



CREE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE TERCER AJUSTE TARIFARIO RECO 2026

**AGOSTO
2026**

Elaborado por:
Departamento de tarifas



Índice de contenido

1.	Resumen Ejecutivo	6
2.	Introducción	9
3.	Cargos máximos autorizados.....	11
3.1.	Revisión de costos máximos autorizados para el 3er ajuste tarifario 2026.....	14
3.1.1.	Matriz de generación de energía eléctrica.....	15
3.1.2.	Precio ponderado de los combustibles	16
3.1.3.	Costos Unitarios de los Combustibles	18
3.1.4.	Promedio Ponderado del Precio del Combustible	18
3.1.5.	Facturación pendiente de análisis.....	18
3.2.	Índice de Precios al Consumidor (IPC)	19
3.3.	Cargos Máximos a utilizar en el tercer ajuste de 2026	19
3.4.	Tarifa por aplicar a los usuarios finales en el 3er ajuste tarifario 2026	21
4.	Conclusiones y recomendaciones	24
5.	Anexos	27

Abreviatura

BCH	Banco Central de Honduras
CM	Cargos Máximos
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
IPC	Índice de Precio al Consumidor
RECO	Roatan Electric Company

Variables de ajustes

CM^C_t : Cargo máximo autorizado de Comercialización para el trimestre t.

CM^C_{t-1} : Cargo máximo autorizado de Comercialización para el trimestre t-1.

CM^E_t : Cargo máximo autorizado de Energía para el trimestre t.

CM^E_{t-1} : Cargo máximo autorizado de Energía para el trimestre t-1.

CM^{ED}_t : Cargo máximo autorizado energizado de Distribución para el trimestre t.

CM^{ED}_{t-1} : Cargo máximo autorizado energizado de Distribución para el trimestre t-1.

CM^{PD}_t : Cargo máximo autorizado de Potencia Distribución para el trimestre t.

CM^{PD}_{t-1} : Cargo máximo autorizado de Potencia Distribución para el trimestre t-1.

CM^{PE}_t : Cargo máximo autorizado de Pérdidas de Energía para el trimestre t.

CM^{PE}_{t-1} : Cargo máximo autorizado de Pérdidas de Energía para el trimestre t-1.

CM^{PG}_t : Cargo máximo autorizado de Potencia Generada para el trimestre t.

CM^{PG}_{t-1} : Cargo máximo autorizado de Potencia Generada para el trimestre t-1.

CM^{PP}_t : Cargo máximo autorizado de Pérdidas de Potencia para el trimestre t.

CM^{PP}_{t-1} : Cargo máximo autorizado de Pérdidas de Potencia para el trimestre t-1.

Factor X_C^1 : Factor de Eficiencia de los costos comerciales.

Factor X_D^1 : Factor de Eficiencia de los costos de distribución.

Factor X_{PE}^1 : Factor de Eficiencia de las pérdidas de energía.

Factor X_{PP}^1 : Factor de Eficiencia de las pérdidas de potencia.

ΔIPC : Variación porcentual del IPC, publicado por el Banco Central de Honduras, entre el período t-1 y t.

ΔPC : Variación del promedio ponderado del precio de los combustibles, entre el período t-1 y t.

¹ Para este ciclo tarifario, los factores tienen valor de cero.

**Resumen
Ejecutivo**

Resumen Ejecutivo

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como la entidad reguladora del subsector eléctrico, cuyas funciones incluyen la de definir la metodología para el cálculo de las tarifas y vigilar su aplicación, así como aprobar, ajustar y poner en vigencia las tarifas resultantes.

Asimismo, la LGIE establece que, con el fin de reflejar los costos reales de generación a lo largo del tiempo, la CREE debe realizar ajustes de forma periódica a los valores de las tarifas de los usuarios finales. Estos costos dependen de las características de la demanda (energía y potencia), la composición de la matriz de generación de energía eléctrica y los precios de combustible utilizados para la generación de energía eléctrica.

En este contexto, el Departamento de Tarifas de la Dirección de Regulación de la CREE llevó a cabo el análisis técnico y económico correspondiente al Tercer Ajuste Tarifario de 2026 para el sistema eléctrico aislado de Roatán y Santos Guardiola, operado por la empresa Roatan Electric Company (RECO). La propuesta tarifaria presentada por RECO fue sometida a un riguroso proceso de fiscalización, revisión de facturación y validación técnica de datos por parte de la Comisión, de acuerdo con la metodología aprobada mediante el Acuerdo CREE-04-2026 y considerando la vigencia tarifaria autorizada a partir de septiembre de 2026.

El comportamiento de la demanda de energía eléctrica en la isla durante el trimestre de evaluación (mayo a julio de 2026) registró una generación total de 49,901,303.82 kWh. Durante este período, la matriz de generación mantuvo una marcada predominancia de la tecnología térmica, la cual representó un 89.34 % de la producción total (89.31 % correspondiente a LPG y 0.03 % a Diésel), mientras que las fuentes renovables aportaron el 10.66 % restante (10.08 % solar fotovoltaica y 0.58 % eólica). La participación renovable mostró una leve disminución respecto al trimestre anterior, por lo que la matriz energética continuó condicionada a las variaciones de los insumos fósiles.

A la estructura de la matriz de energía eléctrica se sumó la presión de los precios de los combustibles en el mercado. Si bien el precio del diésel se mantuvo estable en 61.52 HNL/gal, el precio promedio ponderado del LPG, principal insumo de generación de la isla, sufrió un incremento del 4.54 %, situándose en 31.34 HNL/gal. Este comportamiento derivó en un aumento del 7.64 % en el costo promedio ponderado de los combustibles, el cual pasó de 2.75 HNL/kWh en el trimestre anterior a 2.96 HNL/kWh para el presente ajuste.

De manera complementaria, los costos fijos, de potencia, pérdidas y comercialización fueron ajustados según la inflación acumulada de dos meses previos al inicio del trimestre, de acuerdo con la regla regulatoria vigente. Al evaluar el valor del IPC publicado por el Banco Central de Honduras (BCH), se constató una variación al alza del 1.17 %, pasando de 102.76 en abril de 2026 a 103.96 en julio de 2026.

Como resultado de la combinación de estos factores, impulsada primordialmente por el alza en el precio del LPG y el impacto del IPC, la estructura tarifaria calculada para el período comprendido entre septiembre y noviembre de 2026 refleja un incremento promedio global del 3.28 % en

comparación con el trimestre previo. Este promedio fue calculado con base en los usuarios residenciales, así como en los servicios generales en baja tensión y los servicios de media tensión

A partir de los cálculos resultantes del Modelo Tarifario RECO, el Departamento de Tarifas recomienda al Directorio de Comisionados de la CREE la aprobación del pliego tarifario que se detalla a continuación:

Categoría / Cargo	Unidad	sep-26
Residencial < =150 kWh		
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	26.9294
Cargo Energía	Lempiras/kWh	6.1103
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	-
Residencial > 150 kWh		
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	39.4514
Cargo Energía	Lempiras/kWh	8.9515
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	-
General		
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	38.4705
Cargo Energía	Lempiras/kWh	7.5035
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	-
Alumbrado Público		
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	38.4705
Cargo Energía	Lempiras/kWh	11.1368
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	-
Servicios Media Tensión		
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	115.4116
Cargo Energía	Lempiras/kWh	3.5447
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	1,986.1399



Introducción



Introducción

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como la entidad reguladora del subsector eléctrico, cuyas funciones incluyen la de definir la metodología para el cálculo de las tarifas y vigilar su aplicación, así como aprobar, ajustar y poner en vigencia las tarifas resultantes. La LGIE establece que las tarifas deben reflejar los costos de generación, transmisión, distribución y demás costos necesarios para prestar el servicio eléctrico, promover el uso eficiente de la energía y no trasladar al consumidor final las ineficiencias operativas o administrativas de las empresas del subsector.

En cumplimiento de la LGIE, la CREE elaboró en noviembre de 2025 el informe final de la propuesta tarifaria presentada por RECO en octubre de 2024. Este documento consolidó y actualizó la estructura tarifaria para los usuarios de Roatán a diciembre de 2025, incorporando las decisiones de la Audiencia Pública del 4 de noviembre, la actualización del pliego y los subsidios correspondientes, todo ello respaldado por el informe de audiencia base y el acta respectiva para garantizar la transparencia y sostenibilidad del proceso.

Asimismo, mediante el Acuerdo CREE-04-2026 de fecha 22 de enero de 2026 y publicado en La Gaceta el 12 de febrero de ese mismo año, la CREE aprobó las fórmulas de ajuste de dicha estructura tarifaria que RECO deberá aplicar trimestralmente a sus usuarios finales en los municipios de Roatán y José Santos Guardiola.

En ese sentido, la CREE debe aprobar un ajuste trimestral en la estructura tarifaria que debe aplicar RECO en la facturación de los usuarios finales de los municipios de Roatán y José Santos Guardiola a partir de septiembre de 2026. 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 seis secciones incluyendo el resumen ejecutivo y esta introducción. En la sección tres se presentan los cargos máximos autorizados correspondientes a los meses de mayo, junio y julio de 2026, junto con los precios de los combustibles, el IPC, la matriz de generación de energía eléctrica que servirán como base para el ajuste tarifario. En la sección cuatro se detalla la tarifa resultante a aplicar a los usuarios finales para el tercer ajuste de 2026. En la sección cinco se presentan las conclusiones y recomendaciones del presente informe. Finalmente, en la sección 6 se incluyen los anexos.

assets	debts
80	30
78	40
94	60
65	38
83	59
120	69
98	39
78	59
65	29
49	20
83	60
95	40



**Cargos
Máximos
Autorizados**

Cargos máximos autorizados

Los costos base de generación para sistemas aislados deben ser calculados considerando los costos de generación combustibles y de operación y mantenimiento fijos y variables eficientes que serán determinados en el estudio tarifario. De acuerdo con el Artículo 21 de la LGIE las empresas distribuidoras que operan sistemas aislados deben calcular anualmente los costos base de generación y proponerlos a la CREE. Dado que los ajustes trimestrales de los costos de generación de RECO consideran los efectos del precio de los combustibles y el uso de diferentes fuentes de generación, el cálculo establecido en el Artículo 21 de la LGIE considerará sólo el efecto de las inversiones efectivamente realizadas por RECO en relación con las inversiones aprobadas en el estudio tarifario. En ese sentido, el Reglamento de Sistemas Aislados establecerá los requerimientos del cálculo correspondiente.

Debido a que los costos de generación de energía eléctrica dependen de los precios de los combustibles, la composición de la matriz energética y las características de la demanda es necesario actualizarlos para reflejar los costos reales de generación. En este sentido, la CREE mediante el acuerdo CREE-04-2026, aprobó la metodología de ajuste que permite a RECO actualizar estos costos. La metodología se presenta a continuación:

1. El precio máximo permitido por el servicio de distribución de energía eléctrica de RECO será aprobado por la CREE cada tres meses de la fecha de vigencia. Para la aplicación del pliego tarifario aprobado, los Cargos Máximos Autorizados (CM) iniciales corresponden a los cargos resultantes del estudio tarifario, los cuales son indicados en el acuerdo CREE-150-2025, resultando 11. Estos cargos están aprobados en términos reales por lo que para su aplicación deberán ser ajustados considerando los criterios definidos en las fórmulas que se desarrollan a continuación, considerando para el período base t-1 los precios de combustibles, y composición de la generación e Índice de Precios al Consumidor (IPC) considerados en el estudio tarifario. Los Cargos Máximos Autorizados iniciales serán equivalentes a los cargos máximos establecidos para el trimestre t-1, aplicados en el primer ajuste tarifario tras la aprobación de la tarifa de electricidad basada en un cálculo tarifario.
2. Para la determinación de los ajustes tarifarios RECO presentará a la CREE su propuesta de ajuste calculada de acuerdo con las fórmulas que se desarrollan a continuación. Esta propuesta deberá ser presentada hasta el día 15 del mes previo al mes de inicio del trimestre t y deberá estar respaldada por todos los documentos que demuestren los valores de precios de combustibles reportados (incluidos los costos asociados a la compra de los combustibles tales como trámites aduaneros, inspecciones y otros) y las cantidades generadas por cada tecnología de generación.
3. La propuesta será revisada por la CREE pudiendo solicitar correcciones, complementaciones y aclaraciones a RECO. La empresa contará con un máximo de dos (2) días para corregir, complementar y/o aclarar lo solicitado. La CREE aprobará mediante acto administrativo los factores de ajuste a aplicar en el siguiente trimestre, hasta un (1) día antes del inicio del trimestre en el que se aplicará el ajuste.

4. Respecto al valor del IPC que será utilizado en el ajuste tarifario se debe aclarar que para los trimestres t y t-1 se utilizará el valor publicado por el Banco Central de Honduras correspondiente a dos meses anteriores al mes de inicio del trimestre que corresponda.
5. La CREE realizará el ajuste de los Cargos de Energía máximos autorizados, que serán ajustados de acuerdo a la variación del promedio ponderado del precio de los combustibles y la variación porcentual del IPC, conforme de la siguiente manera:

$$CM_t^E = CM_{t-1}^E * (\alpha * (1 + \Delta PC) + \beta * (1 + \Delta IPC))$$

Donde

CM_t^E : Cargo máximo autorizado de Energía para el trimestre t.

CM_{t-1}^E : Cargo máximo autorizado de Energía para el trimestre t-1.

α : Participación de los costos combustibles del total de los costos variables de generación, calculada como la relación Costos combustibles de Generación/ Total Costos Variables de Generación. Para este Ciclo Tarifario este factor es igual a 81.53%.

$\beta = 1 - \alpha$. Para este Ciclo Tarifario este factor es igual a 18.47%.

ΔPC : Variación del promedio ponderado del precio de los combustibles, entre el período t-1 y t.

ΔIPC : Variación porcentual del IPC, publicado por el Banco Central de Honduras, entre el período t-1 y t, de acuerdo con lo definido anteriormente.

Para evaluar la variación del promedio ponderado del precio de los combustibles entre el periodo t y t-1, se debe considerar lo siguiente: para el cálculo del P_i correspondiente al período t, se utilizará el promedio ponderado de los precios de compra del combustible registrados en los dos primeros meses del trimestre t-1 y el último del trimestre t-2.

6. La CREE realizará el ajuste de los Cargos de Potencia de Generación máximos autorizados, que serán ajustados de acuerdo a la variación porcentual del IPC, conforme de la siguiente manera:

$$CM_t^{PG} = CM_{t-1}^{PG} * (1 + \Delta IPC)$$

Donde

CM_t^{PG} : Cargo máximo autorizado de Potencia Generada para el trimestre t.

CM_{t-1}^{PG} : Cargo máximo autorizado de Potencia Generada para el trimestre t-1.

ΔIPC : Variación porcentual del IPC, publicado por el Banco Central de Honduras, entre el período t-1 y t, de acuerdo con lo definido anteriormente.

7. La CREE realizará el ajuste de los Cargos de Potencia de Distribución máximos autorizados, que serán ajustados de acuerdo a la variación porcentual del IPC y del factor de eficiencia de los costos de distribución, conforme de la siguiente manera:

$$CM_t^{PD} = CM_{t-1}^{PD} * (1 + \Delta IPC) * (1 - Factor X_D)$$

Donde

CM_t^{PD} : Cargo máximo autorizado de Potencia Distribución para el trimestre t.

CM_{t-1}^{PD} : Cargo máximo autorizado de Potencia Distribución para el trimestre t-1.

ΔIPC : Variación porcentual del IPC, publicado por el Banco Central de Honduras, entre el período t-1 y t, de acuerdo con lo definido anteriormente.

Factor X_D : Factor de Eficiencia de los costos de distribución. Para este este Ciclo Tarifario este factor es igual a cero.

8. La CREE realizará el ajuste de los Cargos Energizados de Distribución máximos autorizados, que serán ajustados de acuerdo a la variación porcentual del IPC y del factor de eficiencia de los costos de distribución, conforme de la siguiente manera:

$$CM_t^{ED} = CM_{t-1}^{ED} * (1 + \Delta IPC) * (1 - Factor X_D)$$

Donde

CM_t^{ED} : Cargo máximo autorizado energizado de Distribución para el trimestre t.

CM_{t-1}^{ED} : Cargo máximo autorizado energizado de Distribución para el trimestre t-1.

ΔIPC : Variación porcentual del IPC, publicado por el Banco Central de Honduras, entre el período t-1 y t, de acuerdo con lo definido anteriormente.

Factor X_D : Factor de Eficiencia de los costos de distribución. Para este este Ciclo Tarifario este factor es igual a cero.

9. La CREE realizará el ajuste de los Cargos Pérdidas de Energía máximos autorizados, que serán ajustados de acuerdo a la variación del promedio ponderado del precio de los combustibles, la variación porcentual del IPC y el factor de eficiencia de las pérdidas de energía, conforme de la siguiente manera:

$$CM_t^{PE} = CM_{t-1}^{PE} * (\alpha * (1 + \Delta PC) + \beta * (1 + \Delta IPC)) * (1 - Factor X_{PE})$$

Donde

CM_t^{PE} : Cargo máximo autorizado de Pérdidas de Energía para el trimestre t.

CM_{t-1}^{PE} : Cargo máximo autorizado de Pérdidas de Energía para el trimestre t-1.

α : Participación de los costos combustibles del total de los costos variables de generación, calculada como la relación Costos combustibles de Generación / Total Costos Variables de Generación. Para este este Ciclo Tarifario este factor es igual a 81.53%.

β : 1- α

ΔPC : Variación del Promedio Ponderado del Precio de los Combustibles (PC), entre el período t-1 y t.

ΔIPC : Variación porcentual del IPC, publicado por el Banco Central de Honduras, entre el período t-1 y t, de acuerdo con lo definido anteriormente.

Factor X_{PE} : Factor de Eficiencia de las pérdidas de energía. Para este este Ciclo Tarifario este factor es igual a cero.

10. La CREE realizará el ajuste de los Cargos Pérdidas de Potencia máximos autorizados, que serán ajustados de acuerdo a la variación porcentual del IPC y el factor de eficiencia de las pérdidas de potencia, conforme de la siguiente manera:

$$CM_t^{PP} = CM_{t-1}^{PP} * (1 + \Delta IPC) * (1 - Factor X_{PP})$$

Donde

CM_t^{PP} : Cargo máximo autorizado de Pérdidas de Potencia para el trimestre t.

CM_{t-1}^{PP} : Cargo máximo autorizado de Pérdidas de Potencia para el trimestre t-1.

ΔIPC : Variación porcentual del IPC, publicado por el Banco Central de Honduras, entre el período t-1 y t, de acuerdo con lo definido anteriormente.

Factor X_{PP} : Factor de Eficiencia de las pérdidas de potencia. Para este este Ciclo Tarifario este factor es igual a cero.

11. La CREE realizará el ajuste de los Cargos de Comercialización máximos autorizados, que serán ajustados de acuerdo a la variación porcentual del IPC y el factor de eficiencia de los costos comerciales, conforme de la siguiente manera:

$$CM_t^C = CM_{t-1}^C * (1 + \Delta IPC) * (1 - Factor X_C)$$

Donde

CM_t^C : Cargo máximo autorizado de Comercialización para el trimestre t.

CM_{t-1}^C : Cargo máximo autorizado de Comercialización para el trimestre t-1.

ΔIPC : Variación porcentual del IPC, publicado por el Banco Central de Honduras, entre el período t-1 y t, de acuerdo con lo definido anteriormente.

Factor X_C : Factor de Eficiencia de los costos comerciales. Para este este Ciclo Tarifario este factor es igual a cero.

3.1. Revisión de costos máximos autorizados para el 3er ajuste tarifario 2026

Conforme con el procedimiento aprobado en el Acuerdo CREE-04-2026, la sociedad mercantil deberá presentar ante esta Comisión Reguladora una propuesta “**hasta el día 15 del mes previo al mes de inicio del trimestre t**”.

En este contexto, RECO presentó ante esta Comisión, el pasado 17 de agosto, la propuesta de cargos máximos para el tercer ajuste tarifario de 2026. El Departamento de Tarifas de la Dirección de Regulación llevó a cabo una revisión técnica que derivó en solicitudes de corrección y aclaración documentadas en el requerimiento LTR-08-2026. Tras la debida atención a dichas observaciones por parte de RECO y la correspondiente validación técnica de los datos, esta Comisión procedió a la aprobación definitiva de los cargos.

Una vez validado el marco metodológico y las facturas asociadas al costo de combustible, la CREE procedió con la revisión del cálculo de los parámetros de ajuste. Para ello, es imperativo establecer inicialmente la matriz de generación y los costos unitarios de los combustibles, insumos que determinan la variación del Promedio Ponderado del Precio del Combustible. Estos valores, en conjunto con la variación del IPC publicado por el Banco Central de Honduras, constituyen las variables fundamentales para la aplicación de las fórmulas de cargos máximos de energía, potencia, distribución y comercialización detalladas anteriormente.

El proceso para calcular el Promedio Ponderado del Precio de Combustible es el siguiente:

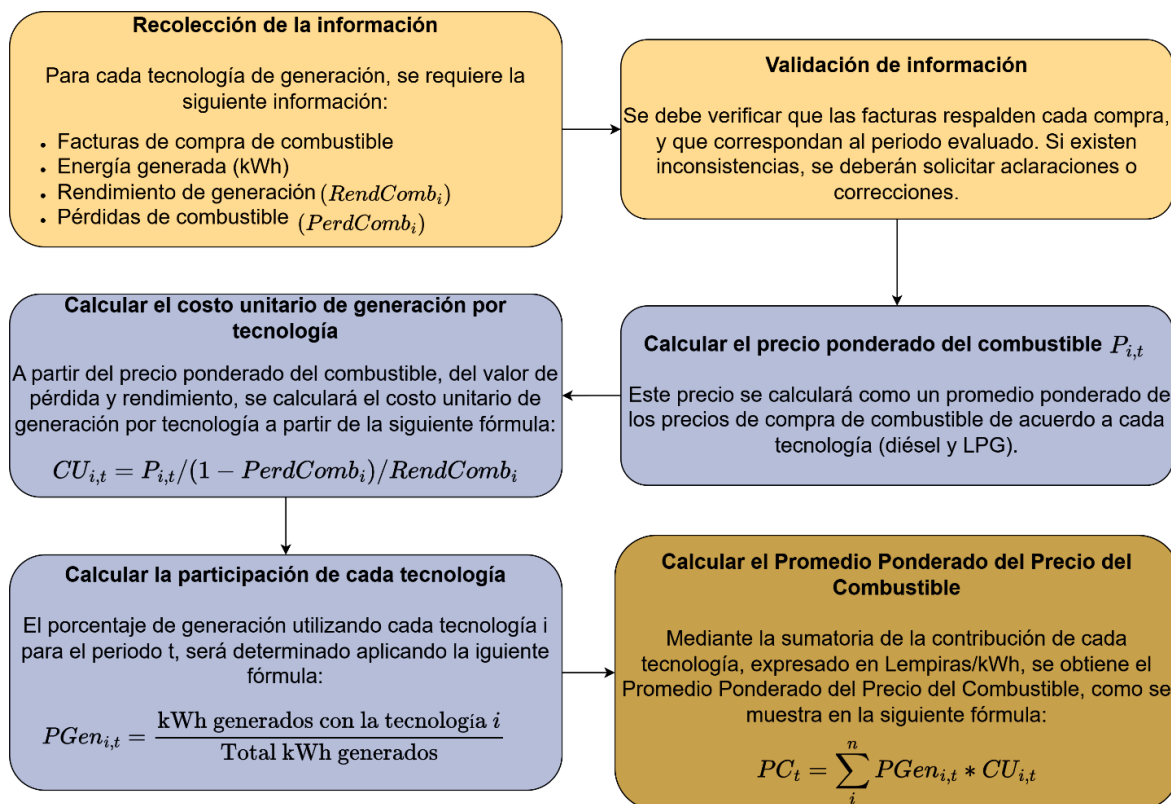


Figura 1 Cálculo del Promedio Ponderado del Precio del Combustible

3.1.1. Matriz de generación de energía eléctrica

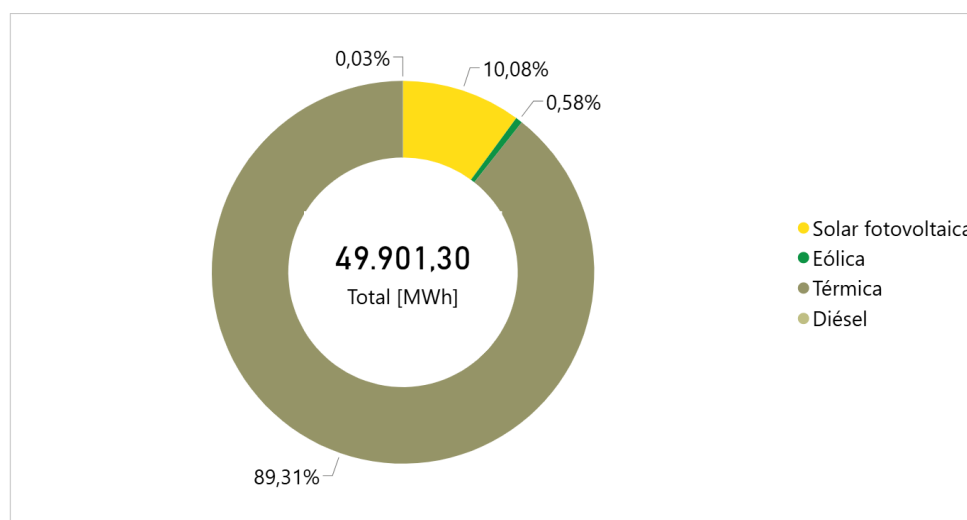
Para calcular el promedio ponderado del precio del combustible, es necesario determinar la participación de cada tecnología en la generación total de energía durante el período de análisis. Esta participación se obtiene comparando la energía producida por cada tecnología con el total de energía generada en el sistema en ese mismo período. El total considerado incluye todas las tecnologías de generación térmica, tanto para combustible diésel como LPG, generación fotovoltaica y finalmente generación eólica. Es fundamental que el período utilizado para este cálculo coincida con el empleado en la determinación del promedio ponderado, para garantizar consistencia en los resultados.

En relación con la producción de energía eléctrica, el operador informó que, durante los meses de mayo, junio y julio de 2026, se generaron un total de 49,901,303.82 kWh en la isla. En la tabla que se muestra a continuación, se detalla la generación mensual desglosada por tecnología. Es importante resaltar que, al analizar el diferencial respecto al ajuste anterior, se observa un aumento en la demanda total de energía. Adicionalmente, la generación térmica experimentó un incremento relativo en la matriz, pasando de una participación del 86.72 % en el trimestre previo al 89.34 % en el actual. Por el contrario, la contribución de las fuentes renovables disminuyó del 13.28 % al 10.66 %, acentuando aún más la dependencia de centrales térmicas en este periodo.

Tabla 2: Generación mensual por tipo de tecnología

Mes/tipo de tecnología	Térmica Diésel [kWh]	Térmica LPG [kWh]	Solar fotovoltaica [kWh]	Eólica [kWh]	Total [kWh]
Mayo 2026	13,223.96	14,727,767.39	1,862,530.14	127,738.02	16,731,259.51
Junio 2026	68.29	14,975,619.87	1,614,533.99	115,261.33	16,705,483.48
Julio 2026	49.60	14,862,734.78	1,555,216.50	46,559.95	16,464,560.83
Total [kWh]	13,341.85	44,566,122.04	5,032,280.63	289,559.30	49,901,303.82
Total ajuste anterior[kWh]	3,873.59	33,272,180.66	4,971,880.70	121,701.09	38,369,636.04
Diferencial [%]	244.43	33.94	1.21	137.92	30.05

En el siguiente gráfico se observa el aporte de cada tecnología a la matriz de generación de energía eléctrica de forma mensual, así como el aporte porcentual a lo largo de todo el trimestre.


Figura 2. Generación total por tecnología

3.1.2. Precio ponderado de los combustibles

El precio del combustible utilizado en el cálculo se obtiene como un promedio ponderado de los precios de adquisición registrados durante un período específico. Para evaluar la variación entre un período y el anterior, el precio considerado para el período actual se calcula utilizando los precios de compra registrados en los dos primeros meses del trimestre inmediatamente anterior y el último mes del trimestre previo a ese, así como se explica en el procedimiento de ajuste. Este mecanismo permite suavizar fluctuaciones bruscas en los precios y proporciona mayor estabilidad al cálculo. En este ajuste, se tomaron en cuenta los meses de mayo, junio y julio de 2026.

Dado que una parte considerable de los costos de generación está vinculada principalmente al gasto en combustible, particularmente al precio global del LPG, y tras la fiscalización destinada a verificar y validar el costo real del combustible empleado en el ajuste tarifario, tal como se detalla en el

memorando MM-DF-165-2026, así como en el dictamen técnico DT-DF-046-2026 emitidos por la Dirección de Fiscalización de esta Comisión, se llevó a cabo una revisión de los cálculos correspondientes al precio promedio ponderado de los combustibles para los meses antes indicados.

Durante el trimestre de ajuste (May-Jul 2026), el precio ponderado de los combustibles se calculó mediante la integración de los precios unitarios mensuales (HNL/gal) y los volúmenes de consumo devengados (galones). Este análisis se realizó de forma desagregada por tipo de combustible (diésel y LPG), garantizando que el costo final refleje la proporcionalidad real de cada insumo en la operación.

Diésel

El precio ponderado del diésel utilizado en la generación para el tercer ajuste 2026, obtenido a partir de las compras realizadas de este combustible es de 61.52 HNL/gal. En la matriz de generación de energía eléctrica se observa que en junio y julio de 2026 dicha planta generó una cantidad de energía despreciable, siendo mayo el único mes en el que tuvo generación significativa. Durante el periodo referido, la utilización de unidades de generación a diésel se incrementó debido a fallas e incidencias operativas que afectaron el funcionamiento normal de la planta.

LPG

Los precios de compra del LPG por galón remitidos por RECO y debidamente respaldados con la documentación correspondiente, fueron de 33.57 HNL/gal, 31.28 HNL/gal y 29.98 HNL/gal para los meses de mayo, junio y julio de 2026, respectivamente. Estos valores constituyen la base para la determinación del precio promedio ponderado del combustible conforme al período de análisis definido en la metodología tarifaria.

Tal como se indicó previamente, el precio ponderado trimestral del LPG se determina mediante la relación entre el precio mensual de adquisición y el volumen total de galones comprados. Para el periodo evaluado, el resultado de 31.34 HNL/gal refleja el precio ponderado por galón, que representa un aumento del 4.54 % con respecto al ajuste anterior.

A continuación, se presenta en la tabla de manera consolidada la evolución mensual de los precios de compra y el cálculo del precio ponderado para ambos combustibles durante el periodo analizado, así como su comparativa porcentual respecto al ajuste previo.

Tabla 3: Precio ponderado por tipo de combustible

Mes/tipo de combustible	Precio diésel [HNL/gal]	Precio LPG [HNL/gal]
Mayo 2026	61.5231	33.5703
Junio 2026	61.5231	31.2849
Julio 2026	61.5231	29.9751
Precio ponderado actual	61.5231	31.3403
Precio ponderado anterior	61.5231	29.9784
Diferencial [%]	0	4.54

3.1.3. Costos Unitarios de los Combustibles

Este costo unitario parte del precio ponderado de compra del combustible, expresado en Lempiras por galón (HNL/gal). Sin embargo, dicho precio debe ajustarse considerando dos factores fundamentales:

1. Las pérdidas asociadas al combustible, que pueden ocurrir durante el transporte, almacenamiento o manejo, que para ambas centrales de tecnología térmica es del 0.5%.
2. El rendimiento del combustible, que representa la cantidad de energía eléctrica que puede generarse por cada unidad de combustible consumida que para la central diésel el rendimiento energético es de 14.6 kWh/gal, mientras que para la central LPG es de 9.5 kWh/gal.

El costo unitario del combustible representa el gasto real en Lempiras por cada kWh generado. Este valor se determina mediante el precio promedio ponderado de compra, el cual se ajusta según el rendimiento térmico de la tecnología y las pérdidas inherentes al proceso. Así, el cálculo no solo refleja lo que se pagó por el insumo, sino la eficiencia con la que ese combustible se transforma efectivamente en energía eléctrica.

Durante este periodo de ajuste, el costo unitario del diésel se situó en 4.2351 HNL/kWh, manteniéndose constante frente al ciclo anterior. Por otro lado, el LPG registró un aumento en sus costos, alcanzando los 3.3156 HNL/kWh, lo que representa un aumento del 4.54 % respecto al ajuste previo.

3.1.4. Promedio Ponderado del Precio del Combustible

El promedio ponderado del precio del combustible para periodo analizado se calcula considerando la participación de cada tecnología de generación en la producción total de energía. Para ello, se multiplica el costo unitario del combustible de cada tecnología por el porcentaje de generación que esta representa en el periodo analizado, y posteriormente se suman todos estos valores. De esta forma, el resultado refleja un precio promedio del combustible expresado en HNL/kWh que incorpora tanto el costo de cada combustible como su contribución relativa en la generación total de energía durante el periodo.

En vista de lo anterior, se incorporará un Promedio Ponderado del Precio de los Combustibles de 2.9622 HNL/kWh para el tercer ajuste tarifario de Roatán de 2026.

3.1.5. Facturación pendiente de análisis

En relación con el costo de combustible LPG, la factura No. 000-001-01-00215293 (emitida el 9 de octubre de 2025 y presentada extemporáneamente el 11 de marzo de 2026) se encuentra actualmente bajo proceso de análisis y verificación técnica. No obstante, al haber sido incorporado por RECO en el cálculo del precio ponderado del gas aplicada a la tarifa de diciembre de 2025 a febrero de 2026 a partir del segundo ajuste, la CREE reconoce provisionalmente dicho valor al amparo de lo dispuesto en el Acuerdo CREEE-14-2026. De esta manera, el precio ponderado del gas para los costos de combustible del periodo mencionado se ajusta de **28.1616 HNL/gal** a **28.1739 HNL/gal**.

En virtud de lo anterior, esta Comisión reconoce de manera exclusiva la variación en el precio promedio ponderado del gas dentro del modelo tarifario correspondiente a la tarifa aplicada en el trimestre comprendido de diciembre de 2025 a febrero de 2026. En consecuencia, y de conformidad con el Acuerdo CREEE-14-2026, se desestima y no se reconoce cualquier otra modificación ajustada al referido periodo.

Finalmente, la CREE reitera a RECO que cualquier modificación, recalibración o alteración en los parámetros, variables o formulaciones del modelo tarifario vigente debe ser formalmente notificada y contar con la aprobación previa de la esta comisión. La incorporación unilateral de cambios no autorizados contraviene el marco regulatorio aplicable, por lo que las variaciones futuras que no sigan el debido proceso de revisión y autorización administrativa no serán reconocidas dentro del cálculo tarifario.

3.2. Índice de Precios al Consumidor (IPC)

En Honduras, el Índice de Precios al Consumidor es el indicador oficial utilizado para medir la inflación. Su cálculo y publicación corresponde al Banco Central de Honduras (BCH), entidad responsable de su divulgación periódica. Para efectos del ajuste tarifario, es necesario precisar el criterio temporal utilizado para seleccionar el valor del IPC aplicable. Conforme a la metodología establecida, para los trimestres t y $t-1$ se tomará el valor del IPC publicado por el BCH correspondiente a dos meses anteriores al mes de inicio del trimestre que se esté evaluando.

Por lo tanto, para el periodo $t-1$ se utilizó el IPC correspondiente al mes de abril de 2026, cuyo valor es 102.76. Para el período t , se utilizó el IPC correspondiente al mes de julio de 2026, cuyo valor es 103.96, lo que representa en términos relativos un aumento de 1.17% con respecto al periodo anterior.

3.3. Cargos Máximos a utilizar en el tercer ajuste de 2026

A partir de los valores de precios de combustible y de IPC correspondientes al periodo actual, se obtienen los cargos máximos autorizados, a utilizar en este ajuste tarifario, que son los siguientes:

Tabla 4: Cargos Máximos Autorizados

Cargos Energía Generación	1.06489
Cargos Potencia Generación	1.01168
Cargos Potencia Distribución	1.01168
Cargos Energizados Distribución	1.01168
Cargos Pérdidas Energía	1.06489
Cargos Pérdidas Potencia	1.01168
Cargos Comerciales	1.01168

A close-up photograph of a person's hands working on a desk. One hand is pressing a button on a black calculator, while the other hand rests on a document. The document features several pie charts and a table of data. The scene is overlaid with a blue and yellow geometric design in the bottom left corner.

**Tarifa por
aplicar a los
usuarios finales**

3.4. Tarifa por aplicar a los usuarios finales en el 3er ajuste tarifario 2026

Una vez definidos los cargos máximos autorizados, se calculó la nueva estructura tarifaria a aplicar para este tercer ajuste tarifario de 2026. La herramienta computacional utilizada para realizar dicho cálculo es el Modelo Tarifario RECO, en el cual se ingresaron como variables operativas y económicas primarias las siguientes:

- Variación del promedio ponderado del precio de los combustibles (ΔPC): Correspondiente a la actualización de los costos reales de adquisición de LPG y diésel, registrando un incremento del 7.69% (al pasar de 2.7506 HNL/kWh a 2.9622 HNL/kWh).
- Variación del Índice de Precios al Consumidor (ΔIPC): Correspondiente a la inflación publicada por el BCH a julio de 2026, con una variación del 1.17 % (al pasar de un índice de 102.76 a 103.96).
- Los Cargos Máximos Autorizados: Calculados en estricto apego a las fórmulas de ajuste del Acuerdo CREE-04-2026, manteniendo constantes los factores de ponderación del costo variable de generación en $\alpha = 81.5 \%$ (participación de costos combustibles) y $\beta = 18.47 \%$ (costos no combustibles).

Al evaluar la estructura ponderada de demanda del sistema aislado de Roatán, considerando la densidad de usuarios y los volúmenes de consumo en las categorías residencial, servicio general en baja y media tensión, y alumbrado público, la actualización tarifaria refleja un incremento promedio del 3.28 % con respecto a la tarifa vigente en el trimestre previo.

A continuación, se presenta el pliego tarifario resultante que deberá aplicar el operador RECO en la facturación a los usuarios finales durante el periodo de septiembre a noviembre de 2026.

Categoría / Cargo	Unidad	sep-26
Residencial < =150 kWh		
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	26.9294
Cargo Energía	Lempiras/kWh	6.1103
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	-
Residencial > 150 kWh		
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	39.4514
Cargo Energía	Lempiras/kWh	8.9515
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	-
General		
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	38.4705
Cargo Energía	Lempiras/kWh	7.5035
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	-
Alumbrado Público		
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	38.4705
Cargo Energía	Lempiras/kWh	11.1368
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	-
Servicios Media Tensión		
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	115.4116
Cargo Energía	Lempiras/kWh	3.5447
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	1,986.1399

Con la implementación del nuevo esquema tarifario, un usuario del segmento residencial con un consumo promedio mensual de 300 kWh verá un aumento total de HNL 92.19 en su factura. Anteriormente, la facturación sumaba HNL 2,808.40, desglosada en HNL 38.9960 de cargo fijo, HNL 2,598.36 por el consumo de energía residencial, HNL 153.39 de alumbrado público, HNL 10.68 de impuesto municipal y HNL 6.98 de regulación. Con el nuevo esquema, el costo total alcanza los HNL 2,900.59, distribuidos en HNL 39.4514 de cargo fijo, HNL 2,685.45 por energía residencial, HNL 157.80 para alumbrado público, HNL 10.68 por impuesto municipal y HNL 7.21 por regulación. Este incremento se debe principalmente a los cambios en los cargos variables por energía, con un aumento de HNL 87.09 en el consumo residencial y un incremento de HNL 4.41 en el alumbrado público, resultando en un incremento del 3.28 %.

A photograph of a port scene featuring several large white Liquefied Petroleum Gas (LPG) tankers docked at a pier. In the foreground, a blue and yellow barge is visible. The background shows a body of water and a distant shoreline under a blue sky with scattered white clouds. The image is framed by a dark blue diagonal band on the left and bottom, and a grey diagonal band on the top right.

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones y recomendaciones

- Comportamiento de la matriz de energía eléctrica. La matriz de generación acumulada del trimestre alcanzó los 49,901,303.82 kWh, manteniendo una elevada dependencia de las tecnologías térmicas con una participación del 89.34 % (89.31 % LPG y 0.03 % Diésel). Por su parte, la generación a partir de fuentes renovables disminuyó su aporte al 10.66 % (10.08 % solar fotovoltaica y 0.58 % eólica). Esta mayor contribución térmica acentuó la vulnerabilidad del costo variable de generación frente a las fluctuaciones internacionales de los insumos fósiles.
- Variación del Promedio Ponderado del Precio de los Combustibles. Durante el trimestre de evaluación (mayo a julio de 2026), el Promedio Ponderado del Precio de los Combustibles aplicable al sistema aislado de Roatán y Santos Guardiola se fijó en 2.9622 HNL/kWh. Este valor refleja un incremento del 7.69 % en comparación con el precio de 2.7506 HNL/kWh aplicado en el ajuste tarifario anterior. Dicho aumento responde principalmente al alza registrada en el precio de adquisición ponderado del LPG, el cual ascendió a 31.34 HNL/gal (mayor un 4.54 % con respecto al periodo anterior).
- Índice de Precios al Consumidor (IPC). Conforme a la metodología aprobada, el valor del IPC publicado por el BCH correspondiente al mes de julio de 2026 fue de 103.96. Al compararse con el valor de 102.76 reportado en el periodo base (abril de 2026), se determinó una variación inflacionaria positiva del 1.17 %, incidiendo de manera directa sobre los cargos fijos, de comercialización, distribución y capacidad.
- Ajuste tarifario: Como consecuencia combinada del incremento en el costo ponderado de los combustibles (aumento de 7.69 %) y del ajuste por inflación (aumento de 1.17 %), la actualización de los Cargos Máximos Autorizados dio como resultado un incremento promedio estimado del **3.28 %** en la tarifa aplicable a los usuarios finales con respecto al trimestre anterior. Este porcentaje contempla la estructura ponderada de demanda en los sectores residencial, servicio general en baja y media tensión, y alumbrado público.
- Con base en lo anterior, esta unidad recomienda al Directorio de Comisionados aprobar la siguiente estructura tarifaria que deberá aplicar el operador del sistema eléctrico de la isla de Roatán en su facturación a los usuarios finales a partir de septiembre de 2026.

Tabla 5: Pliego tarifario de RECO de septiembre a noviembre de 2026

Categoría / Cargo	Unidad	sep-26
Residencial < =150 kWh		
Cargo Fijo	Lempiras/Ciente-mes	26.9294
Cargo Energía	Lempiras/kWh	6.1103
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	-
Residencial > 150 kWh		
Cargo Fijo	Lempiras/Ciente-mes	39.4514
Cargo Energía	Lempiras/kWh	8.9515
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	-
General		
Cargo Fijo	Lempiras/Ciente-mes	38.4705
Cargo Energía	Lempiras/kWh	7.5035
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	-
Alumbrado Público		
Cargo Fijo	Lempiras/Ciente-mes	38.4705
Cargo Energía	Lempiras/kWh	11.1368
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	-
Servicios Media Tensión		
Cargo Fijo	Lempiras/Ciente-mes	115.4116
Cargo Energía	Lempiras/kWh	3.5447
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	1,986.1399



Anexos

Tabla 6: Pliego Tarifario por cargo aplicado RECO de septiembre a noviembre de 2026

Categoría / Cargo	Unidad	Base	Septiembre 2026
Residencial			
Cargos Comerciales	Lempiras/Cliente-mes	35.0515	38.4705
Cargos Energizados Distribución	Lempiras/kWh	1.6763	1.8398
Cargos Potencia Distribución	Lempiras/kW	-	-
Cargos Energía Generación	Lempiras/kWh	2.9595	3.2475
Cargos Potencia Generación	Lempiras/kWh	2.4763	2.7178
Cargos Pérdidas Energía	Lempiras/kWh	0.4059	0.4454
Cargos Pérdidas Potencia	Lempiras/kWh	0.436	0.4785
General			
Cargos Comerciales	Lempiras/Cliente-mes	35.0515	38.4705
Cargos Energizados Distribución	Lempiras/kWh	1.2684	1.3921
Cargos Potencia Distribución	Lempiras/kW	-	-
Cargos Energía Generación	Lempiras/kWh	2.9595	3.2475
Cargos Potencia Generación	Lempiras/kWh	1.8737	2.0565
Cargos Pérdidas Energía	Lempiras/kWh	0.4059	0.4454
Cargos Pérdidas Potencia	Lempiras/kWh	0.3299	0.3621
Alumbrado Público			
Cargos Comerciales	Lempiras/Cliente-mes	35.0515	38.4705
Cargos Energizados Distribución	Lempiras/kWh	2.4778	2.7195
Cargos Potencia Distribución	Lempiras/kW	-	-
Cargos Energía Generación	Lempiras/kWh	2.9595	3.2475
Cargos Potencia Generación	Lempiras/kWh	3.6602	4.0172
Cargos Pérdidas Energía	Lempiras/kWh	0.4059	0.4454
Cargos Pérdidas Potencia	Lempiras/kWh	0.6444	0.7073
Servicios Media Tensión			
Cargos Comerciales	Lempiras/Cliente-mes	105.1544	115.4116
Cargos Energizados Distribución	Lempiras/kWh	-	-
Cargos Potencia Distribución	Lempiras/kW	419.2233	460.1164
Cargos Energía Generación	Lempiras/kWh	2.9595	3.2475
Cargos Potencia Generación	Lempiras/kW	1,246.18	1,367.7348
Cargos Pérdidas Energía	Lempiras/kWh	0.2709	0.2973
Cargos Pérdidas Potencia	Lempiras/kW	144.2207	158.2887