



Gobierno de la
República de Honduras



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Diciembre
2020

Informe de Ajuste Tarifario Primer Ajuste 2021

Variables que Impactan de Manera Directa
en el Ajuste Tarifario enero-marzo 2021

Primer Ajuste
2021



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Informe de Ajuste Tarifario Primer Trimestre 2021

VARIABLES QUE IMPACTAN DE MANERA DIRECTA EN EL AJUSTE TARIFARIO ENERO-MARZO 2021

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

Preparado por:

Unidad de Tarifas

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Tegucigalpa, MDC, diciembre de 2020

Contenido

Abreviaturas.....	4
1. Introducción	5
2. Costos de generación.....	6
2.1. Costo previsto de generación.....	6
2.2. Ajuste y cálculo del diferencial.....	7
3. Costos de operación y regulación del Mercado Eléctrico Regional.....	12
4. Tarifa a aplicar a los Usuarios finales 1er ajuste 2021.....	12
4.1. Componentes de costos de la tarifa promedio.....	13
4.2. Pliego tarifario.....	14
5. Conclusiones	15
Anexos:.....	16

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 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 una 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 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 enero 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 previsto de generación

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 30 de noviembre de 2020 el ODS presentó a la CREE el informe contentivo del CBG, la CREE producto de la revisión solicitó modificaciones a dicho informe, modificaciones tanto de forma como de fondo, luego el 15 de diciembre del mismo año el ODS remitió nuevamente el informe con las modificaciones solicitadas, la CREE una vez más solicitó modificaciones al informe, las cuales fueron atendidas y enviadas por el ODS el 28 de diciembre de 2020, finalmente el 29 de diciembre de 2020 la comisión aprobó el informe del CBG previsto para el año 2021.

Los resultados del informe del CBG reflejan que, para el primer trimestre del año 2021, el costo medio de generación será de 116.12 USD/MWh. La **Tabla 1** muestra de manera más detallada los resultados de los costos de generación obtenidos para el primer trimestre 2021. El precio promedio de combustible utilizado para determinar estos costos fue de 36.87 USD/bbl para el Heavy Fuel Oil (HFO) 3.0% y 136 USc/gal para el diésel.

Tabla 1: Costos previstos de generación para el primer trimestre 2021 (Datos: ODS)

Tipo de costo	Tecnología	Energía [MWh]	Costo de energía [USD]	Costo de potencia [USD]	Costo medio de energía [USD/MWh]	Costo medio de potencia [USD/MWh]	Costo medio total [USD/MWh]
Contratos	Térmico	519,935.39	35,321,055.06	23,651,805.29	67.93	45.49	113.42
	Hidro	202,138.37	23,388,558.63	2,968,555.57	115.71	14.69	130.39
	Biomasa	177,561.94	23,358,618.55	2,794,973.58	131.55	15.74	147.29
	Eólico	292,775.94	40,045,551.79	3,196,307.04	136.78	10.92	147.70
	Solar	311,919.62	40,889,007.76	3,866,110.41	131.09	12.39	143.48
	Geotérmico	79,086.24	8,405,145.18	880,246.68	106.28	11.13	117.41
	Total	1,583,417.50	171,407,936.98	37,357,998.56	108.25	23.59	131.85
ENEE Generación	Térmico	3,828.37	328,608.69	655,971.57			
	Hidro	534,527.90	32,147,357.16	5,319,276.57			
	Total	538,356.27	32,475,965.85	5,975,248.14	60.32	11.10	71.42
MEO	Térmico	40,798.58	1,987,181.70	2,580,362.10			
	Hidro	12,525.23	759,582.39	65,286.27			
	Biomasa	4,033.63	380,636.29	-			
	Geotérmico	-	-	-			
	MER	15,080.14	1,802,075.49	-			
	Total	72,437.58	4,929,475.87	2,645,648.37	68.05	36.52	104.57
	Total P. Ene-Mar	2,194,211.35	208,813,378.70	45,978,895.07	95.17	20.95	116.1202

La **Fig. 1**, muestra de manera gráfica la distribución de energía y costos medios totales (USD/MWh) por tipo de costo (contratos, MEO y ENEE-Generación). El mayor costo medio se da en contratos con 131.85 USD/MWh, luego le sigue el del MEO con 104.57 y por último los costos de ENEE-Generación con 71.42 USD/MWh.

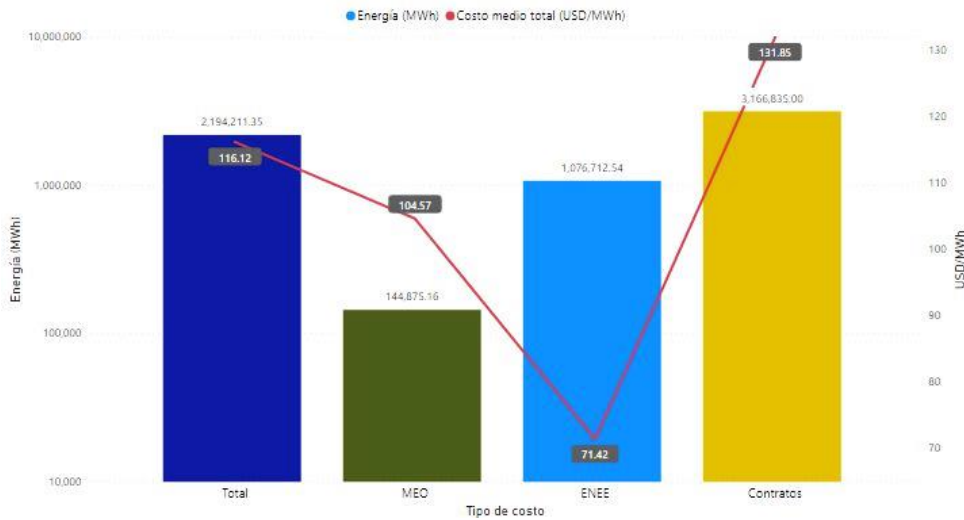


Fig. 1: Energía y costos medios totales por tipo de costos

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 L 24.27, el cual fue determinado al tipo de cambio del día 27 de diciembre de 2020. Con respecto al ajuste anterior este disminuyó un 1.46%. La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra la variabilidad del TC de los últimos 8 meses.

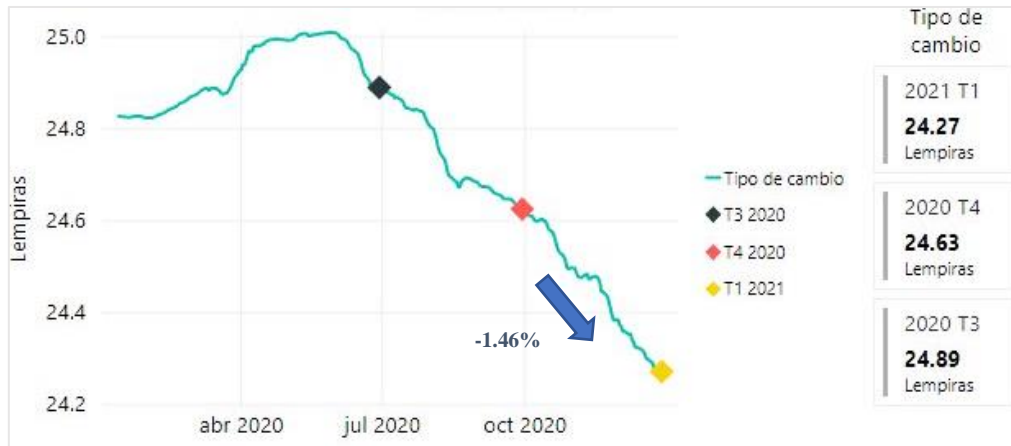


Fig. 2: Variabilidad del tipo de cambio del lempira respecto al dólar de los EE. UU y el tipo de cambio a utilizar para el ajuste tarifario ene-mar 2021 (Datos: BCH)

- **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 firme.

Para los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2020 se tenía previsto un precio promedio para el HFO 3.0% de 37.85 USD/bbl y para el Diésel un precio promedio de 117.80 USc/gl. Sin embargo, una vez transcurrido estos meses, el precio promedio real del HFO 3.0% y del Diésel fue de 38.80 USD/bbl y 112.16 USc/gl, respectivamente. Comparando en valores porcentuales los precios reales respecto a los previstos, se tiene un aumento de 2.51% para el HFO 3.0% y para el Diésel una disminución de 4.79%, los cuales se verán reflejados en las liquidaciones de los meses en mención.

La **Fig. 3** y **Fig. 4**, muestra la variabilidad de los precios del Heavy Fuel Oil (HFO) 3.0% y Diésel utilizados en los contratos de generación

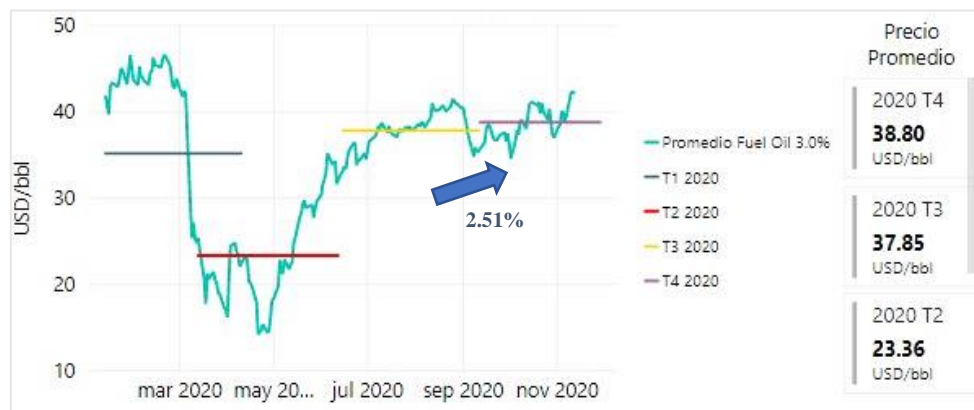


Fig. 3: Evolución del Precio de HFO 3.0% (Datos: ENEE- Platt's)



Fig. 4: Evolución del Precio del Diésel (Datos: ENEE- Platt's)

• Composición de la matriz de generación de energía eléctrica

Con base en las estimaciones realizadas por el modelo Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP), la generación de energía prevista para los meses de septiembre, octubre y noviembre fue de 2,470.12 GWh, pero la generación real fue de 2,233.55 GWh, esto en términos relativos significa una disminución del 9.58%. La siguiente tabla detalla la participación de generación de energía por tecnología, esta es detallada tanto para el escenario previsto como para el real.

Tabla 2: Generación de energía prevista y real Sep-Nov 2020 (Datos: ODS/ENEE)

Tecnología	Energía prevista [MWh]	Energía real [MWh]	Diferencia [%]
Térmico	1,060,621.91	795,876.74	-24.96%
Hidro	290,501.46	344,343.01	18.53%
Biomasa	128,628.41	34,759.31	-72.98%
Eólico	228,773.91	96,386.10	-57.87%
Solar	277,381.31	239,429.61	-13.68%
Geotérmico	73,230.53	71,087.01	-2.93%
Total contratos	2,059,137.54	1,581,881.79	-23.18%
Térmico	1,306.16	2,189.41	67.62%
Hidro	361,515.98	593,849.34	64.27%
Total G. ENEE	362,822.14	596,038.75	64.28%
Térmico	15,231.01	17,605.83	15.59%
Hidro	29,986.50	35,365.74	17.94%
Geotérmico	2,941.06	2,655.72	-9.70%
Total MEO	48,158.58	55,627.30	15.51%
Total	2,470,118.27	2,233,547.84	-9.58%

Es importante mencionar que debido a las condiciones de lluvia que propiciaron los huracanes ETA e IOTA, la generación hidráulica de la ENEE aumentó un 64.27%

respecto a lo previsto y representó 26.56% de la generación total en los meses de septiembre a octubre. Se puede decir de manera general que para estos meses la generación hidráulica del sistema eléctrico hondureño representó 43.59% de la generación total.

- **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, la ENEE (para el próximo juste lo realizará 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 (tipo de cambio, 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, potencia y costos medios totales reales en los que incurrió ENEE-Distribución de septiembre a noviembre 2020. Se puede observar que la generación más cara fue la térmica del MEO con 164 USD/MWh y la de menor costo fue la de ENEE-Generación con 76.55 USD, este ultimo costo combinado con la generación de energía que inyecta a la red la generación de ENEE, provocó una reducción en los costos de generación. El costo medio real de generación correspondiente a los meses antes mencionados es de 105.37 USD/MWh. Es importante indicar que el costo medio total previsto para el mes de septiembre fue de 105.74 USD/MWh y para los meses de octubre y noviembre fue de 110.97 USD/MWh. Esta diferencia de costos (reales menos previstos) se verá reflejada en el diferencial de costos mensuales y en el acumulado de sep-nov.

Tabla 3: Costos medios de energía y potencia Sep-Nov 2020 (Datos: ENEE)

Tipo de costo	Tecnología	Energía [MWh]	Costo de energía [USD]	Costo de potencia [USD]	Costo medio de energía [USD/MWh]	Costo medio de potencia [USD/MWh]	Costo medio total [USD/MWh]
Contratos	Térmico	795,876.74	55,704,891.88	23,003,634.97	69.99	28.90	98.90
	Hidro	344,343.01	38,428,773.45	4,376,641.58	111.60	12.71	124.31
	Biomasa	34,759.31	4,966,682.16	272,594.65	142.89	7.84	150.73
	Eólico	96,386.10	12,887,102.12	1,960,235.17	133.70	20.34	154.04
	Solar	239,429.61	31,411,754.18	2,931,145.71	131.19	12.24	143.44
	Geotérmico	71,087.01	7,539,809.24	777,028.62	106.06	10.93	117.00
	Total	1,581,881.79	150,939,013.02	33,321,280.70	95.42	21.06	116.48
G. ENEE	Hidro	596,038.75	37,776,303.97	7,849,320.00	63.38	13.17	76.55
	Total	596,038.75	37,776,303.97	7,849,320.00	63.38	13.17	76.55
MEO	Térmico	17,605.83	2,050,147.26	841,475.20	116.45	47.80	164.24
	Hidro	35,365.74	2,367,778.12	55,314.00	66.95	1.56	68.52
	Geotérmico	2,655.72	158,086.25	-	59.53	0.00	59.53
	Total	55,627.30	4,576,011.63	896,789.20	82.26	16.12	98.38
Total Sep-Nov	2,233,547.84	193,291,328.62	42,067,389.90	86.54	18.83	105.37	

En la **Fig. 5** se muestran los costos reales de energía y potencia en los que incurrió ENEE-Distribución y la diferencia mensual entre estos costos y los costos previstos y la diferencia acumulada para los meses de septiembre a noviembre. En esta ocasión el diferencial es a favor de la demanda, por lo que ENEE-Distribución devolverá un total de USD 15,476,109, el cual será restado al costo previsto de generación contemplado para primer trimestre del año 2021.

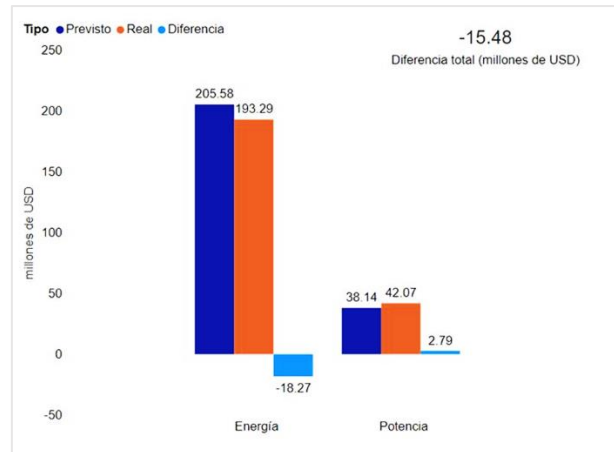


Fig. 5: Costos de energía y potencia previstos y reales Sep-Nov 2020 (Datos: ODS/ENEE)

Finalmente, en la **Tabla 4** se muestra el costo medio de generación correspondientes al primer trimestre 2021. El costo medio de energía es de 86.84 USD/MWh, el costo medio de la potencia es de 22.23 USD/MWh y el costo medio total es de 109.07 USD/MWh.

Tabla 4: Costo medio total de generación primer trimestre 2021 (Datos: ENEE/ODS)

Tipo de costo	Tecnología	Energía [MWh]	Costo de energía [USD]	Costo de potencia [USD]	Costo medio de energía [USD/MWh]	Costo medio de potencia [USD/MWh]	Costo medio total [USD/MWh]
Contratos	Térmico	519,935.39	35,321,055.06	23,651,805.29	67.93	45.49	113.42
	Hidro	202,138.37	23,388,558.63	2,968,555.57	115.71	14.69	130.39
	Biomasa	177,561.94	23,358,618.55	2,794,973.58	131.55	15.74	147.29
	Eólico	292,775.94	40,045,551.79	3,196,307.04	136.78	10.92	147.70
	Solar	311,919.62	40,889,007.76	3,866,110.41	131.09	12.39	143.48
	Geotérmico	79,086.24	8,405,145.18	880,246.68	106.28	11.13	117.41
	Total	1,583,417.50	171,407,936.98	37,357,998.56	108.25	23.59	131.85
ENEE Generación	Térmico	3,828.37	328,608.69	655,971.57			
	Hidro	534,527.90	32,147,357.16	5,319,276.57			
	Total	538,356.27	32,475,965.85	5,975,248.14	60.32	11.10	71.42
MEO	Térmico	40,798.58	1,987,181.70	2,580,362.10			
	Hidro	12,525.23	759,582.39	65,286.27			
	Biomasa	4,033.63	380,636.29	-			
	Geotérmico	-	-	-			
	MER	15,080.14	1,802,075.49	-			
	Total	72,437.58	4,929,475.87	2,645,648.37	68.05	36.52	104.57
	Total P. Ene-Mar	2,194,211.35	208,813,378.70	45,978,895.07	95.17	20.9546337	116.1202
	Diferencial Sep-Nov		-18267478.11	2791368.67			
	Ajuste Ene-Mar	2,194,211.35	190,545,900.59	48,770,263.74	86.8402676	22.2267849	109.0671

3. Costos de 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 (MER).

Con base en lo anterior, la ENEE propuso a la CREE por medio del oficio CIENEE-834-2020 de fecha 29 de diciembre del 2020, que se incluyeran dentro de la estructura tarifaria los costos anuales previstos de operación y regulación del MER correspondientes al año 2021. La CREE revisó la propuesta y aprobó tales costos, el monto aprobado para el año 2021 es de USD 2,266,284.12. Estos costos serán revisados y ajustados en diciembre de ese mismo año, para ello ENEE-Distribución deberá presentar las facturas correspondientes a esos cargos.

4. Tarifa a aplicar a los Usuarios finales 1er 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 firme: estos son calculados de acuerdo con la metodología que se establece en el RTP e imputados a las salidas de cada módulo red y asignados a los diferentes tipos de Usuarios.
- Los costos asociados de operación y regulación del MER: es parte de la remuneración que requiere el MER por sus servicios, estos son calculados con base al histórico de pagos que realizó la ENEE en el año 2020 y son ajustados de manera anual y asignados a los diferentes tipos de Usuarios.

Por otro lado, dentro del proceso de revisión que realiza la CREE de manera trimestral al programa CALCUTA, se identificó que las fórmulas contenidas en las celdas N24:R28, pestaña “Imputación de Costos” del CALCUTA, correspondientes a la imputación del módulo de red de 230 kV, no correspondían a la imputación de dicho modulo, sino a la imputación del módulo de transformadores de 230 kV, debido a esto se realizó una corrección a las fórmulas de las celdas antes mencionadas con el fin de reflejar los costos correspondientes a dicho módulo. Esta corrección provocó una variación en términos porcentuales de 0.06% con respecto a la tarifa promedio del trimestre anterior.

La distribución e imputación de todos estos costos ocasionó un aumento en la tarifa promedio de 3.48 % respecto al ajuste anterior, la cual pasa de 4.0170 HNL/kWh a 4.1567 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 0.1844 HNL/kWh, luego le sigue el TC con -0.0565 HNL/kWh, después los cargos del MER con 0.0091 HNL/kWh y por último, la revisión o que se hizo al programa CALCUTA con 0.0028 HNL/kWh.



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

4.1. Componentes de costos de la tarifa promedio

La tarifa se divide en cuatro componentes, generación, transmisión, distribución y comercialización, cada uno de ellos representa un costo a cubrir y su suma representa el valor de la tarifa. La **Fig. 7** muestra la participación de cada componente en la tarifa promedio de los últimos cinco ajustes. Se observa que para este último ajuste la componente de generación con 64.67% representa el mayor costo a cubrir en la tarifa, seguida de distribución con 22.07%, luego transmisión con 7.65% y por último comercialización con 5.31%. Es importante mencionar que dentro del costo de transmisión está implícito los cargos del ODS y del MER, la suma de estos cargos representa 0.7% de la tarifa promedio.

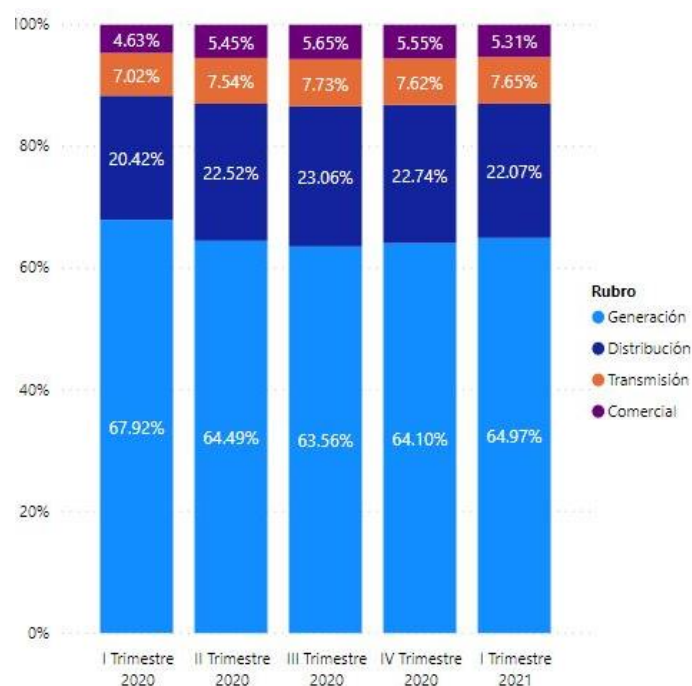


Fig. 7: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE)

4.2. Pliego tarifario

Partiendo de las consideraciones antes expuestas se presenta en la **Tabla 5**, 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.

Tabla 5: Pliego tarifario ENEE de Oct 2020- Mar 2021

Servicio:	Cargo Fijo	Energía		Potencia	
	[L/Abon. -m]	[L/kWh]		[L/kW mes]	
	Ene-Mar 2020	Oct-Dic 2020	Ene-Mar 2021	Oct-Dic 2020	Ene-Mar 2021
Residencial					
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	54.57	3.3096	3.4281		
Consumo mayor de 50 kWh/mes	54.57				
Primeros 50 kWh/mes		3.3096	3.4281		
Siguientes kWh/mes		4.3066	4.4608		
Baja Tensión	54.57	4.3388	4.4883		
Alumbrado Público	58.68	3.3383	3.4688		
Media Tensión	2,280.00	2.5619	2.7093	310.1292	305.6773
Alta Tensión	5,700.00	2.3924	2.5355	267.7291	263.8859

Con el objetivo de comparar el impacto que tendrá el aumento de la tarifa en las diferentes categorías de Usuarios, en la se presenta una comparación entre las tarifas promedios vigentes y las anteriores. Cabe resaltar que el servicio de alta tensión será el más afectado con este nuevo ajuste con un aumento de 4.5344%.

Tabla 6: Comparación entre ajustes de tarifas promedio
(Oct-dic 2020– Ene-mar 2021)

Servicio:	Tarifa Promedio [L/kWh]		Aumento
	oct-dic 2020	ene-mar 2021	
Residencial	4.4126	4.5521	3.1617%
Baja Tensión	4.3911	4.5403	3.3970%
Media Tensión	3.3675	3.5034	4.0346%
Alta Tensión	2.9731	3.1079	4.5344%

5. Conclusiones

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

- El costo de generación contemplado en el CBG anual para el primer trimestre 2021 es de 116.12 USD/MWh y la energía proyectada es 2,194.21 GWh y se distribuye por tipo de tecnología de la siguiente manera: hidroeléctrica con 749.19 GWh (34.14%), térmica con 564.56 GWh (25.73%), solar fotovoltaica 311.92 GWh (14.22%), biomasa 181.60 GWh (8.28%), eólica 292.78 GWh (13.34%) y geotérmica 79.09 GWh (3.6%). Es importante indicar que se prevé comprar en el MER 15.08 GWh, que representa 0.69% del total de generación del primer trimestre.
- La diferencia total entre el costo real de generación y el previsto en los meses de septiembre, octubre y noviembre es de - USD 15,476,109.44, diferencia que se vio afectada directamente por la reducción de la demanda y el aumento en la generación hidráulica de la ENEE. Esta diferencia causó que el costo de generación previsto para el primer trimestre pasará de 116.12 USD/MWh a 109.07 USD/MWh.
- La actualización en los costos de energía y potencia firme da como resultado un aumento en el costo de generación, el cual pasó de un valor medio en el trimestre anterior de 102.51 USD/MWh a un valor de 109.07 USD/MWh, lo que en términos relativos significa un aumento del 6.40%.
- El resultado de las variaciones en las variables que intervienen en la formación del cálculo tarifario da como resultado un aumento global del precio de la tarifa, la cual pasa de 4.01 L/kWh que fuera aplicada en el trimestre anterior a un valor de 4.16 L/kWh estimado para este nuevo ajuste, lo que en términos porcentuales significa un aumento global del 3.48%.

Anexos:

A. Datos a introducir en el programa 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	Fin	
Laborable	10	11	16	9	6	10	5	1	5	
		19	22		17	18		18	24	
					23	24				
Sábado	2	13	13	16	7	12	6	1	6	
		20	20		14	19		19	24	
					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:	
Hora 1	11
Hora 2	12
Hora 3	19
Hora 4	20

Financieras y Cambiarias	
Tasa de Descuento	10.5%
Tipo de Cambio	24.2722

Fecha de Ajuste	
Mes / Año:	dic-20

- Cargo por la regulación y operación del MER

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\$				Valor del Terreno Miles USD\$	O&M Miles USD\$	O&M Ajustado Miles USD\$	Anualidades Miles USD\$			
			Hardware & Software	Mobiliario, Capacitació	Otros Costos	Total				1 2016	2 2017	3 2018	4 2019
1	Operador del Sistema	2016	486.80	696.67		1,183.47	7,014.46	7,014.46	7,260.35	7,260.35	7,260.35	7,260.35	

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

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 instalada	676				
Costo O&M \$/kw año	7.04				
Años Vida útil de Turbina	20				
Factor con reducción de capacidad	95%				
Paros Forzados	2%				
Capacidad a instalar por kW de demanda máxima	1.1				
Cálculos:					
FRC Turbina de Gas	0.12				
Anualidad	82.129447				
O&M \$/kw año	7.040000				
Costo de Operación	89.169447		Factor 1.1		
$cp = 1.1 \frac{FRC \cdot I + COM}{0.95(1 - FOR)}$					
Costo de Capacidad de Generación \$/kW-año	115.89	115.8915481	VERDADERO		
Precio del Búnker y Costos Marginales					
Precio del Búnker \$/Bbl	37.8505				
Búnker a \$37.8505/Bbl					
Costos Marginales de Energía Generada US\$/MWh					
Bloque Horario	230 kv	138 kv	69 kv	34.5 kv	Ponderado con Energía
Punta	108.00	117.75	104.78	85.96	
Intermedio	88.26	93.79	85.53	78.40	
Valle	66.74	69.69	66.18	63.51	

B. Datos de salida en el programa CALCUTA

- Pliego tarifario

Variables de Entrada de Subsidio	
Factor Subsidio Cruzado 1	0.83
Factor Subsidio Cruzado 2	1.08

	Tarifas Sin Subsidio							Tarifas Con Subsidio					
	Servicio Comercial L/abnd-m	Potencia L/kW-m	Energía Punta L/kWh	Energía Intermedio L/kWh	Energía Valle L/kWh	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	56.3662	199.6311	3.6543	2.8984	1.9758	4.1302	6.3784	56.3662	165.6938	3.0330	2.4057	1.6399	3.4281
> 50 kWh/mes	56.3662	199.6311	3.6543	2.8984	1.9758	4.1302	4.4470	56.3662	215.6088	3.9467	3.1304	2.1339	4.4608
Servicio General en BT	56.3662	243.4382	3.7465	2.9716	2.0257	4.4883	4.5367	56.3662	243.4382	3.7465	2.9716	2.0257	4.4883
Alumbrado Público	62.4686	323.5307	3.5253	2.7961	1.9060	3.4688	4.6109	62.4686	323.5307	3.5253	2.7961	1.9060	3.4688
Servicio Industrial en MT	2,427.2200	305.6773	3.3253	2.6603	1.8296	2.7093	3.5034	2,427.2200	305.6773	3.3253	2.6603	1.8296	2.7093
Servicio Industrial en AT	6,068.0500	263.8859	3.1275	2.4857	1.7595	2.5355	3.1079	6,068.0500	263.8859	3.1275	2.4857	1.7595	2.5355
Promedio Global							4.156705122						
							4.016984140						

*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	56.37		3.4281					
Consumo mayor de 50 kWh/mes	56.37		3.4281					
Primeros 50 kWh/mes			4.4608	56.3662	215.6088	3.9467	3.1304	2.1339
Siguientes kWh/mes								
Servicio General en Baja Tensión	56.37		4.4883	56.3662	243.4382	3.7465	2.9716	2.0257
Alumbrado Público*	62.47		3.4688					
Servicio en Media Tensión	2,427.22	305.6773	2.7093	2,427.2200	305.6773	3.3253	2.6603	1.8296
Servicio en Alta Tensión	6,068.05	263.8859	2.5355	6,068.0500	263.8859	3.1275	2.4857	1.7595

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

Tarifa Nueva	4.1567051
Tarifa Actual	4.0170
Diferencia	3.478%