.50	6,737.50	25,217.50

- Costos de generación (costo de capacidad y costos marginales)

## 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 1.1 kW 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 ins	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 máxi	1.1		
<b>Cálculos:</b>			
FRC Turbina de Gas	0.12		
Anualidad	82.129447		
O&M \$/kw año	7.040000	Factor	1.1
Costo de Operación	89.169447		
$CP = 1.1 \frac{FRC \cdot I + COM}{0.95(1 - FOR)}$			
<b>Costo de Capacidad de Generación \$/kW-año</b>	<b>115.89</b>	115.8915481	VERDADERO

Precio del Búnker y Costos Marginales						
Precio del Búnker \$/Bbl						
Búnker a \$/Bbl						
Costos Marginales de Energía Generada US\$/MWh						
Bloque	230 kV	138 kV	69 kV	34.5 kV	Ponderado con Energía	
Horario						
Punta	165.05	179.95	160.14	131.37		
Intermedio	134.89	143.34	130.71	119.81		
Valle	102.00	106.50	101.15	97.06		CMG Pér 185.292500

## 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	56.6197	201.3369	5.4157	4.3057	3.0277	5.5857	7.8440	56.6197	167.1097	4.4950	3.5738	2.5130	4.6361
> 50 kWh/mes	56.6197	201.3369	5.4157	4.3057	3.0277	5.5857	5.9038	56.6197	217.4512	5.8492	4.6504	3.2701	6.0327
Servicio General en BT	56.6197	245.5183	5.5525	4.4145	3.1042	6.0324	6.0810	56.6197	245.5183	5.5525	4.4145	3.1042	6.0324
Alumbrado Público	63.0024	326.2952	5.2245	4.1538	2.9209	4.7638	5.9156	63.0024	326.2952	5.2245	4.1538	2.9209	4.7638
Servicio Industrial en MT	2,447.9600	308.2892	4.9220	3.9480	2.8027	4.0362	4.8370	2,447.9600	308.2892	4.9220	3.9480	2.8027	4.0362
Servicio Industrial en AT	6,119.9000	266.1407	4.6874	3.7290	2.6949	3.8155	4.3927	6,119.9000	266.1407	4.6874	3.7290	2.6949	3.8155
						<b>Promedio Global</b>	<b>5.584232216</b> <b>4.016984140</b>						

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

SERVICIO	PLIEGO TARIFARIO							
	Tarifa Simple			Tarifa Horaria				
	Cargo Fijo L/abonado-m	Precio de la Potencia L/kw-mes	Precio de la Energía L/kwh	Cargo Fijo L/abonado-m	Precio de la Potencia L/kw-mes	Punta L/kwh	Intermedio L/kwh	Valle L/kwh
Servicio Residencial								
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	56.62		4.6361					
Consumo mayor de 50 kWh/mes	56.62							
Primeros 50 kWh/mes			4.6361					
Siguientes kWh/mes			6.0327	56.6197	217.4512	5.8492	4.6504	3.2701
Servicio General en Baja Tensión	56.62		6.0324	56.6197	245.5183	5.5525	4.4145	3.1042
Alumbrado Público*	63.00		4.7638					
Servicio en Media Tensión	2,447.96	308.2892	4.0362	2,447.9600	308.2892	4.9220	3.9480	2.8027
Servicio en Alta Tensión	6,119.90	266.1407	3.8155	6,119.9000	266.1407	4.6874	3.7290	2.6949

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

Tarifa Nueva	5.5842322
Tarifa Actual	4.9287
Diferencia	13.300%