



Gobierno de la
República de Honduras



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Marzo
2021

Informe de Ajuste Tarifario Segundo Ajuste 2021

Variables que Impactan de Manera Directa
en el Ajuste Tarifario abril-junio 2021

Segundo Ajuste
2021



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Informe de Ajuste Tarifario Segundo Trimestre 2021

**Variables que Impactan de Manera
Directa en el Ajuste Tarifario
abril-junio 2021**

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

Preparado por:

Unidad de Tarifas

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Tegucigalpa, MDC, marzo de 2021

Índice de Contenido

Abreviaturas.....	5
1. Introducción	6
2. Costos de generación.....	7
2.1. Costo previsto de generación	7
2.2. Ajuste y cálculo del diferencial.....	8
3. Costos de operación del sistema.....	13
4. Tarifa a aplicar a los Usuarios finales 2do ajuste 2021	13
4.1. Componentes de costos de la tarifa promedio.....	14
4.2. Pliego tarifario.....	15
5. Conclusiones	17
Anexos:.....	18

Índice de Tablas y Figuras

Tablas

Tabla 1: Costos de generación previstos para el segundo trimestre 2021 (Datos: ODS).	7
Tabla 2: Generación de energía prevista y real Dic 2020-Feb 2021 (Datos: ODS)	10
Tabla 3: Costos medios de energía y potencia Dic 2020-Feb2021 (Datos: ODS)	11
Tabla 4: Costos de energía y potencia previstos y reales Dic 2020-Feb 2021 (Datos: ODS)	12
Tabla 5: Costo medio total de generación segundo trimestre 2021 (Datos:ODS).....	12
Tabla 5: Distribución de Costos ODS 2021	13
Tabla 6: Pliego tarifario ENEE de Oct 2020- Mar 2021	16
Tabla 7: Comparación entre ajustes de tarifas promedio	16

Figuras

Fig. 1: Distribución de la energía y del costo de generación previstos por tipo de tecnología para el segundo trimestre del año 2021 (Fuente: ODS).....	8
Fig. 2: Variabilidad del tipo de cambio del lempira respecto al dólar de los EE. UU y el tipo de cambio a utilizar para el ajuste tarifario ene-mar 2021 (Datos: BCH).....	9
Fig. 3: Generación de energía prevista y real dic 2020- feb 2021 (Datos: ODS).....	10
Fig. 4: Contribución de variables en el cálculo de la tarifa promedio	14
Fig. 5: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE).....	15

Abreviaturas

CBG	Costo Base de Generación
CBE	Costo Base de Energía
CBP	Costo Base de Potencia
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
MEO	Mercado Eléctrico de Oportunidad
ODS	Operador del Sistema
PLP	Planificación de Largo Plazo
RLGIE	Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica
ROM	Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista
RTP	Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales
TC	Tipo de Cambio

1. Introducción

1.1. Marco Regulatorio

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 dispuso la reestructuración del subsector eléctrico, para lo cual se creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), que es la entidad reguladora encargada de vigilar el cumplimiento de las disposiciones legales, así como definir la metodología para el cálculo de la tarifa, tanto para transmisión como distribución, vigilar su aplicación, aprobar, realizar ajustes y poner en vigencia las tarifas resultantes.

La CREE aprobó en abril de 2016 un reglamento para la determinación de las tarifas que aplica la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) a sus Usuarios, el mismo fue publicado en el Diario Oficial La Gaceta, No. 34,012 y denominado: “Reglamento Para el Cálculo de Tarifas Provisionales”. La LGIE establece que la CREE debe realizar los siguientes 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 (CBG), 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.

Los ajustes en las tarifas de los Usuarios finales son consecuencia de:

- Cambios en los costos base de generación: los cuales están ligados a las proyecciones de costos de compras de potencia firme y energía, y estos a su vez, se ven afectados de manera directa por cinco variables:
 - Demanda.
 - Déficit.
 - La composición de la matriz energética.
 - El precio del combustible.
 - El tipo de cambio del lempira respecto al dólar de los EE.UU.
- Costos del sistema de transmisión: los cuales están relacionados de manera directa a la operación y mantenimiento de este tipo de sistema, pérdidas de potencia y energía en el sistema, valoración de sus activos y posibles inversiones realizadas en el transcurso del periodo.
- Costos del sistema de distribución: estos presentan la misma distribución de costos que los sistemas de transmisión, más una componente de costos de comercialización.

La CREE en uso de sus facultades y de conformidad a lo establecido en la LGIE, aprobó un nuevo ajuste en la estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los Usuarios finales a partir del mes de abril de 2021. El objetivo de este informe es

mostrar las variables que incidieron de manera directa en el cálculo de esta nueva estructura tarifaria.

2. Costos de generación

2.1. Costo de generación previsto

La LGIE establece que con el objetivo de definir las tarifas de los costos de generación que cobrará la empresa distribuidora para el próximo año, el ODS debe calcular y presentar a la CREE el CBG previsto para el año siguiente, aplicando la metodología que establece el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisional (RTP). Asimismo, la Ley dispone que, con el objetivo de reflejar los costos reales de generación a lo largo del tiempo, la CREE debe ajustar el CBG de manera trimestral.

El 29 de diciembre de 2020 mediante el Acuerdo CREE-104, la CREE aprobó el CBG previsto para cada trimestre del año 2021, correspondiente a la ENEE, en su condición de empresa distribuidora.

El Acuerdo CREE-104 establece que para el segundo trimestre del año 2021, el costo medio de generación previsto es de 107.25 USD/MWh. La **Tabla 1** muestra de manera detallada los resultados de los costos de generación previstos para el segundo trimestre 2021. El precio promedio de combustible utilizado para determinar estos costos fue de 39.19 USD/bbl para el *Heavy Fuel Oil* (HFO) 3.0% y 141.66 USc/gal para el diésel.

Tabla 1: Costos de generación previstos para el segundo trimestre 2021 (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	717,433.90	21,864,651.39	53,518,797.51	75,383,448.91	105.07
	Hidroeléctrica	204,396.05	2,826,796.76	23,013,341.23	25,840,137.99	126.42
	Biomasa	119,630.41	1,420,425.67	17,386,677.98	18,807,103.65	157.21
	Eólica	126,678.95	2,316,466.52	17,465,612.46	19,782,078.98	156.16
	Solar Fotovoltaica	283,725.74	3,480,826.81	37,259,894.91	40,740,721.73	143.59
	Geotérmica	79,964.98	883,308.34	8,521,489.31	9,404,797.65	117.61
	Total	1,531,830.01	32,792,475.48	157,165,813.42	189,958,288.90	124.01
Oportunidad	Térmica*	6,291.52	655,971.57	561,658.75	1,217,630.32	193.54
	Hidroeléctrica*	781,958.31	5,319,276.57	49,889,704.72	55,208,981.29	70.6
	Térmica	35,560.59	4,348,272.84	2,979,183.94	7,327,456.78	206.06
	Hidroeléctrica	20,148.19	65,286.27	1,326,386.05	1,391,672.32	69.07
	Biomasa	17,585.18	211,403.16	1,278,161.01	1,489,564.17	84.71
	MER	55,924.91		6,099,565.53	6,099,565.53	109.07
	Total	917,468.69	10,600,210.41	62,134,659.99	72,734,870.40	79.28
Previsto Abr-Jun	2,449,298.70	43,392,685.89	219,300,473.41	262,693,159.30	107.25	

*Centrales de la ENEE

La Fig. 1, muestra de manera gráfica la distribución de energía eléctrica y costos de generación previstos por tipo de tecnología para el segundo trimestre 2021. Se prevé que la generación con mayor participación sea la hidráulica con 41% de la generación total, luego le sigue la térmica con 31%, y la tecnología con menor participación sea la geotérmica con 3.26%. Con respecto a los costos, se prevé que la tecnología térmica sea la que más incida en los mismos, seguida por la hidráulica, y la tecnología con menor participación en dichos costos sea la geotérmica.

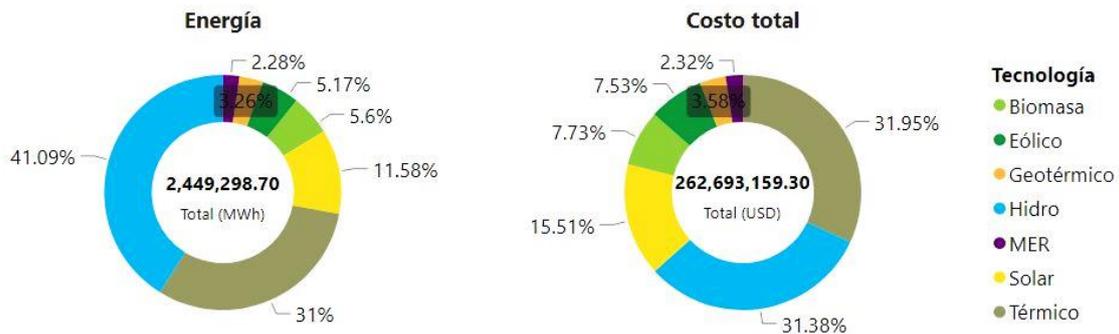


Fig. 1: Distribución de la energía y del costo de generación previstos por tipo de tecnología para el segundo trimestre del año 2021 (Fuente: ODS)

2.2. Ajuste y cálculo del diferencial

Comprender el proceso para ajustar las tarifas requiere en primera instancia entender que el cálculo de dicho ajuste será utilizado para fijar tarifas en un período posterior a su cálculo, es decir, las tarifas son estimadas antes de incurrir en los costos totales del período tarifario, por lo que, estas estimaciones presentarán desviaciones, dependientes en gran medida, de las variables propias del mercado, como: consumo real de energía y lo contratado, el tipo de cambio del lempira respecto al dólar de los Estados Unidos de América, los precios de los combustibles y la composición de la matriz de generación de energía eléctrica. A continuación, se detallan cada una de estas variables.

- **Tipo de Cambio**

El Tipo de Cambio (TC) es una de las variables que impactan de manera directa en el CBG y en los costos de activos de la ENEE. Para este periodo de ajuste se utilizó un TC de 24.20 lempiras por dólar, el cual fue determinado al tipo de cambio del día 30 de marzo del 2021. Con respecto al ajuste anterior este disminuyó un 0.29%. La Fig. 2 muestra la variabilidad del TC de los últimos 8 meses.

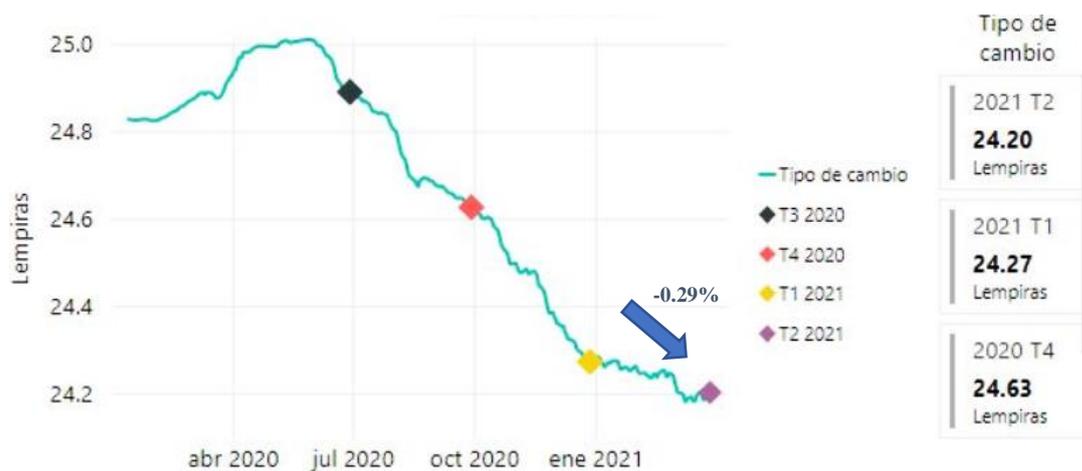


Fig. 2: Variabilidad del tipo de cambio del lempira respecto al dólar de los EE. UU y el tipo de cambio a utilizar para el ajuste tarifario ene-mar 2021 (Datos: BCH)

- **Precio de los combustibles derivados del petróleo**

Los precios de los combustibles provocan modificaciones en la estructura tarifaria debido a que tienen una incidencia directa en los costos variables de las centrales térmicas y estos a su vez en los costos de compra de energía y potencia.

Para el mes de diciembre de 2020 y para los meses de enero y febrero de 2021 se tenía previsto un precio promedio para el HFO 3.0% de 37.05 USD/bbl y para el Diésel un precio promedio de 128.27 USc/gl. Sin embargo, una vez transcurrido estos meses, el precio promedio real del HFO 3.0% y del Diésel fue de 46.25 USD/bbl y 138.96 USc/gl, respectivamente. Comparando en valores porcentuales los precios reales de combustible respecto a los previstos, se tiene un aumento de 24.83% para el HFO 3.0% y para el Diésel un aumento de 8.34%, los cuales se verán reflejados en las liquidaciones de los meses en mención.

- **Composición de la matriz de generación de energía eléctrica**

Con base en las estimaciones realizadas en el mes de octubre de 2020 y con base en la Planificación Operativa de Largo Plazo del mes de noviembre del 2020, la generación prevista de energía eléctrica en los meses de diciembre 2020 a febrero de 2021 fue de 2,240.726.20 GWh, no obstante, la generación real fue de 2,175,410.30 GWh, esto en términos relativos significa una disminución del 2.91%. La siguiente tabla detalla la participación de generación de energía eléctrica por tecnología, tanto para el escenario previsto como para el real. Es importante mencionar que debido a las condiciones de lluvia que propiciaron los huracanes ETA e IOTA, la generación hidráulica aumentó un 46.05% respecto a lo previsto y representó 46.84% de la generación total en los meses de diciembre 2020 a febrero 2021.

Tabla 2: Generación de energía prevista y real Dic 2020-Feb 2021 (Datos: ODS)

Tecnología	Energía real [MWh]	Energía prevista [MWh]	Diferencia [%]
Térmica	487,397.24	681,856.67	-28.52%
Hidroeléctrica	1,019,169.96	697,834.32	46.05%
Biomasa	114,538.61	174,798.89	-34.47%
Eólica	246,240.45	307,883.47	-20.02%
Solar Fotovoltaica	233,248.12	297,616.57	-21.63%
Geotérmica	74,815.92	80,736.28	-7.33%
Total	2,175,410.30	2,240,726.20	-2.91%

La figura Fig. 3 muestra de manera gráfica los datos descritos en la tabla anterior.

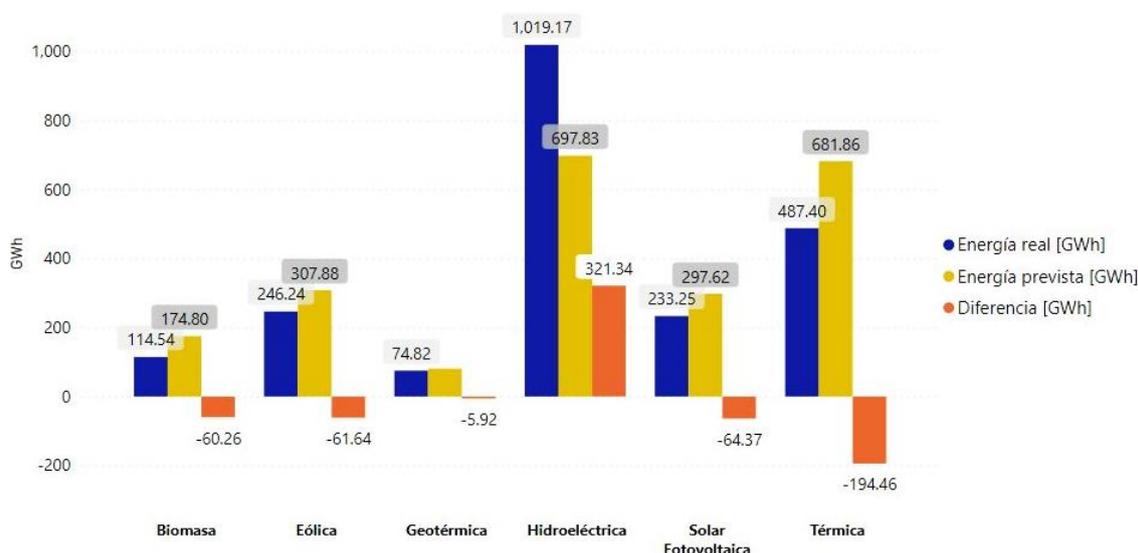


Fig. 3: Generación de energía prevista y real dic 2020- feb 2021 (Datos: ODS)

• Cálculo del diferencial

Con el fin de reflejar los costos reales de generación, el RTP establece el procedimiento para el ajuste trimestral del CBG, dicho procedimiento dispone que, al completar la liquidación mensual, el ODS envía a la CREE un documento indicando el costo total real de compra de energía (contratos y oportunidad), costo de potencia firme (contratos y desvíos), y el cálculo de la diferencia entre el costo real del mes y el costo previsto para dicho mes. Luego la CREE revisa el documento y con base en esta información la CREE calcula el costo real de generación de cada mes y la diferencia con el costo de generación previsto para ese mes, y la diferencia acumulada para cada trimestre.

Con base en la información antes mencionada (precios de los combustibles y composición de la matriz de generación de energía eléctrica), en la siguiente tabla se presentan los costos medios de energía y potencia y costos medios totales reales en los que incurrió la ENEE de diciembre 2020 a febrero 2021. Se puede observar que la generación más

costosa fue la térmica del MEO con 185.02 USD/MWh y la de menor costo fue la geotérmica del MEO con 45.02 USD/MWh. Por otro lado, es importante indicar la participación de la generación hidroeléctrica de la ENEE, la cual representó el 32.8% de la generación total en los meses antes mencionados, esto último combinado con su costo medio de generación (69.81 USD/MWh), provocó una reducción en los costos de generación reales respecto a los previstos.

Debe señalarse que el costo medio de generación real por mes fue de 107.83 USD/MWh en el mes de diciembre de 2020 y 116.85 USD/MWh en los meses de enero y febrero de 2021, y que el costo medio de generación previsto por mes fue de 110.97 USD/MWh en el mes de diciembre de 2020 y 116.12 USD/MWh en los meses de enero y febrero de 2021. La diferencia entre los costos medios de generación reales y previstos correspondientes a cada mes se verá reflejada en el diferencial de costos mensuales y en el acumulado de diciembre 2020 a febrero 2021.

Tabla 3: Costos medios de energía y potencia Dic 2020-Feb2021 (Datos: ODS)

Tipo de Mercado	Tecnología	Energía [MWh]	Costo Base Potencia [USD]	Costo Base Energía [USD]	Costo Base Generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Contratos	Térmica	115,266.07	7,809,229.10	8,025,337.09	15,834,566.20	137.37
	Hidroeléctrica	124,619.59	1,473,322.37	14,068,691.34	15,542,013.70	124.72
	Biomasa	31,560.86	188,508.25	4,466,078.50	4,654,586.75	147.48
	Eólica	79,708.44	919,494.32	10,704,622.09	11,624,116.40	145.83
	Solar Fotovoltaica	63,159.48	757,234.68	8,290,666.85	9,047,901.53	143.25
	Geotérmica	25,841.72	282,218.93	2,741,745.35	3,023,964.28	117.02
	MER	11,808.00	126,449.96	1,225,965.39	1,352,415.35	114.53
	Total	451,964.17	11,556,457.61	49,523,106.60	61,079,564.21	135.14
Oportunidad	Térmica*	915.88	43,425.44	55,726.36	99,151.80	108.26
	Hidroeléctrica*	261,817.83	1,447,822.00	14,869,557.93	16,317,379.93	62.32
	Térmica	3,029.63	281,838.00	278,717.24	560,555.24	185.02
	Hidroeléctrica	10,234.96	18,438.00	606,429.38	624,867.38	61.05
	MER	2,589.27	0.00	160,971.89	160,971.89	62.17
	Geotérmica	1,031.71	0.00	46,442.60	46,442.60	45.02
	Total	279,619.28	1,791,523.44	16,017,845.39	17,809,368.84	63.6915
Total Dic 2020		731,583.44	13,347,981.05	65,540,951.99	78,888,933.05	107.8331
Contratos	Térmica	342,349.22	16,196,011.06	27,558,476.46	43,754,487.52	127.81
	Hidroeléctrica	186,054.68	2,334,570.80	21,129,207.89	23,463,778.69	126.11
	Biomasa	82,977.75	586,350.81	11,139,269.43	11,725,620.24	141.31
	Eólica	166,532.01	1,965,119.43	22,741,203.49	24,706,322.93	148.36
	Solar Fotovoltaica	170,088.63	2,142,846.49	22,390,271.03	24,533,117.52	144.24
	Geotérmica	46,310.41	523,017.01	4,913,742.51	5,436,759.52	117.40
	MER	13,197.36	151,047.66	1,371,871.42	1,522,919.08	115.40
	Total	1,007,510.05	23,898,963.27	111,244,042.23	135,143,005.50	134.14
Oportunidad	Térmica*	1,395.97	73,793.28	119,224.75	193,018.03	138.27

Tipo de Mercado	Tecnología	Energía [MWh]	Costo Base Potencia [USD]	Costo Base Energía [USD]	Costo Base Generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
	Hidroeléctrica*	396,919.40	3,546,184.38	26,124,021.84	29,670,206.22	74.75
	Térmica	16,820.84	792,761.85	1,326,116.94	2,118,878.79	125.97
	Hidroeléctrica	14,518.15	43,524.18	1,052,751.49	1,096,275.67	75.51
	MER	5,030.35	0.00	387,091.19	387,091.19	76.95
	Geotérmica	1,632.08	0.00	96,348.79	96,348.79	59.03
	Total	436,316.80	4,456,263.69	29,105,555.00	33,561,818.69	76.9208
Total Ene-Feb 2021		1,443,826.85	28,355,226.96	140,349,597.23	168,704,824.19	116.8456
Total Dic 2020-Feb 2021		2,175,410.30	41,703,208.01	205,890,549.23	247,593,757.24	113.8147

*Centrales de la ENEE

En la Tabla 4 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 diciembre 2020 a febrero 2021. En esta ocasión el diferencial es a favor de la demanda, por lo que la ENEE devolverá un total de USD 1,253,538.05 el cual será restado al costo de generación previsto contemplado para el segundo trimestre del año 2021.

Tabla 4: Costos de energía y potencia previstos y reales Dic 2020-Feb 2021 (Datos: ODS)

Mes	Costo real [USD]		Costo previsto [USD]		Diferencia [USD]	
	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia
Diciembre de 2020	65,540,952	13,347,981	68,622,438	12,567,386	- 3,081,486	780,595
Enero de 2021	73,954,016	13,962,539	70,770,083	15,582,959	3,183,933	- 1,620,420
Febrero de 2021	66,395,581	14,392,688	66,632,526	14,671,904	- 236,945	- 279,216
Total	205,890,549	41,703,208	206,025,047	42,822,248	- 134,498	- 1,119,040

Finalmente, en la Tabla 5 se muestra el costo medio de generación correspondientes al segundo trimestre 2021. El costo medio de energía es de 89.08 USD/MWh, el costo medio de la potencia es de 17.66 USD/MWh y el costo medio total es de 106.74 USD/MWh.

Tabla 5: Costo medio total de generación segundo trimestre 2021 (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	717,433.90	21,864,651.39	53,518,797.51	75,383,448.91	105.07
	Hidroeléctrica	204,396.05	2,826,796.76	23,013,341.23	25,840,137.99	126.42
	Biomasa	119,630.41	1,420,425.67	17,386,677.98	18,807,103.65	157.21
	Eólica	126,678.95	2,316,466.52	17,465,612.46	19,782,078.98	156.16
	Solar Fotovoltaica	283,725.74	3,480,826.81	37,259,894.91	40,740,721.73	143.59
	Geotérmica	79,964.98	883,308.34	8,521,489.31	9,404,797.65	117.61
	Total	1,531,830.01	32,792,475.48	157,165,813.42	189,958,288.90	124.01
Oportunidad	Térmica*	6,291.52	655,971.57	561,658.75	1,217,630.32	193.54

Tipo de Mercado	Tecnología	Energía [MWh]	Costo Base Potencia [USD]	Costo Base Energía [USD]	Costo Base Generación [USD]	Costo base de generación [USD/MWh]
	Hidroeléctrica*	781,958.31	5,319,276.57	49,889,704.72	55,208,981.29	70.6
	Térmica	35,560.59	4,348,272.84	2,979,183.94	7,327,456.78	206.06
	Hidroeléctrica	20,148.19	65,286.27	1,326,386.05	1,391,672.32	69.07
	Biomasa	17,585.18	211,403.16	1,278,161.01	1,489,564.17	84.71
	MER	55,924.91		6,099,565.53	6,099,565.53	109.07
	Total	917,468.69	10,600,210.41	62,134,659.99	72,734,870.40	79.28
Previsto Abr-Jun		2,449,298.70	43,392,685.89	219,300,473.41	262,693,159.30	107.25
Diferencial Dic 2020-Feb 2021			-134,497.61	-1,119,040.43	-1,253,538.05	
Ajuste Abr-Jun		2,449,298.70	43,258,188.28	218,181,432.98	261,439,621.25	106.74

*Centrales de la ENEE

3. Costos de operación del sistema

La LGIE establece 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 el mes de marzo del presente año, el ODS presentó un informe a la CREE, esta lo revisó y aprobó el siguiente detalle de costos:

Tabla 6: Distribución de Costos ODS 2021

Costos de Inversión	Monto [USD]
Hardware & Software	365,689.79
Mobiliario, Capacitación	212,545.92
Inversión Total	578,226.71
Costo de administración, operación y mantenimiento	7,368,490.98
Total	7,946,717.69

Con respecto al presupuesto del año 2020 este aumentó un 30.38%, es decir, un aumento de USD 1,851,658.64.

4. Tarifa a aplicar a los Usuarios finales 2do ajuste 2021

Una vez definidas las variables que incidieron en el cálculo de la estructura tarifaria, se procedió a calcular el nuevo pliego tarifario. El programa CALCUTA ingresó 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 RTP e imputados a las salidas de cada módulo de red y asignados a cada categoría tarifaria.
- Los costos asociados de operación del sistema: es la remuneración que requiere el ODS por sus servicios, estos son presentados por el ODS y aprobados por la CREE, son ajustados de manera anual y asignados a cada categoría tarifaria.

La distribución e imputación de todos estos costos ocasionó una reducción en la tarifa promedio de 1.77 % respecto al ajuste anterior, la cual pasa de 4.1567 HNL/kWh a 4.0830 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. 4 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 -0.0662 HNL/kWh, luego le sigue el TC con -0.0117 HNL/kWh y, por último, los cargos del ODS con 0.0043 HNL/kWh.

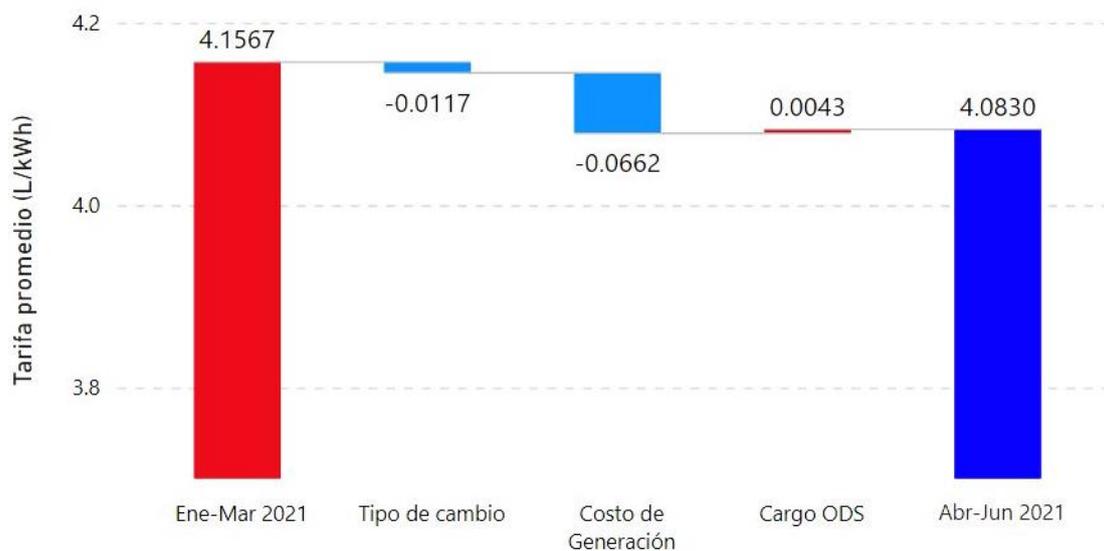


Fig. 4: Contribución de variables en el cálculo de la tarifa promedio

4.1. Componentes de costos de la tarifa promedio

La tarifa se divide en cuatro componentes, generación, transmisión, distribución y comercialización, cada uno de ellos representa un costo a cubrir y su suma representa el valor de la tarifa. La Fig. 5 muestra la participación de cada componente en la tarifa promedio de los últimos seis ajustes. Se observa que para este último ajuste la componente de generación con 64.52% representa el mayor costo a cubrir en la tarifa, seguida de distribución con 22.26%, luego transmisión con 7.83% y por último comercialización con 5.40%. Es importante mencionar que dentro del costo de transmisión está implícito los

cargos del ODS y del MER, la suma de estos cargos representa 0.82% de la tarifa promedio.

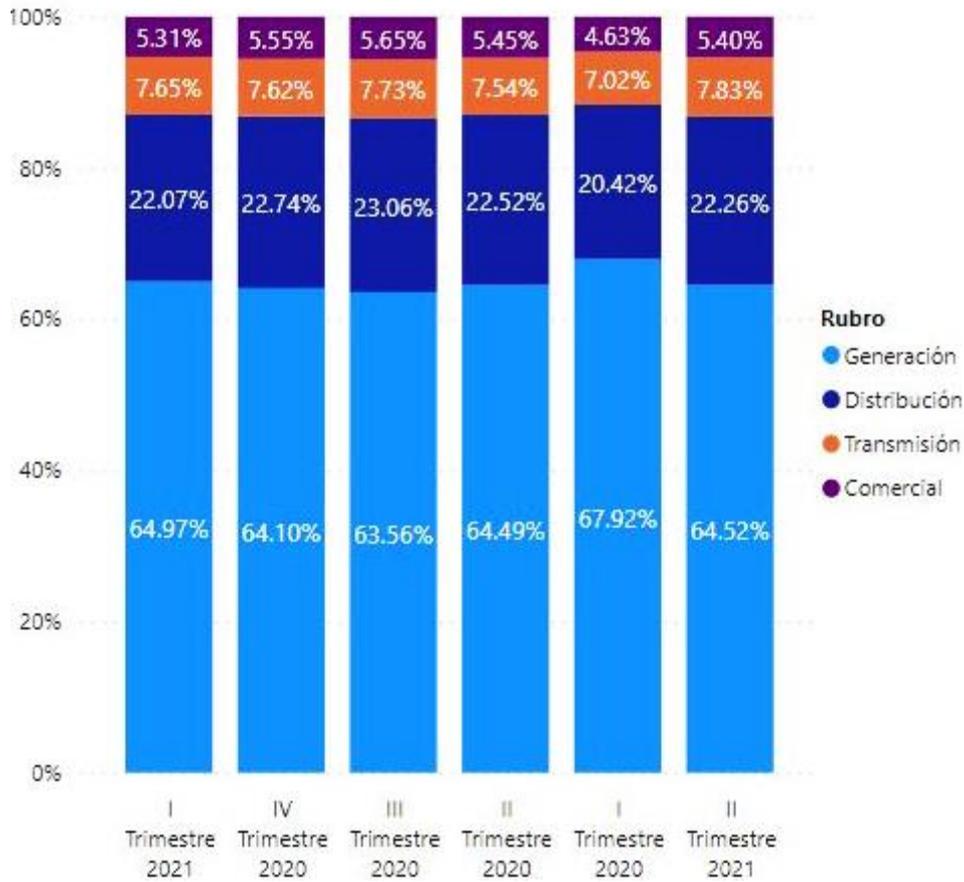


Fig. 5: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE)

4.2. Pliego tarifario

Partiendo de las consideraciones antes expuestas, se presenta en la Tabla 7, el pliego tarifario que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los Usuarios finales. Con el fin de comparar este nuevo ajuste respecto al anterior se muestra el pliego tarifario utilizado en el período anterior.

Cabe resaltar que la ENEE, mediante el oficio número ENEE-830-2020 de fecha 28 de diciembre de 2020, solicitó a la CREE se considerara en la tarifa a los usuarios finales la modificación del cargo por comercialización, mismo que había permanecido constante desde diciembre de 2018. La CREE en uso de sus facultados aprobó dicha modificación, la cual entra en vigencia a partir del segundo ajuste tarifario 2021. La modificación aprobada contempla que, para cada ajuste tarifario, el cargo por comercialización para cada categoría de usuario será actualizado considerando únicamente el tipo de cambio del lempira respecto al dólar de los Estados Unidos de América.

Tabla 7: Pliego tarifario ENEE de Oct 2020- Mar 2021

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[L/Abon. -m]		[L/kWh]		[L/kW mes]	
	Ene-Mar 2021	Abr-Jun 2021	Ene-Mar 2021	Abr-Jun 2021	Ene-Mar 2021	Abr-Jun 2021
Residencial						
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	54.57	56.28	3.4281	3.3657		
Consumo mayor de 50 kWh/mes	54.57	56.28				
Primeros 50 kWh/mes			3.4281	3.3657		
Siguientes kWh/mes			4.4608	4.3796		
Baja Tensión	54.57	56.28	4.4883	4.4082		
Alumbrado Público	58.68	62.29	3.4688	3.4028		
Media Tensión	2,280.00	2,420.23	2.7093	2.6437	305.6773	304.797
Alta Tensión	5,700.00	6,050.58	2.5355	2.4725	263.8859	263.126

Con el objetivo de comparar el impacto que tendrá el ajuste de la tarifa en las diferentes categorías de usuarios, en la Tabla 8 se presenta una comparación entre las tarifas promedios vigentes y las anteriores. Debe señalarse que el servicio de alta tensión será el más beneficiado con este nuevo ajuste con una reducción de 2.08%.

Tabla 8: Comparación entre ajustes de tarifas promedio
(Ene-Mar – Abr-Jun 2021)

Servicio:	Tarifa Promedio [L/kWh]		Ajuste
	Ene-mar 2021	Abr-jun 2021	
Residencial	4.5521	4.4763	-1.67%
Baja Tensión	4.5403	4.4601	-1.77%
Media Tensión	3.5034	3.4355	-1.94%
Alta Tensión	3.1079	3.0432	-2.08%

5. Conclusiones

Una vez analizado los resultados de los costos de energía y potencia de la ENEE, el tipo de cambio del Lempira respecto al dólar de los Estados Unidos de América y el cargo del ODS, se presentan las siguientes conclusiones:

- El CBG aprobado mediante el Acuerdo CREE-104 prevé que, para el segundo trimestre de 2021, el costo de generación será de 107.25 USD/MWh y la energía proyectada será 2,449.30 GWh, la cual se prevé sea distribuida por tipo de tecnología de la siguiente manera: hidroeléctrica con 1,006.50 GWh (41.09%), térmica con 759.29 GWh (31.00%), solar fotovoltaica 283.73 GWh (11.58%), biomasa 137.22 GWh (5.60%), eólica 126.68 GWh (5.17%) y geotérmica 79.97 GWh (3.26%). Es importante indicar que para este ajuste tarifario se prevé comprar en el MER 55.92 GWh, que representará el 2.28% del total de generación prevista en el segundo trimestre.
- La diferencia total entre el costo de generación real y el previsto entre los meses de diciembre de 2020 a febrero de 2021 es de - USD 1,253,538.05, diferencia que se vio afectada directamente por los precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica y al aumento de la generación hidráulica de la ENEE. Esta diferencia causó que el costo de generación previsto para el segundo trimestre pasará de 107.25 USD/MWh a 106.74 USD/MWh.
- La actualización en los costos de energía y potencia da como resultado una reducción en el costo de generación, el cual pasó de un valor medio en el trimestre anterior de 109.07 USD/MWh a un valor medio de 106.74 USD/MWh, lo que en términos relativos significa una reducción del 2.14%.
- Para este periodo de ajuste se utilizó un tipo de cambio de 24.20 lempiras por dólar, el cual es menor al tipo de cambio de 24.27 lempiras por dólar que sirvió de referencia para establecer las tarifas del trimestre anterior.
- La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica aprobó el presupuesto del Operador del Sistema para el año 2021 por un monto de USD 7,946,717.69, con respecto al presupuesto del año 2020 este aumentó un 30.38%, es decir, un aumento de USD 1,851,658.64.
- El resultado de las variaciones en las variables 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, el tipo de cambio y el costo de operación del sistema, da como resultado una disminución global del precio de la tarifa, la cual pasa de 4.16 L/kWh que fuera aplicada en el trimestre anterior a un valor de 4.08 L/kWh estimado para este nuevo ajuste, lo que en términos porcentuales significa una disminución global del 1.77%.

Anexos:

A. Datos a introducir en el programa CALCUTA

- Tipo de cambio

Variables de Entrada

Generales

Día	Definición de Bloques Horarios								
	Periodo de Punta			Periodo Intermedio			Periodo de Valle		
	Total Horas	Inicio	Horario Fin	Total Horas	Inicio	Horario Fin	Total Horas	Inicio	Fin
Laborable	10	11 19	16 22	9	6 17 23	10 18 24	5	1	5
Sábado	2	13 20	13 20	16	7 14 21	12 19 24	6	1	6
Domingo y Feriado	0			8	12 18	13 23	16	1 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	24.2023

Fecha de Ajuste	
Mes / Año:	dic-20

Horas de Maxima Demanda para Factor de Contribucion:

Hora 1	11
--------	----

- Cargo por la operación

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		Ajuste	
Número de Años Inversión del Operador del Sistema	10	Ajuste Costo O&M	1 1.721
Número de Años Hardware Operador del Sistema	5		
Número de Años Mobiliario Operador del Sistema	10	Cargo del MER	2,266.2841

Operación del Sistema y Cargo del MER																
No.	Institución	Año de inicio	Costos de Inversión Miles de USD\$				Total	Valor del Terreno Miles USD\$	O&M Miles USD\$	O&M Ajustado Miles USD\$	Anualidades Miles USD\$					Valor Presente
			Hardware & Software	Mobiliario, Capacitación	Otros Costos	1 2016					2 2017	3 2018	4 2019	5 2020		
1	Operador del Sistema	2016	295.56	171.79		467.35		8,221.88	8,221.88	8,329.41	8,329.41	8,329.41	8,329.41	8,329.41	31,175.81	

- 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)

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%

Supuestos

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
Costo de Operación	89.169447

Factor
1.1

$$cp = 1.1 \frac{FRC \cdot I + COM}{0.95(1 - FOR)}$$

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

Bloque Horario	Costos Marginales de Energía Generada US\$/MWh				Ponderado con Energía
	230 kV	138 kV	69 kV	34.5 kV	
Punta	105.26	114.76	102.12	83.78	
Intermedio	86.02	91.41	83.36	76.41	
Valle	65.05	67.92	64.50	61.90	

B. Datos de salida en el programa CALCUTA

- Pliego tarifario

Variables de Entrada de Subsidio		Tarifas Sin Subsidio							Tarifas Con Subsidio						
Factor Subsidio Cruzado 1	0.83	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	
Factor Subsidio Cruzado 2	1.08	Servicio Residencial 0 - 50 kWh/mes	56.2808	199.0562	3.5657	2.8285	1.9251	4.0550	6.2998	56.2808	165.2167	2.9596	2.3477	1.5978	3.3657
		Servicio Residencial > 50 kWh/mes	56.2808	199.0562	3.5657	2.8285	1.9251	4.0550	4.3713	56.2808	214.9879	3.8511	3.0549	2.0792	4.3796
		Servicio General en BT	56.2808	242.7371	3.6558	2.9000	1.9737	4.4082	4.4565	56.2808	242.7371	3.6558	2.9000	1.9737	4.4082
		Alumbrado Público	62.2887	322.5990	3.4399	2.7287	1.8571	3.4028	4.5416	62.2887	322.5990	3.4399	2.7287	1.8571	3.4028
		Servicio Industrial en MT	2,420.2300	304.7970	3.2453	2.5966	1.7830	2.6437	3.4355	2,420.2300	304.7970	3.2453	2.5966	1.7830	2.6437
		Servicio Industrial en AT	6,050.5750	263.1260	3.0497	2.4246	1.7147	2.4725	3.0432	6,050.5750	263.1260	3.0497	2.4246	1.7147	2.4725

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

Promedio Global 4.082985976

4.016984140

SERVICIO	PLIEGO TARIFARIO							
	Tarifa Simple			Tarifa Horaria				
	Cargo Fijo L/abonado-r	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	56.28		3.3657					
Consumo mayor de 50 kWh/mes	56.28							
Primeros 50 kWh/mes			3.3657					
Siguientes kWh/mes			4.3796	56.2808	214.9879	3.8511	3.0549	2.0792
Servicio General en Baja Tensión	56.28		4.4082	56.2808	242.7371	3.6558	2.9000	1.9737
Alumbrado Público*	62.29		3.4028					
Servicio en Media Tensión	2,420.23	304.7970	2.6437	2,420.2300	304.7970	3.2453	2.5966	1.7830
Servicio en Alta Tensión	6,050.58	263.1260	2.4725	6,050.5750	263.1260	3.0497	2.4246	1.7147

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

Tarifa Nueva	4.0829860
Tarifa Actual	4.1567
Diferencia	-1.773%