



Comisión Reguladora
de Energía Eléctrica
CREE

Informe de Ajuste Tarifario Segundo Trimestre 2022

**Ajuste al Costo Base de Generación
Abril-junio 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., marzo de 2022

Índice de Contenido

1.	Introducción.....	4
2.	Costos de generación	5
2.1.	Variables que inciden en los costos de generación	6
2.1.1	Precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica	6
2.1.2	Demanda de energía eléctrica	6
2.1.3	Composición de la matriz de generación de energía eléctrica.....	7
2.1.4	Costo marginal promedio semanal.....	8
2.2.	Costos de generación reales	8
2.2.1	Liquidaciones.....	9
2.3.	Cálculo del diferencial entre los costos de generación reales y los previstos.....	12
2.4.	Costo Base de Generación previsto para el segundo trimestre de 2022	13
2.5.	Costo de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del segundo trimestre de 2022	13
3.	Tipo de cambio del dólar de los EE. UU.	14
4.	Tarifa aplicar a los usuarios finales 2do ajuste 2022	15
4.1.	Componentes de costos de la tarifa promedio.....	16
4.2.	Estructura tarifaria.....	17
5.	Conclusiones y recomendaciones	18
	Anexos:.....	20

Índice de tablas y figuras

Tablas

Tabla 1: Composición de la matriz de generación de energía eléctrica diciembre 2021 – febrero 2022	7
Tabla 2: Costos reales de generación diciembre 2021 -febrero 2022 (Datos: ODS).....	10
Tabla 3: Costos de generación de las centrales de la ENEE diciembre 2021 -febrero 2022 (Datos: ODS)	11
Tabla 4: Costos de energía y potencia previstos y reales diciembre 2021-febrero 2022 (Datos: ODS)	12
Tabla 5: Costos de generación previstos para el segundo trimestre 2022 (Datos: ODS)	13
Tabla 6: Costo medio total de generación segundo trimestre 2022 (Datos: ODS)	14
Tabla 7: Estructura tarifaria para usuarios de la ENEE vigente a partir de abril 2022.....	17
Tabla 8: Comparación entre ajustes de tarifas promedio	17
Tabla 9: Estructura tarifaria ENEE de abril a junio 2022	19

Figuras

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

Abreviaturas

CBG	Costo Base de Generación
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
MEO	Mercado Eléctrico de Oportunidad
MER	Mercado Eléctrico Regional
ODS	Operador del Sistema
POLP	Planificación Operativa de Largo Plazo
SIN	Sistema Interconectado Nacional

1. Introducción

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como la entidad reguladora del sector eléctrico, cuyas funciones incluyen la de definir la metodología para el cálculo de las tarifas y vigilar su aplicación, y aprobar, ajustar y poner en vigencia las tarifas resultantes. Asimismo, la LGIE establece que la CREE debe realizar ajustes de forma periódica a los valores de las tarifas de los usuarios finales: i) ajustes trimestrales debido a los cambios en el Costo Base de Generación, ii) ajustes trienales y anuales como resultado de los posibles cambios de los costos en el sistema de transmisión y (iii) ajustes quinquenales debido a posibles cambios de costos en el sistema de distribución.

Los costos antes indicados incluyen los siguientes componentes:

- **Costo Base de Generación:** es determinado por el Operador del Sistema (ODS) y refleja los costos de compras de potencia y energía para suministro de los usuarios regulados. Estos costos se ven afectados de manera directa por las siguientes variables:
 - las características de la demanda (energía y potencia);
 - la composición de la matriz de generación de energía eléctrica;
 - el estado de los embalses y las previsiones hidrológicas;
 - los precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica;
 - el monto de déficit, si hubiera.
- **Costos del sistema de transmisión:** estos comprenden los costos de los activos usados para la actividad de transmisión, los costos de operación y mantenimiento, y las pérdidas de potencia y energía en el sistema.
- **Costos del sistema de distribución:** estos constituyen el llamado Valor Agregado de Distribución (VAD), que comprende los costos de los activos usados para la actividad de distribución, los costos de operación y mantenimiento, los costos de pérdidas de energía y potencia, y una componente de costos de comercialización.

En abril de 2016 la CREE aprobó el “Reglamento Para el Cálculo de Tarifas Provisionales” (de aquí en adelante el “Reglamento”) por medio de la Resolución CREE-016, el cual establece una metodología provisional para la determinación de las tarifas que aplica la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) a sus usuarios. Dicho reglamento fue modificado por medio del Acuerdo CREE-065 el 24 de junio de 2020 con la finalidad de reflejar de manera más precisa los costos de generación en que incurre la ENEE para suministrar energía eléctrica a sus clientes.

En cumplimiento con lo establecido en la LGIE, la CREE debe aprobar un nuevo ajuste trimestral en la estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir de abril de 2022, el cual se calcula con la metodología dispuesta en el Reglamento. El objetivo de este informe es mostrar las variables y cálculos que inciden en el

costo de generación, así como las otras variables consideradas en el cálculo tarifario y finalmente proponer al directorio de comisionados el ajuste a la estructura tarifaria.

El informe está organizado en 5 secciones incluyendo esta introducción. En la sección 2 se presentan los costos de generación reales para los meses de diciembre 2021 y enero y febrero de 2022, la diferencia entre estos costos y los previstos para esos meses, y los costos de generación que se incorporarán en el pliego tarifario que la ENEE deberá aplicar a sus usuarios a partir de abril 2022. En la sección 3 se presenta el tipo de cambio del dólar de los EE. UU. a utilizar en este nuevo ajuste tarifario. En la sección 4 se detalla la tarifa resultante a aplicar a los usuarios finales para el ajuste del segundo trimestre de 2022. Finalmente, en la sección 5 se exponen las conclusiones y recomendaciones del presente informe.

2. Costos de generación

Marco regulatorio

El Reglamento establece la metodología que debe utilizar el Operador del Sistema para calcular el costo de generación que cobrará la ENEE para cada trimestre del próximo año (Costo Base de Generación o costo de generación previsto) y la metodología que debe utilizar la CREE para realizar los ajustes trimestrales al Costo Base de Generación.

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

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

El CBG Previsto para el año 2022 fue determinado con base en el informe de la POLP 2022-2024¹ que presentó el ODS en diciembre de 2021. A la fecha las consideraciones tomadas en este plan han experimentado variaciones significativas, las cuales impactan directamente en los costos de compra de energía y potencia en los que realmente incurre la ENEE para los meses correspondientes al año 2022.

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

A continuación, se presenta de manera general el comportamiento que han presentado en los años 2021 y 2022 la variable de precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica, la variable de demanda de energía eléctrica, la composición de la matriz de generación de energía eléctrica y el costo marginal promedio semanal del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Asimismo, se presenta un análisis comparativo entre lo real y lo previsto de estas variables.

2.1. Variables que inciden en los costos de generación

2.1.1 Precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica

En la Fig. 1 se muestra que los precios reales de los combustibles presentan una tendencia a alza y que los costos reales fueron mayores que los proyectados, lo que provocará que esta variable impacte de manera directa en la diferencia entre el costo de generación real y el previsto.

Es importante indicar que para propósitos de liquidación de las transacciones de compra-venta de energía en el Mercado Eléctrico Nacional (MEN) la energía comprada por medio de un contrato de generación térmica en un mes determinado se valora utilizando el precio promedio mensual del combustible correspondiente en el mes inmediatamente anterior. Este mismo periodo de tiempo también se utiliza para calcular los costos variables térmicos que influyen en la determinación de los precios nodales del SIN junto con otras variables como la generación de energía renovable y la demanda de electricidad.

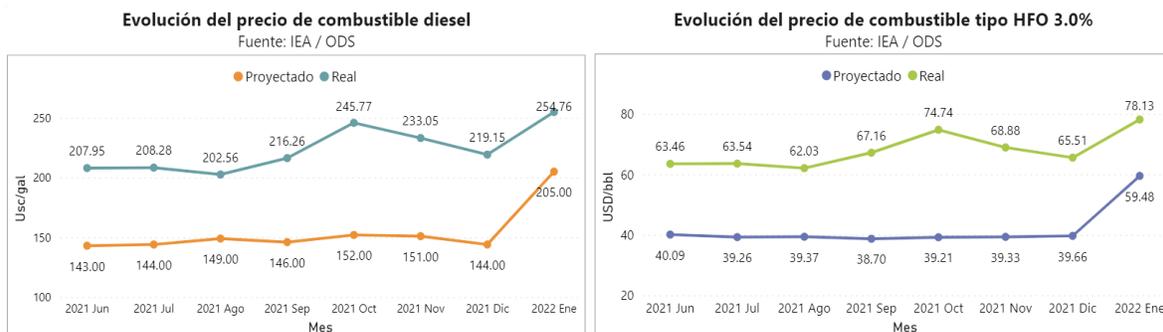


Fig. 1: Comparativo entre precios de combustible reales y previstos para los meses de enero a octubre de 2021

2.1.2 Demanda de energía eléctrica

En la figura siguiente se muestra los consumos de energía prevista y real entre los meses de abril 2021 y febrero 2022. Se observa que en la mayoría de los meses el consumo de energía real resultó mayor que el previsto. La diferencia entre el consumo real total y el previsto para el periodo analizado resultó ser de 312.30 GWh, lo que significa un aumento de 3.6 % con respecto al consumo previsto.

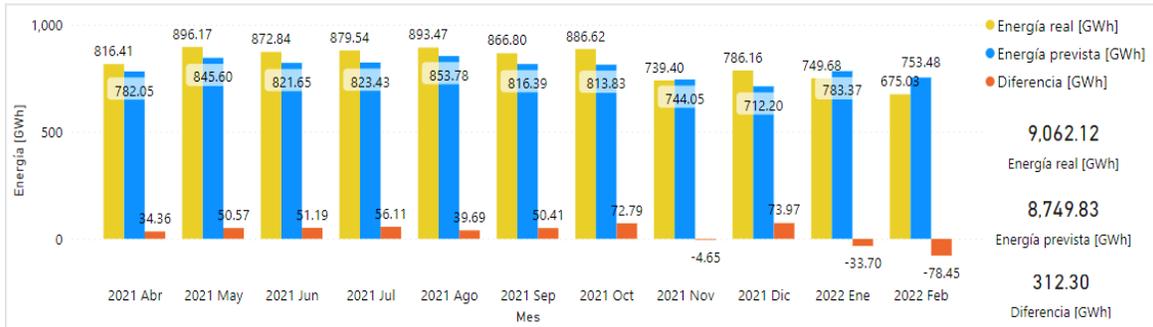


Fig. 2: Comparativo entre demanda de energía eléctrica prevista y real

2.1.3 Composición de la matriz de generación de energía eléctrica

Con respecto a la composición de la matriz de generación de energía eléctrica, en la figura 3 se observa que la participación de la generación renovable (hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica, biomasa y geotérmica) prevista entre los meses de diciembre 2021 y febrero del año 2022 es menor en un 5.74 % respecto con lo real. En la tabla 1 se detallan la generación prevista y real por tipo de tecnología y las diferencias de estas, tanto de manera absoluta como porcentual. En dicha tabla se observa que la generación de energía prevista en todas las tecnologías, incluyendo las importaciones del Mercado Eléctrico Regional, presenta variaciones con respecto a la real, esta disparidad impactará en las diferencias entre el costo real y previsto para este ajuste y si continua así, también afectara en los ajustes futuros, esto debido a que cada central, dependiendo de su tecnología, presenta diferentes costos de generación.

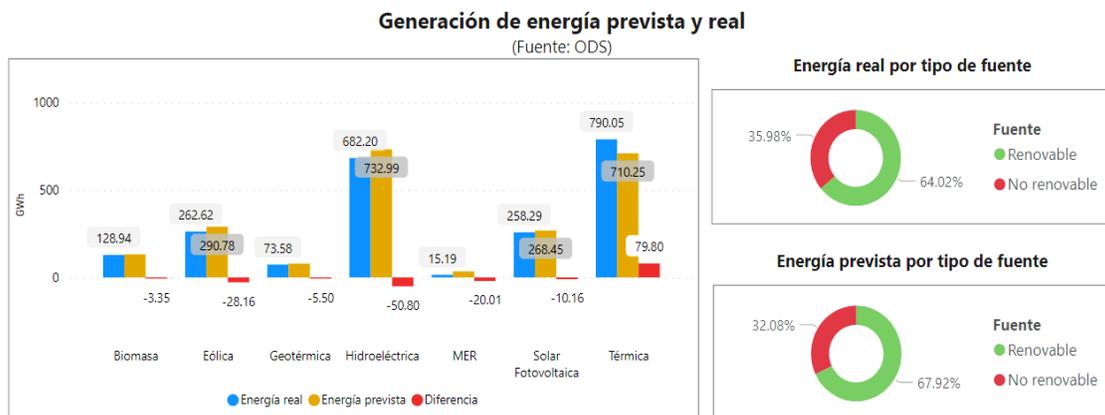


Fig. 3: Energía generada por tipo de tecnología en el SIN en diciembre 2021 - febrero de 2022

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

Tipo de Tecnología	Generación Real	Generación Prevista	Diferencia	Diferencia
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]
Térmica	790.05	710.25	79.8	11.24%
Hidroeléctrica	682.20	732.99	-50.8	-6.93%

Tipo de Tecnología	Generación Real	Generación Prevista	Diferencia	Diferencia
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]
Biomasa	128.94	132.29	-3.35	-2.53%
Eólica	262.62	290.78	-28.16	-9.68%
Solar Fotovoltaica	258.29	268.45	-10.16	-3.78%
Geotérmica	73.58	79.09	-5.5	-6.96%
MER	15.19	35.20	-20.01	-56.84%
Total	2,210.87	2,249.05	-38.17	-1.70%

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 resultó en un incremento del promedio de los precios nodales del sistema de un 63% con respecto a lo proyectado por el Operador del Sistema para el 2021 y 2022.



Fig. 4: Comparativo de costos marginales promedios semanales proyectados y reales para el año 2021 y 2022

2.2. Costos de generación reales

Con el fin de cumplir lo dispuesto en la LGIE, el Reglamento establece el procedimiento para el ajuste trimestral del Costo Base de Generación, dicho procedimiento dispone que al completar la liquidación mensual el Operador del Sistema debe enviar a la CREE un documento indicando el costo total real de compra de energía (contratos y transacciones de oportunidad) y el costo de potencia firme (contratos y desvíos). Luego la CREE revisa el documento y con base en la información presentada calcula para cada ajuste tarifario el costo de generación real y su diferencia con el costo base previsto de los últimos tres meses que

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

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

Donde:

P_t : es el precio de generación para el período de ajuste t , [USD/MWh]

PP_t : es el precio de generación previsto para el período de ajuste t , expresado en USD/MWh, que se obtiene del informe del CBG que prepara el ODS y que aprueba la CREE.

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

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

EP_t : es la energía prevista para el período ajuste t , [MWh]

OA_t : Otros ajustes solicitados por Operador del Sistema y aprobados por la CREE para el período de ajuste t , [USD]

En las secciones siguientes se detallan cada uno de los elementos que componen la ecuación anterior.

2.2.1 Liquidaciones

Las liquidaciones mensuales se realizan una vez finalizado cada mes, y dado que los ajustes tarifarios entran en vigencia el primer día de cada trimestre del año y deben ser aprobados como mínimo un día antes de cada nuevo ajuste, las liquidaciones presentan un mes de rezago, por lo que para el ajuste tarifario t se calculan los costos reales del último mes considerado para el ajuste del Costo Base de Generación anterior al último ajuste realizado (ajuste tarifario del periodo $t-2$) y los costos reales de los dos primeros meses del trimestre considerado para el último ajuste tarifario (ajuste del periodo $t-1$). Para el ajuste tarifario a aplicar a partir de abril de 2022, el Operador del Sistema determinó los costos de generación reales para los meses de diciembre 2021 a febrero 2022.

Para el ajuste correspondiente al segundo trimestre de 2022, el Operador del Sistema remitió a la CREE la liquidación de los costos de generación incurridos por la ENEE en los meses de diciembre 2021 a febrero de 2022². La Tabla 2 muestra de manera detallada dichos costos y se observa que el costo medio de generación real fue de 130.60 USD/MWh en el mes de diciembre, 140.66 USD/MWh en el mes de enero y 153.59 USD/MWh en el mes de febrero.

² Expedientes LT-01-2022, LT-02-2022 y LT-03-2022

Por otro lado, el costo medio de generación previsto fue de 110.04 USD/MWh para el mes de diciembre y 130.87 USD/MWh para los meses de enero y febrero de 2022 (el primer costo fue establecido en el CBG 2021³ y los últimos dos costos corresponden al costo base de generación para 2022 que aprobó la CREE en fecha 30 de diciembre del año 2021). La diferencia entre los costos medios de generación reales y previstos correspondientes a cada mes se verá reflejada en el diferencial de costos mensuales y en el acumulado de diciembre a febrero.

Tabla 2: Costos reales de generación diciembre 2021 -febrero 2022 (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	263.23	6,822,005.36	28,978,981.78	35,800,987.14	136.01
	Hidroeléctrica	73.09	1,274,797.96	8,491,627.45	9,766,425.42	133.63
	Biomasa	48.22	216,803.09	6,942,075.62	7,158,878.70	148.45
	Eólica	94.34	1,019,798.93	12,873,294.47	13,893,093.40	147.27
	Solar Fotovoltaica	84.7	1,015,456.35	11,299,191.95	12,314,648.30	145.4
	Geotérmica	25.21	272,919.21	2,738,111.90	3,011,031.11	119.42
	MER	11.81	131,545.49	1,255,773.94	1,387,319.43	117.49
	Total transacciones de contratos	600.6	10,753,326.39	72,579,057.11	83,332,383.50	138.75
Oportunidad	Térmica	15.67	2,010,405.43	1,898,192.74	3,908,598.17	249.49
	Hidroeléctrica	166.44	1,801,072.02	18,012,011.12	19,813,083.14	119.04
	Biomasa	0.1	0.00	12,175.01	12,175.01	
	MER	3.14	0.00	304,657.24	304,657.24	97.11
	Geotérmica	0.22	0.00	19,546.20	19,546.20	90.43
	Total transacciones de oportunidad	185.56	3,811,477.45	20,246,582.31	24,058,059.76	129.65
Total diciembre 2021		786.16	14,564,803.83	92,825,639.42	107,390,443.26	136.6
Contratos	Térmica	259.48	6,942,371.04	27,745,371.79	34,687,742.84	133.68
	Hidroeléctrica	62.11	1,172,628.82	7,214,858.51	8,387,487.33	135.05
	Biomasa	42.14	137,764.22	6,121,149.40	6,258,913.62	148.53
	Eólica	89.53	997,392.44	12,391,521.07	13,388,913.51	149.55
	Solar Fotovoltaica	91.3	1,094,647.78	12,175,621.77	13,270,269.55	145.34
	Geotérmica	25.16	284,415.15	2,735,248.02	3,019,663.17	120.03
	MER	7.28	86,914.77	775,157.97	862,072.74	118.41
	Total transacciones de contratos	576.99	10,716,134.23	69,158,928.53	79,875,062.76	138.43
Oportunidad	Térmica	12.55	2,129,344.33	1,613,050.25	3,742,394.58	298.15
	Hidroeléctrica	159.53	4,664,755.81	17,112,995.23	21,777,751.04	136.51
	Biomasa	0.09	0.00	10,017.08	10,017.08	
	MER	0.2	0.00	19,733.75	19,733.75	98.67

³ Acuerdo CREE-104 2020

Mercado	Tecnología	Energía	Costo de potencia	Costo de energía	Costo total de generación	Costo medio de generación
		[GWh]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD/MWh]
	Geotérmica	0.31	0.00	28,005.26	28,005.26	91.59
	Total transacciones de oportunidad	172.68	6,794,100.14	18,783,801.58	25,577,901.71	148.12
Total enero 2022		749.68	17,510,234.37	87,942,730.11	105,452,964.48	140.66
Contratos	Térmica	222.5	6,926,173.78	27,716,801.40	34,642,975.18	155.7
	Hidroeléctrica	61.06	1,277,331.16	7,149,628.40	8,426,959.56	138.02
	Biomasa	38.37	201,556.24	5,588,013.00	5,789,569.23	150.87
	Eólica	78.76	984,834.65	10,906,566.85	11,891,401.50	150.99
	Solar Fotovoltaica	82.29	1,092,278.00	10,971,554.16	12,063,832.16	146.6
	Geotérmica	22.47	270,743.57	2,450,526.99	2,721,270.56	121.1
	MER	5.5	69,043.81	587,822.33	656,866.14	119.35
	Total transacciones de contratos	510.95	10,821,961.21	65,370,913.13	76,192,874.34	149.12
Oportunidad	Térmica	16.62	2,158,450.86	2,185,301.24	4,343,752.10	261.31
	Hidroeléctrica	147.19	4,688,175.96	18,425,682.71	23,113,858.67	157.03
	Biomasa	0	0.00	411.04	411.04	
	MER	0.05	0.00	4,279.94	4,279.94	90.84
	Geotérmica	0.22	0.00	24,150.30	24,150.30	110.96
	Total transacciones de oportunidad	164.08	6,846,626.82	20,639,825.23	27,486,452.05	167.51
Total febrero 2022		675.03	17,668,588.02	86,010,738.36	103,679,326.39	153.59
Total diciembre 2021-febrero 2022		2,210.87	49,743,626.23	266,779,107.89	316,522,734.12	143.17

Las liquidaciones descritas en la tabla anterior incluyen el costo de la energía y potencia suministradas por las centrales propiedad de la ENEE, que son consideradas y valoradas como transacciones de oportunidad. A continuación, se presenta de manera detallada el monto que se reconoció a estas centrales entre los meses diciembre 2021 y febrero de 2022. En esta tabla se observa que a la ENEE se le reconoce un monto de USD 59,985,089.23 por la energía y potencia firme que sus centrales aportaron al sistema en los meses antes indicados.

Tabla 3: Costos de generación de las centrales de la ENEE diciembre 2021 -febrero 2022 (Datos: ODS)

Planta	Total mensual [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
EL NÍSPERO	1.82	78,136.27	215,500.13	293,636.40	161.65
CAÑAVERAL	45.29	676,697.37	5,107,660.60	5,784,357.97	127.71
EL CAJÓN	223.87	7,096,513.92	25,127,176.17	32,223,690.09	143.94
PATUCA	19.61	652,862.70	2,332,298.10	2,985,160.80	152.24
RÍO LINDO	147.33	1,979,313.90	16,584,403.36	18,563,717.26	126.00
CEIBA TÉRMICA	0.02	87,913.59	2,052.65	89,966.24	5,550.72
SANTA FÉ	0.00	19,689.51	0.00	19,689.51	

Planta	Total mensual [GWh]	Costo de potencia [USD]	Costo de energía [USD]	Costo de generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
LA PUERTA	0.00	24,870.96	0.00	24,870.96	
TOTAL	437.94	10,615,998.22	49,369,091.01	59,985,089.23	136.97

Asimismo, es importante indicar que en los archivos de esta Comisión consta documentación presentada por el ODS mediante la cual se informa que existen centrales generadoras que inyectan energía al Sistema Interconectado Nacional sin contar con una instrucción de despacho por parte del ODS, por lo que esta energía debe ser reconocida a precio cero en aplicación de lo establecido en el artículo 7 de la Norma Técnica de Liquidación del Mercado Eléctrico de Oportunidad. Dichas centrales son: YODECO, CAHSA, IHSA, NACAOME, CUYAMEL y PECSA 138 kV.

Sin embargo, no se ha podido contemplar en este ajuste lo expresado anteriormente, esto debido a que producto de la revisión que ha realizado la CREE a los archivos antes indicados, se ha encontrado la necesidad de requerir aclaraciones adicionales al ODS sobre esta situación. Por lo cual, una vez se aclaren esas dudas y se cuente con los sustentos necesarios, el impacto que estas centrales tengan en el costo de generación se trasladará en el próximo ajuste tarifario como “Otros Ajustes”.

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

En la Tabla 4 se muestran los costos reales de energía y potencia en los que incurrió la ENEE, la diferencia mensual entre estos costos y los costos previstos, y la diferencia acumulada para los meses de diciembre 2021 a febrero 2022. En esta ocasión el costo de generación real fue mayor que el costo proyectado, causando un déficit con respecto a los ingresos tarifarios de la ENEE por un monto de USD 43,554,545.07 el cual debe ser recuperado sumándolo al Costo Base de Generación previsto para el segundo trimestre del año 2022. Este monto, que es 30.75% menor que el ajuste anterior, se incluye en el costo de generación que se aplicará en la estructura tarifaria del segundo trimestre de 2022.

Tabla 4: Costos de energía y potencia previstos y reales diciembre 2021-febrero 2022 (Datos: ODS)

Mes	Costo real [USD]		Costo previsto [USD]		Diferencia [USD]		Total [USD]
	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	
Diciembre	92,825,639	14,564,804	70,924,935	15,584,686	21,900,705	-1,019,882	20,880,822.53
Enero	87,942,730	17,510,234	81,247,658	16,866,104	6,695,072	644,131	7,339,203.11
Febrero	86,010,738	17,668,588	73,158,021	15,186,786	12,852,717	2,481,802	15,334,519.44
Total	266,779,108	49,743,626	225,330,614	47,637,576	41,448,494	2,106,051	43,554,545.07

2.4. Costo Base de Generación previsto para el segundo 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 segundo trimestre de 2022 es de 132.29 USD/MWh. La Tabla 5 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: 2,741.84 GWh, la cual será distribuida por tipo de tecnología de la siguiente manera: térmica con 1,267.60 GWh (46.23%), hidroeléctrica con 817.63 GWh (29.82%), solar fotovoltaica 271.81 GWh (9.91 %), biomasa 141.59 GWh (5.16 %), eólica 138.73 GWh (5.06 %) y geotérmica 79.96 GWh (2.92 %). Es importante indicar que para este trimestre se tiene previsto comprar en el MER 24.52 GWh mediante transacciones de oportunidad, que representará el 0.89 % del total de generación prevista en el segundo trimestre.
- Precio promedio de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica: 59.11 USD/bbl para el HFO 3.0 % y 203.00 US\$/gal para el diésel.
- Costo marginal promedio: 109.40 USD/MWh.

Tabla 5: Costos de generación previstos para el segundo 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	1,029,464.25	21,531,506.69	106,087,687.74	127,619,194.44	123.97
	Hidroeléctrica	183,861.57	2,396,230.63	20,877,241.64	23,273,472.27	126.58
	Biomasa	120,946.97	619,979.21	17,825,386.90	18,445,366.11	152.51
	Eólica	138,728.45	2,307,538.62	19,274,064.60	21,581,603.22	155.57
	Solar Fotovoltaica	271,807.96	3,333,008.73	36,316,775.25	39,649,783.98	145.87
	Geotérmica	79,964.98	904,426.82	8,678,610.51	9,583,037.33	119.84
	Total transacciones de contratos	1,824,774.17	31,092,690.71	209,059,766.64	240,152,457.35	131.61
Oportunidad	Térmica	238,138.94	6,500,336.28	32,101,706.68	38,602,042.96	162.10
	Hidroeléctrica	633,765.13	14,123,596.41	65,147,557.03	79,271,153.44	125.08
	Biomasa	20,644.65	0.00	2,376,262.87	2,376,262.87	115.10
	MER	24,521.92	0.00	2,325,618.89	2,325,618.89	94.84
	Total transacciones de oportunidad	917,070.64	20,623,932.69	101,951,145.47	122,575,078.16	133.66
Previsto abril- junio 2022		2,741,844.81	51,716,623.40	311,010,912.11	362,727,535.51	132.29

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

Finalmente, al aplicar [1] se obtiene que el costo medio de generación total a utilizar para determinar los valores de la estructura tarifaria del segundo trimestre es 148.18 USD/MWh. Este valor es 5.92% menor que el costo de generación considerado para el ajuste del primer

trimestre de 2022. La principal razón para que este valor sea menor que el del trimestre anterior es la descrita en la sección 2.3. En la Tabla 6 se muestra de manera detallada el cálculo de dichos costos.

Tabla 6: Costo medio total de generación segundo 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	1,029,464.25	21,531,506.69	106,087,687.74	127,619,194.44	123.97
	Hidroeléctrica	183,861.57	2,396,230.63	20,877,241.64	23,273,472.27	126.58
	Biomasa	120,946.97	619,979.21	17,825,386.90	18,445,366.11	152.51
	Eólica	138,728.45	2,307,538.62	19,274,064.60	21,581,603.22	155.57
	Solar Fotovoltaica	271,807.96	3,333,008.73	36,316,775.25	39,649,783.98	145.87
	Geotérmica	79,964.98	904,426.82	8,678,610.51	9,583,037.33	119.84
	Total transacciones de contratos	1,824,774.17	31,092,690.71	209,059,766.64	240,152,457.35	131.61
Oportunidad	Térmica	238,138.94	6,500,336.28	32,101,706.68	38,602,042.96	162.10
	Hidroeléctrica	633,765.13	14,123,596.41	65,147,557.03	79,271,153.44	125.08
	Biomasa	20,644.65	0.00	2,376,262.87	2,376,262.87	115.10
	MER	24,521.92	0.00	2,325,618.89	2,325,618.89	94.84
	Total transacciones de oportunidad	917,070.64	20,623,932.69	101,951,145.47	122,575,078.16	133.66
Previsto abril- junio 2022	2,741,844.81	51,716,623.40	311,010,912.11	362,727,535.51	132.29	
Diferencial Dic 2021-Feb 2022		2,106,050.72	41,448,494.35	43,554,545.07		
Otros ajustes						
Ajuste abril- junio 2022	2,741,844.81	53,822,674.12	352,459,406.46	406,282,080.58	148.18	

3. Tipo de cambio del dólar de los EE. UU.

El tipo de cambio es otro factor que impacta de manera directa en los costos de generación y en los costos de los activos de la ENEE. Para este periodo de ajuste se utilizó un tipo de cambio de 24.51 lempiras por dólar, vigente el día 30 de marzo de 2022. Con respecto al trimestre anterior el tipo de cambio aumentó un 0.13%. La Fig. 5 muestra la variabilidad del tipo de cambio de los últimos 12 meses.



Fig. 5: Tipo de cambio a utilizar para el 2do ajuste tarifario 2022 (Datos: BCH)

4. Tarifa aplicar a los usuarios finales el 2do trimestre de 2022

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

- el tipo de cambio, para convertir a lempiras todos los costos asociados (costos de generación y costo de base de activos de transmisión y distribución);
- los costos de energía y potencia que son calculados de acuerdo con la metodología que se establece en el Reglamento e imputados a las salidas de cada módulo de red y asignados a cada categoría tarifaria.

La distribución e imputación de todos estos costos ocasionó una rebaja en la tarifa promedio de 4.68 % con respecto a la tarifa promedio del primer trimestre de 2022, la cual pasa de 5.5842 HNL/kWh a 5.3227 HNL/kWh.

La Fig. 6 muestra la contribución de cada una de las componentes de costo a la tarifa promedio. Se observa que la variable que más incidió en este nuevo ajuste es el costo de generación que resulta en una reducción de 0.2684 HNL/kWh y luego le sigue el tipo de cambio con un impacto de un incremento de 0.0069 HNL/kWh.

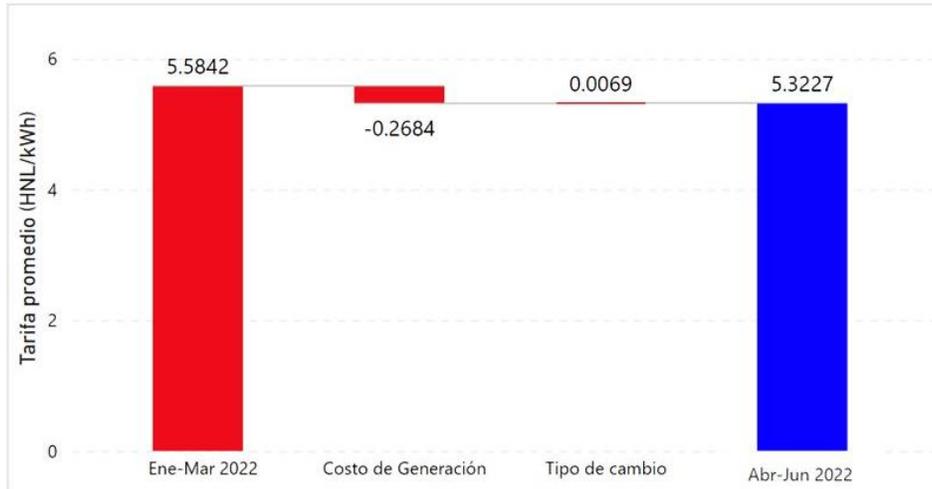


Fig. 6: Contribución de variables en el cálculo de la tarifa promedio

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 total de la tarifa promedio. La Fig. 7 muestra la participación de cada componente en la tarifa promedio de los últimos cinco ajustes. Es importante mencionar que dentro del costo de transmisión está implícito los cargos del Operador del Sistema y del Mercado Eléctrico Regional, que suman un 0.51% de la tarifa promedio.

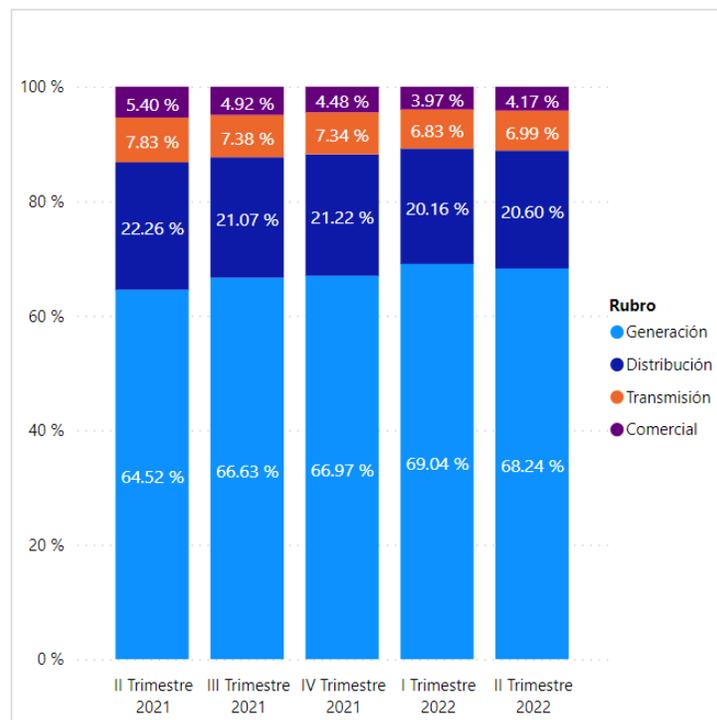


Fig. 7: Asignación de costos en tarifa promedio (Datos: Unidad de Tarifas CREE)

4.2. Estructura tarifaria

Partiendo de las consideraciones antes expuestas, se presenta en la Tabla 7 la estructura tarifaria que deberá aplicar la ENEE en su facturación a los usuarios finales a partir del mes de abril de 2022. Para fines de comparación, se incluyen los valores de la estructura tarifaria del trimestre anterior.

Tabla 7: Estructura tarifaria para usuarios de la ENEE vigente a partir de abril 2022

Servicio:	Cargo Fijo		Energía		Potencia	
	[HNL/Abonado -mes]		[HNL/kWh]		[HNL/kW-mes]	
	Ene-Mar	Abr-Mar	Ene-Mar	Abr-Mar	Ene-Mar	Abr-Mar
	2022	2022	2022	2022	2022	2022
Residencial						
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	56.62	56.66	4.6361	4.4147		
Consumo mayor de 50 kWh/mes						
Primeros 50 kWh/mes	56.62	56.66	4.6361	4.4147		
Siguientes kWh/mes			6.0327	5.7447		
Baja Tensión	56.62	56.66	6.0324	5.7498		
Alumbrado Público	63.00	63.09	4.7638	4.5258		
Media Tensión	2,447.96	2,451.18	4.0362	3.7899	308.2892	308.6947
Alta Tensión	6,119.90	6,127.95	3.8155	3.5776	266.1407	266.4908

Con el propósito 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 rebaja de 5.40%.

Tabla 8: Comparación entre ajustes de tarifas promedio (enero-marzo 2022– abril-junio 2022)

Servicio:	Tarifa Promedio* [HNL/kWh]		Rebaja	
	Ene-mar 2022	Abr-Jun 2022	[HNL/kWh]	[%]
Residencial	6.01	5.74	0.27	4.43%
Baja Tensión	6.08	5.80	0.28	4.64%
Media Tensión	4.84	4.59	0.25	5.07%
Alta Tensión	4.39	4.16	0.24	5.40%

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

5. Conclusiones y recomendaciones

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

5.1. Conclusiones

- El costo de generación aplicado a la tarifa para el primer trimestre de 2022 incluyó un ajuste retroactivo que reconoció a la ENEE un monto adicional de USD 62,895,415.89 por compra de energía y potencia; sin embargo, para este segundo trimestre de 2022 se requiere recuperar en concepto de ajuste retroactivo USD 43,554,545.07, lo que resulta en una reducción del monto del ajuste retroactivo que se deberá reflejar en la tarifa para el segundo trimestre de 2022.
- El impacto de las variables que afectan el costo de compra de energía y potencia por la ENEE para el suministro de sus usuarios, incluyendo el ajuste retroactivo de meses anteriores, resulta en un costo base de generación ajustado de 148.18 USD/MWh para el trimestre de abril a junio de 2022, menor al valor de 157.50 USD/MWh que fue aplicado para el trimestre anterior, o sea una reducción del 5.92 %.
- El tipo de cambio para determinar las tarifas finales ajustadas fue de 24.51 lempiras por dólar, el cual 0.13 % mayor con respecto al tipo de cambio de 24.48 lempiras por dólar que sirvió de referencia para establecer las tarifas del trimestre anterior.
- Como resultado de las variaciones de los factores que intervienen en la formación del cálculo tarifario, como ser los costos previstos de generación, la diferencia entre los costos de generación reales y previstos y el tipo de cambio da como resultado una disminución global del precio de la tarifa, la cual pasa de 5.58 HNL/kWh para el trimestre anterior a un valor de 5.32 HNL/kWh estimado para este nuevo ajuste, lo que en términos porcentuales significa una disminución del 4.68%.

5.2. Recomendaciones

Con base en lo anterior, esta unidad recomienda al Directorio de Comisionados 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 abril de 2022.

Tabla 9: Estructura tarifaria ENEE de abril a junio 2022

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Potencia	Precio de la Energía
	HNL/abonado-mes	HNL/kW-mes	HNL/kWh
Servicio Residencial			
Consumo de 0 a 50 kWh/mes	56.66		4.4147
Consumo mayor de 50 kWh/mes	56.66		
Primeros 50 kWh/mes			4.4147
Siguientes kWh/mes			5.7447
Servicio General en Baja Tensión	56.66		5.7498
Servicio en Media Tensión	2,451.18	308.6947	3.7899
Servicio en Alta Tensión	6,127.95	266.4908	3.5776

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

Anexos:

A. Datos usados en el modelo CALCUTA

- Tipo de cambio

Variables de Entrada Generales

Definición de Bloques Horarios

Día	Período de Punta			Período Intermedio			Período de Valle		
	Total Horas	Inicio	Horario Fin	Total Horas	Inicio	Horario Fin	Total Horas	Inicio	Horario Fin
Laborable	10	11 19	16 22	9	6 17 23	10 18 24	5	1	5
Sábado	2	13 20	13 20	16	7 14 21	12 19 24	6	1	6
Domingo y Feriado	0			8	12 18	13 23	16	1 14	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	24.5118

Fecha de Ajuste	
Mes / Año:	abr-21

- Costos de generación

Variables de Entrada Costos Marginales y Generación

Costo Marginal de la Potencia \$/kW-año		Valores a Modificar por el Usuario	
Tipo Costo Marginal de Potencia \$/kW-año:	Costo de Turbina de Gas (Datos EIA)		
Supuestos	Por cada kW de Demanda Máxima es necesario instalar 1.1kW de Capacidad Nueva. La desviación de condiciones normales de elevación y temperatura resulta en reducción de 5% de capacidad de placa. La turbina de gas tendrá una tasa de paros forzados del 2%.		
Costo de Inversión de Turbina de Gas \$/kW instala	676		
Costo O&M \$/kw año	7.04		
Años Vida útil de Turbina	20		
Factor con reducción de capacidad	95%		
Paros Forzados	2%		
Capacidad a instalar por kW de demanda máxim	1.1		
Cálculos:			
FRC Turbina de Gas	0.12		
Anualidad	82.129447		
O&M \$/kw año	7.040000	Factor	1.1
Costo de Operación	89.169447		
$cp = 1.1 \frac{FRC \cdot I + COM}{0.95(1 - FOR)}$			
Costo de Capacidad de Generación \$/kW-año	115.89	115.8915481	VERDADERO

Búnker a \$/Bbl					
Costos Marginales de Energía Generada US\$/MWh					
Bloque Horario	230 kV	138 kV	69 kV	34.5 kV	Ponderado con Energía
Punta	154.07	167.98	149.49	122.63	
Intermedio	125.91	133.81	122.02	111.84	
Valle	95.22	99.42	94.42	90.61	

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	56.6590	201.6018	5.0890	4.0446	2.8319	5.3190	7.5788	56.6590	167.3295	4.2239	3.3570	2.3504	4.4147
> 50 kWh/mes	56.6590	201.6018	5.0890	4.0446	2.8319	5.3190	5.6373	56.6590	217.7372	5.4963	4.3683	3.0585	5.7447
Servicio General en BT	56.6590	245.8413	5.2175	4.1467	2.9034	5.7498	5.7984	56.6590	245.8413	5.2175	4.1467	2.9034	5.7498
Alumbrado Público	63.0852	326.7244	4.9094	3.9018	2.7319	4.5258	5.6792	63.0852	326.7244	4.9094	3.9018	2.7319	4.5258
Servicio Industrial en MT	2,451.1800	308.6947	4.6259	3.7090	2.6215	3.7899	4.5917	2,451.1800	308.6947	4.6259	s	2.6215	#VALORI
Servicio Industrial en AT	6,127.9500	266.4908	4.3978	3.4980	2.5207	3.5776	4.1557	6,127.9500	266.4908	4.3978	3.4980	2.5207	3.5776
							Promedio Global						5.322699244
													4.016984140

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

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	56.66		4.4147						
Consumo mayor de 50 kWh/mes	56.66		4.4147						
Primeros 50 kWh/mes			4.4147						
Siguientes kWh/mes			5.7447	56.6590	217.7372	5.4963	4.3683	3.0585	
Servicio General en Baja Tensión	56.66		5.7498	56.6590	245.8413	5.2175	4.1467	2.9034	
Alumbrado Público*	63.09		4.5258						
Servicio en Media Tensión	2,451.18	308.6947	#VALORI	2,451.1800	308.6947	4.6259	s	2.6215	
Servicio en Alta Tensión	6,127.95	266.4908	3.5776	6,127.9500	266.4908	4.3978	3.4980	2.5207	

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

Tarifa Nueva	5.3226992
Tarifa Actual	5.5842
Diferencia	-4.683%