

# Informe de Análisis Tarifarios de los Sistemas Aislados de Roatán, Útila y Guanaja



***Octubre 2025***

*Elaborado por:*

*Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)*

## Resumen Ejecutivo

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) y sus modificaciones, 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. Según la LGIE, artículo 14, las empresas distribuidoras no pueden poseer centrales generadoras salvo en casos excepcionales que deben ser certificados por la CREE, pero sin que la capacidad instalada total de generación propiedad de una distribuidora exceda de un 5% de su demanda máxima de potencia, sin embargo, se exceptúa de esta regla a las empresas distribuidoras que sirven sistemas aislados, las cuales podrán tener sus propias centrales generadoras. Además, si se trata de distribuidoras que sirven sistemas aislados, deben llevar contabilidades separadas para las actividades de generación y de distribución.

Para el caso de los sistemas aislados el Reglamento de Tarifas aprobado mediante acuerdo CREE 148-2019, establece en el título 7 la información que debe ser presentada cada año por las empresas distribuidoras que operan en sistemas aislados, siendo los principales documentos por presentar los siguientes: a) Cálculo del costo del servicio de energía eléctrica en la Zona de Operación; b) Estructura Tarifaria aplicada y c) Fórmulas de ajuste de tarifas aplicada.

Conforme con lo establecido en el Reglamento de Tarifas y con el fin de sustentar todos los cálculos realizados, las empresas distribuidoras deben presentar al menos la información siguiente:

- a. Costo de generación.
- b. Costos de distribución.
- c. Estructura Tarifaria.
- d. Ingresos tarifarios.
- e. Fórmulas de ajuste de tarifas.
- f. Indicadores de calidad servicio.
- g. Estados contables.

Seguidamente el artículo 156 del Reglamento de tarifas establece que la CREE realizará un análisis de eficiencia y prudencia del costo de servicio en el cual se verificará que el costo de servicio, la Estructura Tarifaria y las fórmulas de ajuste presentadas por la Empresa Distribuidora se ajusten a los principios de eficiencia y prudencia, considerando las condiciones particulares de operación de un Sistema Aislado.

En seguimiento al proceso de fiscalización realizado en los años 2022 y 2023, y luego del análisis de la información proporcionada a la CREE por las sociedades, Utila Power Company (UPCO), Roatán Electric Company (RECO) y El Sistema Aislado de Guanaja, se ha encontrado necesario la implementación del modelo regulatorio actual, normado a través del

Reglamento de Tarifas en sus artículos 155, 156 y 157. Lo anterior, en vista de la imposibilidad de implementar el modelo de determinación de tarifa contenido en los contratos de concesión de cada uno de los Sistemas Aislados antes mencionados.

En este informe se proporciona una visión detallada del proceso de revisión y análisis a la propuesta tarifaria presentada y la situación actual de cada uno de los Sistemas Aislados, dicho informe está organizado en cuatro secciones incluyendo una introducción. En la sección dos se presentan el marco regulatorio aplicable para el sistema aislado de Roatán, antecedentes del proceso tarifario, revisión de la estructura tarifaria propuesta RECO, criterios y modelos utilizados para el análisis de costos de generación y distribución, así como la identificación de discrepancias y la determinación del pliego tarifario final. En la sección tres se presentan los antecedentes y generalidades del sistema aislado que opera en la isla de Útila. Finalmente, en la sección cuatro se exponen los avances regulatorios vinculados al sistema aislado del municipio de Guanaja, los cuales comprenden la realización de la Audiencia Pública para la Tarifa Transitoria, la aprobación de dicha tarifa por parte de la CREE, así como la ejecución de los ajustes tarifarios correspondientes al año 2025, en los cuales se muestran los resultados del primer y segundo ajuste aplicados.

## Índice

<b>1. Introducción .....</b>	<b>7</b>
<b>2. Sistema Aislado de Roatán .....</b>	<b>9</b>
<b>2.1. Introducción .....</b>	<b>9</b>
<b>2.2. Marco Legal y Regulatorio Aplicable .....</b>	<b>10</b>
<b>2.3. Distribución Antecedentes de Proceso Tarifario (Cronología) .....</b>	<b>12</b>
<b>2.4. Metodología General del Estudio .....</b>	<b>15</b>
<b>2.4.1. Enfoque General.....</b>	<b>15</b>
<b>2.4.2. Revisión y Validación de Información.....</b>	<b>15</b>
<b>2.4.3. Modelos Utilizados .....</b>	<b>16</b>
<b>2.4.4. Análisis Técnico y Económico .....</b>	<b>16</b>
<b>2.4.5. Proceso de Revisión y Resolución de Discrepancias .....</b>	<b>17</b>
<b>2.5. Revisión de la Propuesta Tarifaria de RECO .....</b>	<b>17</b>
<b>2.5.1. Estructura General del Modelo y Periodo de Cálculo.....</b>	<b>18</b>
<b>2.5.2. Costos de Generación .....</b>	<b>18</b>
<b>2.5.3. Valor Agregado de Distribución (VAD) .....</b>	<b>18</b>
<b>2.5.4. Estructura Tarifaria Propuesta .....</b>	<b>19</b>
<b>Mecanismo de Ajuste .....</b>	<b>19</b>
<b>2.5.5. Observaciones Técnicas y Principales Ajustes .....</b>	<b>19</b>
<b>2.6. Cálculo Tarifario CREE .....</b>	<b>19</b>
<b>2.6.1. Costos de Capital (CAPEX).....</b>	<b>20</b>
<b>Tasa de Actualización .....</b>	<b>20</b>
<b>Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) .....</b>	<b>20</b>
<b>Vidas Útiles .....</b>	<b>20</b>
<b>2.6.2. Costos de Operación y Mantenimiento (OPEX).....</b>	<b>20</b>
<b>OPEX de Generación .....</b>	<b>20</b>
<b>OPEX de Distribución.....</b>	<b>20</b>
<b>2.6.3. Requerimiento de Ingresos .....</b>	<b>21</b>

<b>Generación .....</b>	<b>21</b>
<b>Distribución .....</b>	<b>21</b>
<b>2.6.4. Balance de Energía y Potencia .....</b>	<b>22</b>
<b>2.6.5. Costos Unitarios Base.....</b>	<b>22</b>
<b>2.6.6. Factores Tarifarios .....</b>	<b>22</b>
<b>2.6.7. Pliego Tarifario .....</b>	<b>22</b>
<b>2.6.8. Ajustes Trimestrales.....</b>	<b>22</b>
<b>2.7. Identificación y Análisis de Discrepancias .....</b>	<b>22</b>
<b>2.8. Comisión Pericial y Resolución .....</b>	<b>26</b>
<b>2.8.1. Generalidades.....</b>	<b>26</b>
<b>2.8.2. Aprobación de la Conformación de la Comisión Pericial .....</b>	<b>27</b>
<b>2.8.3. Resolución de Discrepancias .....</b>	<b>27</b>
<b>2.9. Determinación del Pliego Tarifario Final .....</b>	<b>27</b>
<b>2.10. Conclusiones .....</b>	<b>28</b>
<b>2.11. Anexos .....</b>	<b>28</b>
<b>3. Sistema Aislado de Útila, Útila Power Company (UPCO) .....</b>	<b>32</b>
<b>3.1. Antecedentes.....</b>	<b>32</b>
<b>3.2. Análisis tarifario de UPCO.....</b>	<b>34</b>
<b>3.3. Generación .....</b>	<b>34</b>
<b>3.3.1. Capacidad instalada .....</b>	<b>34</b>
<b>3.4. Distribución .....</b>	<b>34</b>
<b>3.5. Comercialización .....</b>	<b>35</b>
<b>3.6. Conclusiones.....</b>	<b>35</b>
<b>4. Sistema Aislado de Guanaja .....</b>	<b>37</b>
<b>4.1. Audiencia Publica Audiencia Pública de la Tarifa Transitoria de Guanaja .....</b>	<b>37</b>
<b>4.2. Aprobación de la Tarifa Transitoria de Guanaja .....</b>	<b>37</b>
<b>4.3. Aprobación del Primer Ajuste Tarifario de Guanaja 2025.....</b>	<b>38</b>
<b>4.4. Aprobación del Segundo Ajuste Tarifario de Guanaja 2025 .....</b>	<b>39</b>

## Abreviaturas

AO&M	Administración, Operación y Mantenimiento
BT	Baja Tensión
CNE	Comisión de Energía
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
ENEE	Empresa Nacional de energía Eléctrica
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
MT	Media Tensión
UPCO	Utila Power Company
RECO	Roatan Electric Company
SEN	Secretaría de Energía

## 1. Introducción

El presente informe se abordará el proceso de revisión para la aprobación del pliego tarifario para los sistemas aislados que operan en Islas de la Bahía, asimismo, se resaltan los avances significativos logrados hasta la fecha y del estado actual de cada uno de estos sistemas en relación con el pliego tarifario.

En el contexto del seguimiento al proceso de fiscalización llevado a cabo en 2022, la CREE analizó detenidamente la información proporcionada por las sociedades mencionadas. Este análisis reveló la necesidad de implementar el modelo regulatorio vigente, el cual incluye el tema tarifario, que está normado en los artículos 155, 156 y 157 del Reglamento de Tarifas. Esta decisión se tomó en respuesta a la imposibilidad de aplicar el modelo de determinación tarifaria establecido en los contratos de concesión. La transición hacia este nuevo modelo no solo busca garantizar la viabilidad de las tarifas, sino también asegurar un servicio más eficiente y accesible para todos los usuarios.

Para la revisión de estas propuestas, se solicitó información a través de requerimientos que incluyeron elementos críticos como el pliego tarifario, los costos de unidad constructiva, diagramas unifilares de la red, el plan de inversión, y los costos asociados a la distribución, comercialización y alumbrado público. La recopilación de estos datos ha sido fundamental para las decisiones tarifarias y asegurar una evaluación sea precisa.

# ROATÁN



*Sistema Aislado en Roatán*

## 2. Sistema Aislado de Roatán

### 2.1. Introducción

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en el marco de las atribuciones conferidas por la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) y su reglamentación, inició el proceso de revisión y aprobación del pliego tarifario aplicable a los usuarios finales del sistema aislado de Roatán, operado por la empresa Roatán Electric Company (RECO).

Con el propósito de asegurar que las tarifas reflejen adecuadamente los costos eficientes de generación y distribución, la CREE contrató a la firma consultora GME bajo el contrato CPI-CREE-01-2024, con el fin de brindar asistencia técnica especializada durante el proceso de revisión de la propuesta tarifaria presentada por RECO, así como apoyo en la evaluación del modelo tarifario, la estructura de costos y los mecanismos de ajuste propuestos.

El presente informe tiene como objetivo presentar el pliego tarifario resultante del proceso de revisión técnica y regulatoria realizado por la CREE, incorporando las conclusiones derivadas de los distintos productos elaborados por el consultor y los análisis realizados por el equipo técnico de la Comisión.

El documento recopila de manera sistemática los antecedentes, el marco regulatorio aplicable, la metodología de análisis utilizada, las principales observaciones técnicas y económicas formuladas por la CREE mediante su consultor, así como las discrepancias surgidas entre la empresa RECO y la CREE, las cuales fueron objeto de análisis por una Comisión Pericial, conforme lo establece la LGIE.

El proceso de estudio tarifario se desarrolló de forma progresiva, en distintas etapas documentadas en los siguientes informes:

- **Informe Inicial** (septiembre 2024): revisión del marco legal y regulatorio aplicable, y presentación del plan de trabajo para el desarrollo del estudio.
- **Informe de Avance 1** (diciembre 2024): evaluación técnica y económica de la propuesta tarifaria y del modelo “TAROT” elaborado por RECO.
- **Informe de Avance 2** (mayo 2025): documento intermedio que incorpora los resultados del análisis complementario de información remitida por RECO, los ajustes derivados de la revisión del modelo y las observaciones adicionales de la CREE.
- **Informe de Identificación de Discrepancias** (agosto 2025): consolidación de los principales puntos de diferencia entre la CREE, el consultor y la empresa RECO, tanto en los aspectos técnicos como en los jurídicos y metodológicos.

- **Informe de Resolución de la Comisión Pericial** (septiembre 2025): recoge las conclusiones del panel de expertos convocado conforme al procedimiento establecido en la LGIE y aprobado mediante Resolución CREE-25-2025.
- **Informe Final:** presentado por la firma GME una vez concluido el proceso pericial y la audiencia pública, integrando los resultados definitivos del estudio, la resolución de las discrepancias y la propuesta técnica del pliego tarifario final que servirá de base para la aprobación por parte de la CREE.
- El presente documento constituye, por tanto, el informe integrador del proceso de estudio tarifario del sistema aislado de Roatán, el cual servirá como insumo para la aprobación del pliego tarifario final aplicable a los usuarios del servicio eléctrico de la isla, conforme a los principios de eficiencia, transparencia y sostenibilidad regulatoria establecidos en la legislación vigente.

## 2.2. Marco Legal y Regulatorio Aplicable

La LGIE y sus modificaciones creó a la CREE o Comisión 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.

En este marco legal, de acuerdo con la LGIE, la CREE tiene la facultad, entre otras, de “Definir la metodología para el cálculo de las tarifas de transmisión y distribución, vigilar su aplicación, aprobar, difundir y poner en vigencia las tarifas resultantes en su caso”.

El Artículo 22 de la LGIE establece además que, en el proceso de determinación tarifaria, la CREE podrá realizar en paralelo sus propios estudios o cálculos, independientemente de los que presenten las empresas distribuidoras o transmisoras, con el fin de verificar la consistencia técnica, económica y regulatoria de la información recibida.

Es importante señalar que la misma ley indica que las empresas distribuidoras que sirven sistemas aislados podrán tener sus propias centrales generadoras, llevando contabilidades separadas para las actividades de generación y de distribución.

Respecto a las tarifas, la LGIE prevé lo siguiente:

1. Las tarifas reflejarán los costos de generación, transmisión, distribución y demás costos de proveer el servicio eléctrico aprobado por la CREE.
2. Se estructurarán para que promuevan el uso eficiente de la energía eléctrica, no considerarán ineficiencias técnicas o administrativas de las empresas y no se aplicarán subsidios cruzados entre categorías. Si el Estado decide aplicar subsidios, deberá hacerlo sin alterar las tarifas ni afectar a las empresas. Esta prescripción, que

estaba establecida inicialmente en la Ley, fue modificada por el Decreto No. 2-2022, el cual establece: “Cuando el Estado decida subsidiar a los consumidores de bajos ingresos, deberá hacerlo sin afectar las finanzas del subsector eléctrico, pudiendo para ello cargar a una categoría de usuarios, costos atribuibles a otra categoría”.

3. La tasa de actualización que se usará para el cálculo de las tarifas será la tasa real anual de costo del capital, determinada mediante criterios que reflejen la tasa de costo de capital para actividades de riesgo similar en el país, y podrá determinarse en el rango entre el 7% y el 13%. Las tasas de costo de capital para las actividades de transmisión y de distribución pueden ser diferentes.
4. Las empresas del subsector eléctrico están obligadas a entregar a la CREE toda la información, incluyendo modelos matemáticos y financieros, que utilicen en la preparación de los estudios tarifarios.

En cuanto a los costos de generación, la LGIE en el artículo 21 literal A establece que, en el caso de los sistemas de distribución que no forman parte del Sistema Interconectado Nacional, las empresas distribuidoras deberán calcular anualmente los costos base de generación y proponerlos a la CREE.

Por otro lado, en lo relativo a los costos de distribución, la LGIE indica que el Valor Agregado de Distribución (VAD) de cada distribuidora se calculará suponiendo una empresa modelo eficiente operando en el mismo entorno que la empresa real, e incluirá los siguientes componentes:

- Los costos asociados a dar servicio al abonado, independientes de su demanda de potencia y energía.
- Las anualidades de las inversiones de distribución, calculadas con base en el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones, su vida útil y la tasa de actualización establecida.
- Los costos de operación y mantenimiento de distribución, incluidas las pérdidas reconocidas de energía y potencia, y el valor esperado de las compensaciones que tendrán que pagar a los usuarios si la calidad del servicio que prestan correspondiera exactamente a la norma de calidad aplicable.

Para el caso específico de los sistemas aislados, el Reglamento de Tarifas aprobado mediante acuerdo CREE 148-2019 establece en su Título 7 la información que debe ser presentada cada año por las empresas distribuidoras que operan en dichos sistemas. Los principales documentos que deben presentarse son los siguientes:

- a. Cálculo del costo del servicio de energía eléctrica en la Zona de Operación;

- b. Estructura Tarifaria aplicada; y
- c. Fórmulas de ajuste de tarifas aplicada.

Conforme con lo establecido en el Reglamento de Tarifas y con el fin de sustentar todos los cálculos realizados, las empresas distribuidoras deben presentar al menos la información siguiente:

1. Costo de generación.
2. Costos de distribución.
3. Estructura Tarifaria.
4. Ingresos tarifarios.
5. Fórmulas de ajuste de tarifas.
6. Indicadores de calidad del servicio.
7. Estados contables.

Finalmente, como lo establece el artículo 156 del Reglamento de Tarifas, la CREE realizará un análisis de eficiencia y prudencia del costo de servicio, en el cual se verificará que el costo de servicio, la estructura tarifaria y las fórmulas de ajuste presentadas por la empresa distribuidora se ajusten a los principios de eficiencia y prudencia, considerando las condiciones particulares de operación de un sistema aislado.

### **2.3. Distribución Antecedentes de Proceso Tarifario (Cronología)**

La CREE, con el apoyo de la firma consultora GME, desarrolló la consultoría titulada “Revisión de costos de distribución y generación y cálculo de tarifas al usuario final del sistema aislado de Roatán”, la cual tuvo como propósito brindar asistencia técnica a la Comisión en la revisión y seguimiento del cálculo del costo del servicio eléctrico, la estructura tarifaria y las fórmulas de ajuste tarifario presentadas por la empresa RECO.

El 19 de julio de 2024 la CREE mediante el oficio CREE-338-2024, solicitó a RECO que presente la propuesta del pliego tarifario a ser aplicable para el año 2025, tomando en consideración la información solicitada en la plantilla llamada “Información Roatán - Para Estudio Tarifario” en formato Excel, que se adjuntó por parte de la CREE. Dicha información incluye mercado histórico por categoría, mercado proyectado por categoría, balance de energía y potencia, activos de generación, costos de generación para cada una de las centrales, Costos de Operación y Mantenimiento (O&M), Administración y Comerciales, Costos de personal, activos no eléctricos y cantidad de vehículos.

El día 26 de agosto de 2024, RECO remitió la información a la CREE, en atención al oficio número CREE-338-2024. Dentro de esta información se incluyeron estados financieros de los años 2021, 2022 y 2023, así como la plantilla proporcionada por la CREE. Posteriormente,

el 27 de septiembre de 2024, se solicitó por parte de la CREE, aclaraciones de la información remitida por RECO en la plantilla, referente a activos de generación y costos de personal.

El 22 de octubre de 2024, RECO presentó a la CREE la Propuesta Tarifaria a aplicar a partir del año 2025, a los usuarios finales del sistema aislado de Roatán. El día 23 de octubre de 2024 la CREE dio por admitido dicha formación y fue trasladado al departamento de tarifas. Durante el proceso de revisión la CREE requirió información a RECO referente a la propuesta tarifaria proporcionada. Dentro de lo requerido, se solicitaron aclaraciones de la metodología planteada, presentación de memorias de cálculo, enviar archivos desbloqueados y vinculados, presentar los cálculos de valorización de inventarios de forma detallada, referenciar todas las cifras incluidas en el modelo. Asimismo, se requirió información adicional referente a activos de distribución, activos de generación, tasa de retorno utilizada, pérdidas, incobrabilidad, costos operativos, proyección de inversiones, calidad de servicios y otros.

El día 17 de enero de 2025 RECO presentó a la CREE documentación correspondiente a las aclaraciones e información complementaria solicitada previamente. Con base a esta información la CREE requirió nuevamente información complementaria a RECO, con el fin de cumplimentar con lo requerido en fecha 23 de diciembre de 2024 y poder culminar el estudio de tarifas presentado por RECO. Adicionalmente se requirió la presentación de los estados financieros auditados 2020-2023. Concediendo un plazo para la presentación de esta información de 5 días hábiles.

En fecha 14 de febrero de 2025, RECO remitió la documentación solicitada. Misma que fue admitida por la CREE el día 17 de febrero de 2025, y trasladado al departamento de tarifas. Posterior a la revisión de dicha información, el 6 de marzo de 2025, la CREE requirió a RECO la presentación de información complementaria, referente a la estructura tarifaria aplicada en diciembre de 2024, desglose de costos de generación y plantillas de cálculo de las tarifas, mismas que contengan trazabilidad de las fórmulas de actualización utilizadas en los ajustes tarifarios. RECO respondió a este requerimiento en fecha 14 de marzo de 2025, dando respuesta al requerimiento en el mismo escrito, y adjuntando el documento Excel para el cálculo de tarifas.

El 19 de mayo de 2025, la CREE emitió un nuevo requerimiento, manifestando que parte de la información requerida no fue acreditada.

Posteriormente, el 13 de junio de 2025, la CREE manifestando que el requerimiento emitido en fecha 19 de mayo de 2025, no fue contestado conforme con el plazo indicado, y que en vista que la información que se remitió en fecha 30 de mayo de 2025, cumple parcialmente lo previamente requerido, se volvió a solicitar que se cumplimente el requerimiento del 19 de mayo, y a la vez, que se complemente la información referente a acometidas y

medidores, tasa de rentabilidad, trazabilidad del modelo, cálculo de los precios de generación, cálculo del ingreso requerido, pérdidas, benchmarking de costo, y benchmarking de tarifas.

El 30 de junio de 2025, RECO envió respuesta al requerimiento, adjuntando documentación referente a lo solicitado, y dando respuesta a las observaciones realizadas por la CREE.

El 15 de agosto de 2025, la CREE mediante el acuerdo CREE-108-2025, emitió la aprobación del procedimiento para la creación de la comisión pericial y sus respectivas reglas. En el mismo se notifica la creación de la comisión pericial, la conformación de la comisión, y sus procedimientos.

El día 18 de agosto de 2025, la CREE emitió la resolución CREE-22-2025, llamada “Notificación de discrepancias en la revisión de la propuesta tarifaria presentada por parte de la sociedad mercantil denominada Roatán Electric Company, S.A. de C.V.”. En el cual, se informó a RECO todas las discrepancias e inconsistencias que fueron identificadas por parte de la CREE mediante la revisión de la documentación remitida. Dicha notificación marcó el inicio del procedimiento para la conformación de la Comisión Pericial, encargada de analizar y resolver los puntos en controversia entre la CREE y la empresa.

Dicho procedimiento se encuentra establecido en el Acuerdo CREE-108-2025, en el cual se detallan las reglas y procesos que rigen la conformación, funcionamiento y atribuciones de la Comisión Pericial. En cumplimiento de lo establecido en el Acuerdo CREE-108-2025, el 25 de agosto de 2025 la empresa RECO comunicó oficialmente a la CREE la designación de su representante para integrar dicha comisión, con el propósito de pronunciarse sobre las discrepancias formuladas por escrito por la CREE. En esa misma fecha, la CREE notificó a RECO la designación de su propio representante para formar parte de dicha comisión.

Posteriormente, el 4 de septiembre de 2025, se informó a la CREE que, tras diversas reuniones sostenidas entre los representantes de ambas partes, se logró un acuerdo mutuo respecto a la designación del tercer miembro que completaría la conformación de la Comisión Pericial.

Como resultado de este proceso, el 8 de septiembre de 2025 la CREE emitió la Resolución CREE-25-2025, mediante la cual se aprueba formalmente la conformación de la Comisión Pericial. Finalmente, el 13 de octubre del mismo año, dicha comisión presentó ante la CREE el informe de discrepancias, en el cual se exponen las conclusiones y recomendaciones técnicas derivadas del análisis de las observaciones planteadas.

## 2.4. Metodología General del Estudio

El proceso de revisión tarifaria del sistema aislado de Roatán se desarrolló bajo un enfoque técnico y regulatorio integral, orientado a asegurar que las tarifas aprobadas reflejen los costos eficientes de generación y distribución, conforme a los principios de eficiencia, prudencia, transparencia y sostenibilidad establecidos en la LGIE, su Reglamento y el Reglamento de Tarifas aprobado mediante Resolución CREE-148-2019.

La CREE, con el acompañamiento de la firma consultora GME, aplicó una metodología que combina la revisión documental, el análisis técnico-económico y la validación de información financiera y operativa. El objetivo fue garantizar que cada parámetro tarifario tenga respaldo en datos verificables y que el proceso sea trazable en todas sus etapas.

### 2.4.1. Enfoque General

El estudio se estructuró en torno a cuatro ejes principales:

- Revisión normativa y documental, para asegurar la coherencia de la propuesta con la LGIE, su Reglamento y el Reglamento de Tarifas.
- Análisis técnico y económico del modelo tarifario, verificando la estructura de costos y la aplicación correcta de metodologías de cálculo.
- Validación de costos y parámetros de entrada, mediante la revisión de la información remitida por RECO y su comparación con referencias de mercado y valores eficientes.
- Determinación del pliego tarifario final, considerando los resultados del análisis técnico y las decisiones adoptadas tras el proceso de discrepancias.

Estos ejes fueron desarrollados de manera iterativa, permitiendo que los hallazgos de cada etapa alimentaran las revisiones y ajustes posteriores.

### 2.4.2. Revisión y Validación de Información

En la primera fase, se efectuó una revisión de la información técnica, contable y operativa presentada por la empresa RECO. Este proceso incluyó la verificación de:

- Los inventarios de activos de generación y distribución, su extensión, características técnicas y estado operativo.
- Los costos de inversión y de operación y mantenimiento, contrastados con valores de referencia y con las bases de datos técnicas disponibles.
- Las vidas útiles y tasas de depreciación aplicadas a los activos, evaluadas bajo la metodología de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

- Los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas y de morosidad reportados.
- La asignación contable de costos entre las actividades de generación, distribución y comercialización.

Esta revisión permitió depurar y consolidar la información necesaria para los cálculos tarifarios, garantizando consistencia y trazabilidad en los resultados.

#### 2.4.3. Modelos Utilizados

La empresa RECO presentó su estudio tarifario mediante el modelo “TAROT 2024”, el cual concentra los cálculos de costos de generación, distribución y estructura tarifaria.

La CREE, con el apoyo de GME, desarrolló un modelo paralelo, que replicó la estructura tarifaria propuesta, bajo un entorno verificable y ajustado a los criterios regulatorios.

El análisis metodológico comparó ambos modelos, centrándose en:

- La consistencia de las fórmulas y relaciones entre costos, ingresos y demanda.
- La correspondencia entre los resultados tarifarios y los costos reconocidos en el modelo.
- Las diferencias en los supuestos utilizados, particularmente en la tasa de actualización, los costos de O&M, y la valoración de activos de red.

Este proceso permitió identificar debilidades en la trazabilidad del modelo TAROT y proponer ajustes metodológicos que fortalecieran la transparencia del cálculo tarifario.

#### 2.4.4. Análisis Técnico y Económico

El estudio abordó de manera separada los componentes del costo del servicio de energía eléctrica, en línea con lo dispuesto en la LGIE:

- En generación, se revisaron los costos fijos y variables asociados a la operación de las plantas de RECO, considerando la mezcla tecnológica del sistema (LPG, diésel, solar y eólica), los rendimientos energéticos y los precios de combustibles.
- En distribución, se calculó el VAD a partir de las anualidades del VNR, los costos de operación y mantenimiento, las pérdidas reconocidas y los costos comerciales.
- En estructura tarifaria, se analizaron las categorías de usuarios, los cargos fijos y variables y los mecanismos de ajuste propuestos, verificando su alineación con los principios de equidad y sostenibilidad.

Cada componente fue sometido a revisión comparativa entre los valores calculados por RECO y los obtenidos por el modelo de la CREE, asegurando que las tarifas resultantes sean representativas de costos eficientes.

#### **2.4.5. Proceso de Revisión y Resolución de Discrepancias**

El estudio abordó de manera separada los componentes del costo del servicio de energía eléctrica, en línea con lo dispuesto en la LGIE:

- En generación, se revisaron los costos fijos y variables asociados a la operación de las plantas de RECO, considerando la mezcla tecnológica del sistema (LPG, diésel, solar y eólica), los rendimientos energéticos y los precios de combustibles.
- En distribución, se calculó el VAD a partir de las anualidades del VNR, los costos de operación y mantenimiento, las pérdidas reconocidas y los costos comerciales.
- En estructura tarifaria, se analizaron las categorías de usuarios, los cargos fijos y variables y los mecanismos de ajuste propuestos, verificando su alineación con los principios de equidad y sostenibilidad.

Cada componente fue sometido a revisión comparativa entre los valores calculados por RECO y los obtenidos por el modelo de la CREE, asegurando que las tarifas resultantes sean representativas de costos eficientes.

#### **2.5. Revisión de la Propuesta Tarifaria de RECO**

La empresa RECO presentó ante la CREE su propuesta de estudio tarifario para el período 2025–2029, la cual fue elaborada utilizando el modelo denominado “TAROT 2024”.

Dicha propuesta incluye los cálculos del costo del servicio de energía eléctrica, el VAD, la estructura tarifaria y las fórmulas de ajuste que aplicarían durante el período regulatorio, con base en los lineamientos del Reglamento de Tarifas para sistemas aislados.

El consultor GME, contratado por la CREE, efectuó una revisión técnica y económica detallada de esta propuesta, con el propósito de verificar su consistencia, trazabilidad y conformidad con la normativa vigente.

El análisis se desarrolló en distintas etapas documentadas en los Informes de Avance 1 y 2, en el Informe de Discrepancias e Informe Final, donde se evaluaron los principales supuestos, cálculos y resultados contenidos en el modelo TAROT.

### **2.5.1. Estructura General del Modelo y Periodo de Cálculo**

El modelo TAROT 2024 fue diseñado para proyectar el comportamiento tarifario durante un horizonte de cinco años (2025-2029).

Los resultados se expresan en valor presente neto, aplicando una tasa de actualización de 12% anual, conforme a lo establecido por RECO en su convenio de inversión con el Estado mediante Decreto Legislativo número 345-2013.

La herramienta contiene módulos interrelacionados que estiman el ingreso requerido a partir de tres grandes componentes: generación, distribución y comercialización.

### **2.5.2. Costos de Generación**

La propuesta de RECO estima los costos de generación a partir de las tecnologías actualmente en operación en el sistema aislado: plantas térmicas a gas licuado (LPG), diésel, solar y eólica.

El análisis distingue entre costos fijos de potencia y costos variables de energía, considerando:

- **Potencia:** incluye las anualidades de las inversiones en centrales, los costos fijos de operación y mantenimiento (O&M), y otros costos asociados como alquiler de terrenos y gestión de inventarios de combustible.
- **Energía:** se basa en los costos de combustible y lubricantes, los rendimientos específicos por tecnología y los precios de referencia por galón.

Según la información presentada, para el año base 2025 la matriz de generación de RECO se compone aproximadamente de 86.31% LPG, 10.3% solar, 0.54% eólica y 2.86% diésel (respaldo), reflejando una alta dependencia del combustible fósil.

### **2.5.3. Valor Agregado de Distribución (VAD)**

El VAD constituye el componente central de los costos de distribución y fue analizado en detalle por la CREE.

El VAD agrupa los costos asociados a la actividad de distribución eléctrica en el sistema aislado, incluyendo la anualidad de las inversiones, los costos de operación y mantenimiento (O&M), las pérdidas técnicas y comerciales, los costos de comercialización y el servicio de alumbrado público.

RECO presentó un inventario de activos actualizado, incluyendo líneas de media y baja tensión, transformadores, medidores, acometidas y otros equipos.

#### 2.5.4. Estructura Tarifaria Propuesta

RECO propuso una estructura tarifaria basada en categorías de usuarios definidas por nivel de consumo y tensión de suministro.

El esquema incluye cargos por potencia y energía, diferenciados entre usuarios residenciales, comerciales e institucionales, y contempla mecanismos de ajuste trimestrales para reflejar variaciones en los precios de los combustibles y en el tipo de cambio.

#### Mecanismo de Ajuste

RECO propuso los siguientes ajustes:

- Trimestrales: Ajustan costos de generación según el precio del LPG y el IPC.
- Anuales: Actualizan el VAD por las variaciones del IPC.

#### 2.5.5. Observaciones Técnicas y Principales Ajustes

Las observaciones derivan de los Informes de Avance 1 y 2, que documentan el proceso de análisis técnico y las acciones de requerimiento de informaciones dirigidas a RECO.

La revisión técnica de la propuesta tarifaria de RECO evidenció limitaciones en el modelo TAROT 2024, el cual no permitía verificar la trazabilidad ni el cierre financiero entre costos e ingresos, por lo que GME desarrolló modelos abiertos para su validación. Se identificó que la tasa de actualización del 12 % debía ajustarse al 7 %, y que los valores de inversión y de O&M estaban por encima de niveles eficientes, requiriendo corrección con base en referencias de mercado. También se detectaron debilidades en la consistencia interna del modelo y en la documentación de costos e inversiones, lo que llevó a la CREE a solicitar información adicional. En conjunto, GME propuso ajustes metodológicos y mejoras en la transparencia del modelo, asegurando que el cálculo tarifario refleje costos reales, verificables y acordes con la regulación hondureña.

Estos ajustes constituyen parte de la base técnica para la formulación del Informe de Discrepancias (de manera específica se detallan las discrepancias más adelante) y para el trabajo de la Comisión Pericial, que posteriormente resolverá las diferencias metodológicas y legales entre RECO y la CREE.

#### 2.6. Cálculo Tarifario CREE

Para el desarrollo del cálculo tarifario, la CREE encomendó a GME la elaboración de los procedimientos y estimaciones correspondientes. En cumplimiento de la LGIE y atendiendo las recomendaciones de la Comisión Pericial, GME diseñó dos modelos interrelacionados: uno orientado a la determinación del Requerimiento de Ingresos y otro al Cálculo Tarifario.

Ambos modelos son completamente trazables y permiten efectuar un análisis integral de las variables y parámetros considerados. A continuación, se presenta el estudio de dichos elementos de forma resumida:

### **2.6.1. Costos de Capital (CAPEX)**

El Costo de Capital se define a partir de la tasa de actualización, el VNR y la vida útil de los activos. En los apartados siguientes se detalla el desarrollo y fundamento de cada uno de estos conceptos.

#### **Tasa de Actualización**

De acuerdo con el Artículo 19 de la LGIE, la Tasa de Actualización deberá reflejar la tasa de costo de capital para actividades de riesgo similar en el país y deberá ser una tasa después de impuestos que se encuentre dentro del rango de 7 a 13% y que la tasa calculada no alcanza al límite inferior, se aplica el límite inferior establecido en la LGIE, tasa que fue aprobada por la CREE.

#### **Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)**

Se ha estimado el VNR de los activos de generación y de distribución de RECO, en función de la información suministrada por la empresa y referencias de costos eficientes alternativos, debidamente respaldadas por GME.

#### **Vidas Útiles**

En general, se consideraron 25 años para generación, 28 años para distribución, y 10 años para medidores y acometidas, conforme a la práctica aplicada por RECO y validada por GME.

### **2.6.2. Costos de Operación y Mantenimiento (OPEX)**

#### **OPEX de Generación**

Los costos de operación y mantenimiento u OPEX de generación se segregan en costos Fijos de O&M (USD/kW-año) y en costos Variables de O&M (USD/MWh).

#### **OPEX de Distribución**

El OPEX de distribución se ha calculado tomando en cuenta la información de costos operativos reales presentado por RECO, sobre la cual se ha aplicado la siguiente metodología.

Se realiza un análisis crítico de las partidas principales de costos operativos presentados por la empresa y se establecen los costos eficientes mediante la aplicación de criterios de optimalidad. Para lo que se han seguido los siguientes pasos:

1. Análisis crítico de las principales partidas de costos reales.

2. Aplicación de criterios de optimalidad.
3. Determinación de costos eficientes.

### 2.6.3. Requerimiento de Ingresos

En esta sección se calcula el requerimiento de ingresos para las actividades de **generación y distribución** del sistema aislado. Este cálculo tiene como objetivo determinar los ingresos necesarios para cubrir los costos eficientes de operación, mantenimiento e inversión de la empresa RECO durante el período tarifario 2025-2029.

#### Generación

Se desarrolla un modelo que considera:

- El inventario de activos de generación existentes y las incorporaciones previstas.
- La valorización de estos activos según el VNR.
- La aplicación de vidas útiles y tasas de actualización conforme a la normativa vigente.
- La estimación de costos fijos y variables de operación y mantenimiento, incluyendo combustibles.
- La determinación de anualidades para activos y terrenos.
- La consolidación de todos estos componentes para calcular el requerimiento de ingresos anual por generación.

#### Distribución

Para distribución, se considera:

- El inventario de activos de media y baja tensión, alumbrado público y comercialización.
- La valorización de activos y su correspondiente anualidad.
- El cálculo de costos operativos eficientes, basados en análisis crítico de la información presentada por RECO y comparaciones con estándares internacionales.
- La segmentación de costos por nivel de tensión y tipo de servicio.
- La integración de estos elementos para determinar el valor agregado de distribución.

Finalmente, para garantizar que el Pliego Tarifario propuesto permita obtener el Requerimiento de Ingresos se ha realizado el ejercicio de aplicar el pliego a los datos de demanda considerados en el modelo tarifario. El resultado se ha comparado con los importes determinados en el modelo de Requerimiento de Ingresos, a los cuales se deben adicionar el porcentaje de incobrabilidad para hacer las cifras comparables.

#### **2.6.4. Balance de Energía y Potencia**

Este es un procedimiento que sirve para estimar la energía y potencia que ingresa al sistema de distribución de RECO, partiendo de las ventas por categoría tarifaria y considerando las pérdidas técnicas y no técnicas en media y baja tensión.

Se emplean fórmulas empíricas reconocidas en estudios tarifarios para calcular las pérdidas de potencia, basadas en las pérdidas de energía y sus respectivos factores de carga. El balance resultante permite asegurar que los costos se asignen correctamente según el uso del sistema por cada categoría de usuario.

#### **2.6.5. Costos Unitarios Base**

Para la calcular los Costos Unitarios utilizados para determinar el Pliego Tarifario se ha considerado el valor presente tanto de las variables correspondientes al requerimiento de ingresos como de las variables físicas a las que se refiere cada uno de los costos (potencia, energía y número de clientes).

#### **2.6.6. Factores Tarifarios**

A partir de los Cargos Base expuestos calculados en los Costos Unitarios Base y los Balances de Energía y Potencia se han calculado Factores Tarifarios que permiten calcular el Pliego Tarifario con Tarifas Costo Reflectivas.

#### **2.6.7. Pliego Tarifario**

El Pliego Tarifario resulta de asignar los costos unitarios determinados en la sección **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** a las distintas categorías tarifarias con las que cuenta RECO, en función a su participación de la demanda máxima del sistema de Distribución. Esta asignación se realiza considerando los factores tarifarios calculados en la sección **2.¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** Dicho pliego se presenta en la sección **2.¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

#### **2.6.8. Ajustes Trimestrales**

El cálculo tarifario realizado propone cargos expresados en términos reales al período base, por lo que estos cargos deben ser actualizados de forma trimestral por el efecto de las variables no controlables por la empresa dentro de las que se han identificado al Índice de Precios al Consumidor y el Precio de los combustibles.

### **2.7. Identificación y Análisis de Discrepancias**

La CREE en uso de sus facultades y de conformidad con lo establecido en los artículos 1, 3 primer párrafo, 8, 18, 21, 22 literal B y demás aplicables de la Ley General de la Industria Eléctrica; artículo 1 de la Ley especial para garantizar el servicio de la energía eléctrica como un bien público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y

social; artículos 155, 156 y 157 del Reglamento de Tarifas vigente y demás aplicables; artículo 4 y demás aplicables del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.

Considerando la Resolución CREE-22-2025 se acordó:

**PRIMERO:** Notificar al representante legal de la sociedad mercantil denominada Roatán Electric Company, S. A. de C. V. (RECO) las discrepancias que subsisten entre las partes como resultado de la revisión de la propuesta tarifaria presentada por parte de la referida sociedad mercantil, siendo estas las siguientes:

**1. Acometidas y medidores:**

**RECO:** En su última presentación realiza un nuevo cálculo del costo unitario de medidores y cometidas, el cual considera que todos los medidores serán reemplazados por medidores inteligentes debido a que actualmente en el mercado sólo se producen este tipo de medidores.

**CREE:** Al no existir un plan de reemplazos, los sustentos que demuestren que los costos presentados son eficientes ni la estimación de la reducción de costos operativos por la utilización de tecnología inteligente, y considerando que los costos propuestos en el modelo TAROT por RECO son significativamente menores a los nuevos costos presentados y que no difieren significativamente de los costos eficientes propuestos por GME, la CREE considera que se deben utilizar los costos presentados por RECO en su modelo TAROT.

**2. Modelo de cálculo tarifario**

**RECO:** Utilizar el modelo TAROT ya que la normativa establece que la Empresa Distribuidora presenta su propuesta tarifaria y la CREE debe revisar esta propuesta (incluido el modelo).

**CREE:** En aplicación del Artículo 22 de la LGIE y en vista de los problemas y errores identificados en el modelo TAROT que no permiten garantizar la confiabilidad de los resultados obtenidos, se considera que se debe utilizar el modelo elaborado por GME (consultor contratado por la CREE para asesorarla en el proceso de aprobación de Tarifas para RECO) para el cálculo del Ingreso Requerido (incluido el VAD) y el pliego tarifario.

**3. Cálculo de los precios de generación considerando un solo periodo base**

**RECO:** Realizar el cálculo de los costos de generación de forma anual para que la CREE apruebe estos costos.

**CREE:** Considerando que en los costos de generación en general son costos controlables por las empresas distribuidoras en los sistemas aislados y que su aprobación por un período tarifario de cinco años puede generar incentivos para lograr eficiencias, se propone:

- Los costos base de generación para Sistemas Aislados deben ser calculados considerando los costos de generación que consideren las anualidades de la inversión, los costos combustibles y de operación y mantenimiento fijos y variables eficientes, tal como se ha realizado en el cálculo tarifario de RECO.
- Los ajustes trimestrales de los costos de generación en Sistemas Aislados deben realizarse considerando los efectos del precio de los combustibles y el uso de diferentes fuentes de generación.

Las empresas distribuidoras que operan Sistemas Aislados deben realizar su propuesta de cálculo del costo de generación considerando únicamente el ajuste por la ejecución de las inversiones comprometidas para Generación que son reconocidas en el cálculo tarifario.

Definiendo claramente que los valores de estas inversiones deben ser expresados a precios del Estudio Tarifario realizado, es decir, sólo se podrían ajustar las cantidades de inversión efectivamente ejecutadas en relación con las cantidades previstas. La CREE revisaría esta propuesta y si considera necesario aprobaría nuevos costos de generación expresados a precios del Estudio Tarifario.

#### **4. Costos de Operación y Mantenimiento**

**RECO:** Considera que sus costos son eficientes y que si se realiza un benchmarking debe ser con las empresas que operan en islas del caribe, adicionalmente considera que se deben incluir las anualidades de los inventarios en los Costos de Operación y Mantenimiento.

**CREE:** Con la información presentada por RECO no se puede verificar la eficiencia en sus costos, por lo que es necesario aplicar un criterio de optimalidad que en este caso fue el benchmarking del indicador clientes por empleado eficiente aprobado por el regulador de República Dominicana para la empresa Las Terrenas, mediante el cual se ajustaron los costos laborales de RECO considerando los costos unitarios que se extraen de su contabilidad. Adicionalmente, dentro de los gastos de operación y mantenimiento no se debe considerar la anualidad de los inventarios porque los materiales que se consumen del inventario se registran en el gasto de operación y mantenimiento cuando se consumen de acuerdo con las Normas Internacionales de Contabilidad y considerar la anualidad de los inventarios representaría un doble reconocimiento.

## 5. Tasa de Actualización

**RECO:** Aplicar la Tasa de Actualización establecida en el convenio suscrito entre la sociedad Roatán Electric Company, S.A de C. V. (RECO) y el Estado de Honduras, contenido en el Decreto 345-2013.

**CREE:** Aplicar la Tasa de Actualización vigente, la cual se determina conforme con lo establecido en el Artículo 19 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE).

## 6. Costos Unitarios (CU) de Equipos y cable submarino

Existe discrepancias significativas en algunos equipos de protección y maniobra como ser restauradores, transformadores de media tensión a baja tensión en distintas capacidades, así como el costo por kilómetro del cable submarino. Los valores exactos se detallan en los anexos.

Adicionalmente, podría existir una discrepancia en cuanto al Costo de Operación y Mantenimiento del cable submarino ya que RECO menciona que para calcular la tasa de costos de O&M como porcentaje del VNR solamente se toma el valor de los equipos auxiliares, sin que presente ningún valor. En el caso del modelo que utiliza la CREE se ha aplicado el 2.4% sobre el VNR del cable submarino, manteniendo la misma proporcionalidad que presenta el costo operativo que presenta RECO respecto del VNR que calcula esta empresa.

## 7. Subsidios

**RECO:** La CREE debe incluir en el cálculo tarifario el subsidio.

**CREE:** El subsidio es competencia de la secretaría de Energía y por lo tanto es la institución que debe aprobarlo. En ese sentido, el pliego tarifario no debe de reflejar el subsidio.

## 8. Costos de la inversión, en O&M fijo y variable en generación

La tabla que se presenta en los Anexos identifica las discrepancias detectadas respecto a los costos de generación.

**SEGUNDO:** Instruir a la Secretaría General que proceda a notificar el presente acto administrativo al apoderado o representante legal de la sociedad mercantil denominada Roatán Electric Company, S. A. de C. V.

**TERCERO:** Requerir al representante legal o apoderado de la sociedad mercantil Roatán Electric Company, S. A. de C. V. (RECO), para que en un plazo de tres (3) días hábiles, contados a partir del día siguiente de la notificación del presente acto administrativo,

informe a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) sobre la persona que designará para integrar la Comisión Pericial. Dicha comunicación deberá presentarse mediante nota formal e incluir, de manera obligatoria, el nombre completo, hoja de vida, dirección de correo electrónico y número de teléfono de la persona designada. Lo anterior, de conformidad con el procedimiento aprobado mediante el Acuerdo CREE-108-2025.

## 2.8. Comisión Pericial y Resolución

### 2.8.1. Generalidades

De acuerdo con lo establecido la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) en el Artículo 22, literal b, referente a la Resolución de Discrepancias en la Revisión y Aprobación de Tarifas indica que cuando las diferencias no sean resueltas conforme al literal a) del mismo artículo, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) deberá formular por escrito las discrepancias que persistan.

Dichas diferencias serán resueltas por una comisión pericial conformada por tres integrantes: uno designado por cada parte y un tercero elegido de común acuerdo por los dos primeros.

La comisión pericial se pronunciará exclusivamente sobre las discrepancias formuladas por escrito por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) y su decisión no será vinculante para las partes.

Mediante el acuerdo CREE-108-2025 aprobado en fecha 15 de agosto de 2025 se establece el procedimiento para la creación de la comisión pericial en dicho acuerdo se establecen las reglas y tiempos a seguir para el pronunciamiento de la comisión pericial.

Concluido este procedimiento, la CREE podrá aprobar los costos de generación o transmisión, tomando en consideración los estudios realizados tanto por ella como por la empresa, así como el pronunciamiento de la comisión pericial. En el caso del sector de distribución, la CREE podrá emitir y publicar el correspondiente pliego tarifario, basándose en los estudios efectuados por las firmas consultoras contratadas por la Comisión y por la distribuidora, considerando también el dictamen de la comisión pericial.

Finalmente, en caso de que, por causas atribuibles a la CREE, las nuevas tarifas a los usuarios finales no sean aprobadas antes de expirar el período de aplicación de las vigentes, la empresa distribuidora queda autorizada para continuar aplicando las tarifas anteriores, ajustándolas trimestralmente mediante el mecanismo de ajuste automático correspondiente.

### 2.8.2. Aprobación de la Conformación de la Comisión Pericial

En fecha 8 de septiembre de 2025 el Directorio de Comisionados de la CREE acordó emitir la Resolución CREE-25-2025, en dicha resolución se resuelve aprobar la conformación de la Comisión Pericial la cual se pronunciará sobre las discrepancias identificadas mediante la Resolución CREE-22-2025. Conformada por un representante de la CREE, un representante de RECO y un tercer miembro designado de mutuo acuerdo.

### 2.8.3. Resolución de Discrepancias

El 13 de octubre de 2025, la CREE recibió de parte del Ing. Rolando Castillo, Gerente de Distribución de la ENEE, el documento titulado “Informe Comisión Pericial final.docx.”. El informe pericial adjunto, elaborado con base en el Acuerdo CREE-108-2025, detalla la revisión de ocho puntos de discrepancia, que incluyen aspectos técnicos, metodológicos y regulatorios. El documento recoge las deliberaciones de la comisión, sus conclusiones y recomendaciones, sin que estas tengan carácter vinculante para las partes.

### 2.9. Determinación del Pliego Tarifario Final

Considerando todo el proceso técnico y regulatorio descrito anteriormente, así como el pronunciamiento y las recomendaciones emitidas por la Comisión Pericial, la CREE procedió a integrar los resultados del análisis efectuado por el consultor GME, junto con las observaciones y ajustes derivados de la revisión de la propuesta tarifaria de RECO. Con base en ello, y en estricto cumplimiento del marco legal y metodológico aplicable a los sistemas aislados, la Comisión obtuvo la siguiente estructura tarifaria final el cual tiene como **periodo base diciembre 2024**:

Pliego Tarifario			
Categoría / Cargo	Unidad	Base	
<b>Residencial ≤ 150 kWh</b>			
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	15.77	
Cargo Energía	Lempiras/kWh	3.58	
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	-	
<b>Residencial &gt;150 kWh</b>			
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	35.05	
Cargo Energía	Lempiras/kWh	8.41	
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	-	
<b>General</b>			
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	35.05	
Cargo Energía	Lempiras/kWh	6.84	
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	-	
<b>Alumbrado Público</b>			
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	35.05	

Cargo Energía	Lempiras/kWh	10.15
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	-
<b>Servicios Media Tensión</b>		
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	105.15
Cargo Energía	Lempiras/kWh	3.23
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	1,809.62

Cabe mencionar que dicho Pliego Tarifario, previo a la audiencia pública, será actualizado a los valores correspondientes a noviembre 2025.

## 2.10. Conclusiones

El proceso de revisión tarifaria del sistema aislado de Roatán, liderado por la CREE con el apoyo técnico de la firma consultora GME, permitió realizar un análisis integral de la propuesta tarifaria presentada por la empresa RECO. A lo largo de las distintas etapas del estudio, se aplicaron criterios técnicos, económicos y regulatorios que garantizaron la consistencia, eficiencia y transparencia del cálculo tarifario.

La CREE ejerció sus facultades conforme a lo establecido en la LGIE, incluyendo la realización de estudios paralelos para validar la información presentada por la empresa, tal como lo permite el Artículo 22 de dicha ley. Esta práctica resultó fundamental para identificar discrepancias relevantes en aspectos como costos de generación, operación y mantenimiento, tasa de actualización, estructura tarifaria y valorización de activos.

La conformación de la Comisión Pericial, en cumplimiento del procedimiento aprobado por la CREE, permitió abordar de manera técnica y objetiva las diferencias entre las partes, generando recomendaciones que fueron en gran parte consideradas en la formulación del pliego tarifario final.

Como resultado del proceso, se obtuvo un pliego tarifario que refleja los costos eficientes de generación y distribución, y cumple con los principios de eficiencia y sostenibilidad regulatoria. Este pliego servirá como base para la aplicación de tarifas justas y equilibradas para los usuarios del sistema aislado de Roatán durante el período 2025-2029.

## 2.11. Anexos

Concepto	Unidad	CU RECO \$	CU CREE \$
Cable submarino	km	941,793.53	648,232.51
Restauradores	#	30,671.94	22,377.13
Transformador 15 kVA	kVA	228.00	158.96
Transformador 25 kVA	kVA	149.00	110.56
Transformador 37.5 kVA	kVA	122.00	87.28

Transformador 50 kVA	kVA	103.00	84.39
----------------------	-----	--------	-------

Tabla 1. Costos Unitarios (CU) de Equipos

Planta	Vida Útil				Comentario	
	RECO		GME			
	Valor	Fuente	Valor	Fuente		
Diesel	5	Modelo TAROT	25	Australia's National Science Agency GenCost 2023-24 <a href="#">Ver URL</a>	Existe discrepancia	
Gas LPG Wärtsilä	20	Modelo TAROT	25		Existe discrepancia	
Gas LPG Bergen	20	Modelo TAROT	25		Existe discrepancia	
Solar FV + BESS	15	Modelo TAROT	25		Existe discrepancia	
Eólica	5	Modelo TAROT	25		Existe discrepancia	

Tabla 2. Vida útil de plantas

URL: [CSIRO Research Publications Repository](#)

Planta	Costos O&M Fijo Generación US\$/kW-Año				Comentario	
	RECO		GME			
	Valor	Fuente	Valor	Fuente		
Diesel	107.35	Modelo TAROT - Contabilidad RECO	50.9	Cost and Performance Characteristic of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2022. <a href="#">Ver URL</a>	Existe discrepancia	
Gas LPG Wärtsilä	102.48	Modelo TAROT - Contabilidad RECO	50.9		Existe discrepancia	
Gas LPG Bergen	102.48	Modelo TAROT - Contabilidad RECO	50.9		Existe discrepancia	
Solar FV + BESS	29.85	Modelo TAROT - Contabilidad RECO	29.9	fuente NREL + 12.5% de flete a Isla <a href="#">Ver URL</a>	Existe discrepancia	

Planta	Costos O&M Fijo Generación US\$/kW-Año				Comentario	
	RECO		GME			
	Valor	Fuente	Valor	Fuente		
Eólica	27.57	Modelo TAROT - Contabilidad RECO	32.8	NREL	Existe discrepancia	

Tabla 3. Costos O&M plantas

URL: [https://www.eia.gov/outlooks/aoe/assumptions/pdf/table\\_8.2.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aoe/assumptions/pdf/table_8.2.pdf)

URL: <https://atb.nrel.gov/electricity/2024/index>

Planta	Precio lub. USD/gal					Comentario	
	RECO		GME				
	Valor	Fuente	Valor	Fuente			
Diesel	17.2	Modelo TAROT	N/A	No se considera valor porque está incluido en costos de O&M variables	-	Existe discrepancia	
Gas LPG Wärtsilä	17.2	Modelo TAROT	N/A	No se considera valor porque está incluido en costos de O&M variables	-	Existe discrepancia	

Tabla 4. Precio lubricante

Planta	Costos O&M Variables Generación US\$/kW-Año				Comentario	
	Reco		GME (incluye lubricante)			
	Valor	Fuente	Valor	Fuente		
Diesel	0.01	Modelo TAROT	0.0082	Cost and Performance Characteristic of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2022. <a href="#">Ver URL</a>	Existe discrepancia	
Gas LPG Wärtsilä	0.0193	Modelo TAROT	0.0082		Existe discrepancia	
Gas LPG Bergen	0.0193	Modelo TAROT	0.0082		Existe discrepancia	

Tabla 4. Precio Costos O&M Variables

URL: [https://www.eia.gov/outlooks/aoe/assumptions/pdf/table\\_8.2.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aoe/assumptions/pdf/table_8.2.pdf)

# ÚTILA



*Sistema Aislado en Útila*

### 3. Sistema Aislado de Útila, Utila Power Company (UPCO)

#### 3.1. Antecedentes

Utila Power Company (UPCO) es la empresa de servicio de energía para la isla de Útila, Islas de la Bahía, ubicada en la costa norte de Honduras.

En fecha 09 de agosto de 2022, la SEN remitió a la CREE el Oficio-835-2022-SEN-DM, donde manifestó la preocupación en el deterioro de la calidad del suministro eléctrico en la Isla de Útila y el incremento de los precios para el servicio de energía eléctrica en esta localidad, a razón de distintas quejas presentadas ante dicha Secretaría por parte de residentes y funcionarios de la zona.

En fechas 14 al 18 de noviembre de 2022 la DF de la CREE, según orden de inspección CREE-003-2022, llevó a cabo un proceso de investigación e inspección en la Isla de Útila con el objetivo de verificar las condiciones en las que se suministra el servicio eléctrico.

Producto de la inspección a los equipos de generación, la DF emitió el informe denominado “Informe de Inspección a la Generación del Sistema Aislado de Útila”, en el cual se expone las siguientes conclusiones y recomendaciones:

1. “La planta de generación UPCO cuenta con la capacidad necesaria de almacenamiento de combustible, para poder operar la planta de generación sin comprometer la operatividad por 14 días consecutivos sin abastecerse de combustible lo que garantiza el suministro eléctrico a la isla de Útila”.
2. “Los generadores térmicos y solares de la planta UPCO suman una potencia instalada de 3.690 MW, lo cual no compromete el suministro de energía en la isla de Útila ya que la demanda máxima histórica es de 2 MW la cual puede sostenerse con la capacidad instalada”.
3. “La sociedad UPCO aplica tarifas eléctricas según lo establecido en su contrato de concesión, sin embargo, actualmente las tarifas de UPCO no cumplen con el marco regulatorio vigente para el régimen tarifario en los sistemas aislados. Asimismo, se desconoce si hoy estas tarifas reflejan el costo real del suministro eléctrico en el municipio de Útila, ante esta situación, la CREE actualmente desarrolla el proceso de determinación de tarifas en los sistemas aislados de las Islas de la Bahía, incluido Útila”.

Además, en dicho informe también se recomendaron los siguientes puntos:

1. “La potencia instalada en la isla es de 2.3 MW, por lo que se recomienda tener como generador principal el U-GEN-09 que es el de mayor potencia y cuando se sincroniza con el generador U-GEN-08 o U-GEN-11, logran superar la potencia instalada, lo que

garantiza la fiabilidad del sistema de generación, sin causar interrupciones en la red cuando se alcanza el pico de potencia máxima demandada por la isla”.

2. “Se debe mejorar la puesta a tierra del sistema de generación solar ya que muestran valores elevados en sus mediciones”.

Con respecto a la red de distribución la DF emitió el informe denominado “Informe de Inspección a la Distribución del Sistema Aislado de Útila”, en el cual se expone las siguientes conclusiones y recomendaciones:

1. “Se identificó que la potencia total instalada (2,277.5 kVA) de la demanda es de un 73% de la capacidad de generación de la planta de UPCO dividida de la siguiente forma: 3,450.0 kVA térmica y 240 kW solar fotovoltaica, para un total de 3.7 MVA aproximadamente”.
2. “En vista del deterioro y de los daños que tiene la red de distribución, especialmente en la zona central y en los cayitos, es necesario que la empresa haga un mantenimiento correctivo para mantener la confiabilidad de la red. No obstante, no parece inminente una paralización del suministro de energía eléctrica a los usuarios”.
1. “Se recomienda a la empresa UPCO tener un mayor control y registro de los medidores, con el fin de poder analizar que medidores son los que más problemas presentan”.
2. “Utilizar las normativas y reglamentos aplicables para la correcta instalación de las acometidas”.

Con relación a los procesos comerciales la DF emitió el informe denominado “Informe de Inspección Comercial del Sistema Aislado de Útila”, en el cual se expone las siguientes conclusiones y recomendaciones:

1. “Se identificó un desconocimiento e incumplimiento de la regulación vigente imputable a la empresa distribuidora respecto de los procesos de gestión comercial y atención al usuario, en particular, de los procedimientos y lineamientos establecidos en la Ley General de la Industria Eléctrica, el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución y la Norma Técnica de Calidad de la Distribución”.
2. “Se encontró la inexistencia de un proceso comercial adecuado y fiscalizable, para brindar un servicio de calidad al usuario dado que no se guarda ni se registra de manera digital ningún tipo de dato de dicho proceso. No existe un proceso formal para el seguimiento de reclamos y solicitudes, lo que evita poder visualizar el estado del ciclo comercial y dificulta la mejora continua, sin embargo, es importante destacar que esto no afecta la continuidad del servicio de energía brindado a los usuarios”.

### 3.2. Análisis tarifario de UPCO

Como parte del proceso de aprobación de la propuesta tarifaria, en esta sección se describe de manera general la revisión que está llevando a cabo la CREE sobre la información que presentó UPCO. La revisión se divide en tres segmentos: generación de energía eléctrica, distribución, y comercialización.

### 3.3. Generación

#### 3.3.1. Capacidad instalada

UPCO posee tres centrales generadoras a base de diésel con una capacidad instalada de 3,550 kW y una central fotovoltaica de 189 kW, para un total de capacidad instalada de 3,739 kW.

En la tabla siguiente se indican las características técnicas de cada central y en la Fig. 3 se muestra de manera gráfica la capacidad instalada por tipo de tecnología.

Tabla 1 Características técnicas de las centrales 2024

Central	Número de unidades	Capacidad [kW]	Capacidad total [kW]
Central diésel	2	1,150	3,550
	1	1,250	
Central solar PV	1	189	189
	Total		3,739

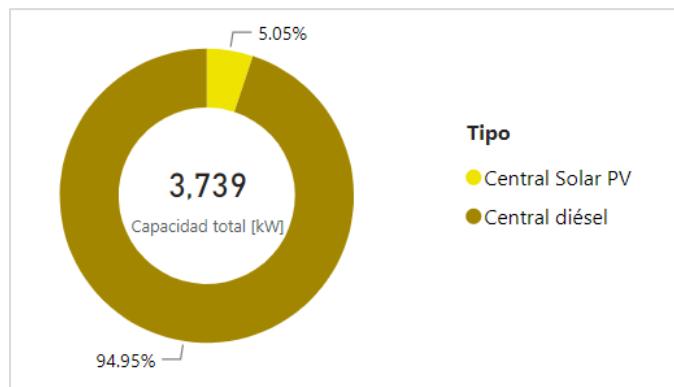


Figura 1. Capacidad instalada de UPCO

### 3.4. Distribución

Como parte de la revisión de la propuesta tarifaria presentada por UPCO, se solicitó a la empresa que proporcionara información detallada sobre los activos utilizados en la prestación del servicio de distribución. UPCO presentó un inventario de sus transformadores y dispositivos de interrupción, además de especificar los tipos y cantidades de estructuras que conforman la red, abarcando elementos como estructuras primarias, secundarias, retenidas y postes.

Es relevante señalar que los activos dedicados exclusivamente a actividades de comercialización, como acometidas y medidores, así como aquellos destinados al alumbrado público, no se consideran dentro de los activos de distribución, sino como activos del segmento de comercialización.

### **3.5. Comercialización**

UPCO utiliza un sistema de prepago, pero también tiene algunos clientes con el sistema tradicional de post pago, a los cuales se les realiza medición cada mes y emisión de facturas mensuales. En el caso de los medidores prepago, UPCO instala los medidores en cajas plásticas ubicadas en lo alto de los postes, y dentro del local del usuario instala un monitor electrónico, con teclado y pantalla, que indica en todo momento los kWh que le quedan y que le sirve a este también para acreditar los kWh comprados.

### **3.6. Conclusiones**

Actualmente, se está realizando la revisión final de la propuesta tarifaria de UPCO, esta revisión es esencial para consolidar el trabajo técnico desarrollado en las etapas previas, donde se evaluaron tanto los activos y costos de distribución, generación y comercialización como los costos asociados a la operación. Tras completar esta etapa, se procederá a la organización de la audiencia pública, un espacio fundamental para la presentación y discusión de la tarifa final. Este proceso permitirá la participación de las partes interesadas, promoviendo un diálogo abierto y transparente en el proceso de aprobación tarifaria.

# GUANAJA



*Sistema Aislado en Guanaja*

## 4. Sistema Aislado de Guanaja

### 4.1. Audiencia Pública Audiencia Pública de la Tarifa Transitoria de Guanaja

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) y sus modificaciones crearon la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como la entidad responsable de definir la metodología para el cálculo de tarifas, supervisar su aplicación y aprobar los valores resultantes. Según el artículo 14 de la LGIE, las distribuidoras no pueden poseer centrales generadoras, salvo en casos excepcionales o cuando operen en sistemas aislados, debiendo en estos casos llevar contabilidades separadas para las actividades de generación y distribución.

El Reglamento de Tarifas, aprobado mediante acuerdo CREE-148-2019, establece en su Título 7 la información que las empresas distribuidoras que operan en sistemas aislados deben presentar anualmente para efectos de revisión tarifaria. En cumplimiento de esta disposición, la CREE recibió de la ENEE la propuesta tarifaria correspondiente a la isla de Guanaja, la cual fue analizada por las áreas técnica y legal de la Comisión.

Como parte del proceso previo a la aprobación de la estructura tarifaria, la CREE llevó a cabo una Audiencia Pública el 26 de noviembre de 2024 en el municipio de Guanaja, Islas de la Bahía. El objetivo fue presentar la propuesta de tarifa transitoria elaborada por la ENEE, explicar los componentes del cálculo tarifario y recibir observaciones de los usuarios y actores locales. Con esta audiencia, la Comisión garantizó la transparencia del proceso y la participación ciudadana antes de la aprobación definitiva de la tarifa.

#### Aprobación de la Tarifa Transitoria de Guanaja

Posteriormente, y en atención a las observaciones recibidas en la Audiencia Pública de Guanaja, la CREE solicitó información complementaria a la SEN y a la ENEE sobre el proceso de adquisición del combustible diésel utilizado para la generación eléctrica. La Dirección de Fiscalización (DF), mediante dictamen técnico DF-001-2025, recomendó excluir el impuesto de Aporte para la Atención a Programas Sociales y Conservación del Patrimonio Vial (ACPV) del costo del combustible por estar exento conforme a la LGIE y la Ley de Zona Libre de Islas de la Bahía, y establecer un precio de referencia de 72.52 HNL/gal, equivalente a una reducción del 32.85% respecto al valor inicial utilizado por la ENEE.

Por su parte, la Dirección de Asesoría Jurídica (DAJ), en su dictamen DAJ-DL-01-2025, indicó que el impuesto ACPV no debía trasladarse a la tarifa, al considerarse una ineficiencia administrativa, recomendando la aprobación únicamente de los costos eficientes con base en el precio de referencia.

Para la determinación final de la tarifa transitoria se consideró además el tipo de cambio de 25.61 HNL/USD publicado por el Banco Central de Honduras el 24 de enero de 2025. Como resultado de los ajustes aplicados, la tarifa promedio propuesta por la ENEE disminuyó en 23.11%, pasando de 10.6797 HNL/kWh a 8.2120 HNL/kWh.

Finalmente, mediante acuerdo CREE-06-2025 del 27 de enero de 2025, la Comisión aprobó la estructura tarifaria transitoria que la ENEE deberá aplicar a los usuarios del municipio de Guanaja a partir del 1 de febrero de 2025.

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Potencia	Precio de la Energía
	HNL/abonado-mes	HNL/kW-mes	HNL/kWh
<b>Servicio Baja Tensión</b>	75.15		8.0211
<b>Servicio en Media Tensión</b>	100.00	493.8423	5.9240

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
<b>Alumbrado Público</b>	107.82	8.9988

#### **Aprobación del Primer Ajuste Tarifario de Guanaja 2025**

La LGIE establece que la CREE debe realizar ajustes periódicos a las tarifas con el fin de reflejar los costos reales de generación, los cuales dependen de las características de la demanda, la composición de la matriz energética y los precios de los combustibles utilizados. En cumplimiento de esta disposición, la CREE, mediante acuerdo CREE-42-2025, aprobó la metodología de ajuste que permite al operador de Guanaja actualizar sus costos de generación de manera periódica.

Con base en dicho procedimiento, el operador remitió a la CREE la información correspondiente a los meses de diciembre de 2024, enero, febrero y marzo de 2025, reportando costos de generación de L 5,698,062.80; L 6,428,514.64; L 5,036,611.22 y L 3,752,627.96, respectivamente, para un total de L 20,915,816.62. Los precios promedio de combustible declarados fueron de 106.33, 109.22, 77.71 y 74.37 HNL/gal en los meses mencionados.

La Dirección de Fiscalización (DF), mediante memorándum DF-024-2025 y dictamen técnico DF-013-2025 del 30 de abril de 2025, revisó la información y recomendó utilizar los precios de referencia de combustible en La Ceiba, ajustados por costos de flete y logística, excluyendo el Aporte para la Atención a Programas Sociales y Conservación del Patrimonio (ACPV) y basándose en la estructura de precios de la Secretaría de Energía (SEN). Los precios

recomendados fueron 72.50, 74.74, 78.00 y 75.77 HNL/gal para los meses de diciembre 2024, enero, febrero y marzo de 2025, respectivamente.

Como resultado del análisis, se adoptó un precio promedio ponderado de 75.28 HNL/gal para el primer ajuste tarifario de 2025, valor superior al aplicado en el trimestre anterior (septiembre a noviembre de 2024). Asimismo, se consideró un tipo de cambio de 25.8962 HNL/USD, vigente al 29 de abril de 2025, lo que representa un incremento de 1.12% respecto al utilizado en la tarifa transitoria.

La aplicación de estos factores generó una disminución de 4.76% en la tarifa promedio con respecto al primer trimestre de 2025, pasando de 8.2120 HNL/kWh a 7.8208 HNL/kWh.

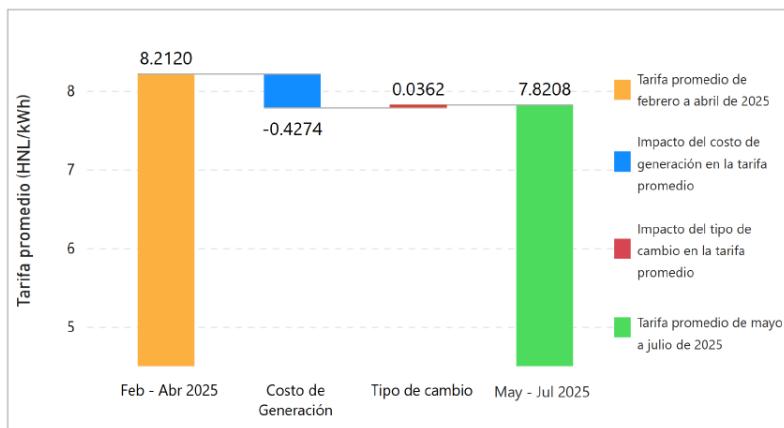


Figura 2 Contribución de cada variable en cálculo de la tarifa promedio de Guanaja



### Aprobación del Segundo Ajuste Tarifario de Guanaja 2025

En seguimiento al proceso de actualización tarifaria y conforme a la metodología aprobada en el acuerdo CREE-42-2025, el operador del sistema aislado de Guanaja presentó ante la CREE los costos de generación correspondientes a los meses de abril, mayo y junio de 2025. Los costos reportados fueron de L 3,320,128.00; L 3,795,120.10 y L 3,264,505.33, respectivamente, alcanzando un total de L 10,379,753.43. Los precios promedio de combustible declarados fueron de 73.87, 71.65 y 70.38 HNL/gal.

La Dirección de Fiscalización (DF), mediante memorándum DF-053-2025 y dictamen técnico DF-019-2025, recomendó utilizar los precios reales facturados en los meses de abril, mayo y junio de 2025, considerando que a partir de marzo los valores presentados por el operador son razonables, eficientes y exentos del impuesto ACPV. En consecuencia, se estableció un precio promedio ponderado de 71.93 HNL/gal como referencia para este segundo ajuste tarifario.

Asimismo, se consideró un tipo de cambio de 26.3299 HNL/USD, vigente al 30 de julio de 2025, lo que representa un incremento del 1.66% respecto al tipo de cambio utilizado en el ajuste anterior.

La aplicación de estos factores resultó en una disminución del 12.94% en la tarifa promedio respecto al trimestre previo, pasando de 7.8208 HNL/kWh a 6.8087 HNL/kWh.

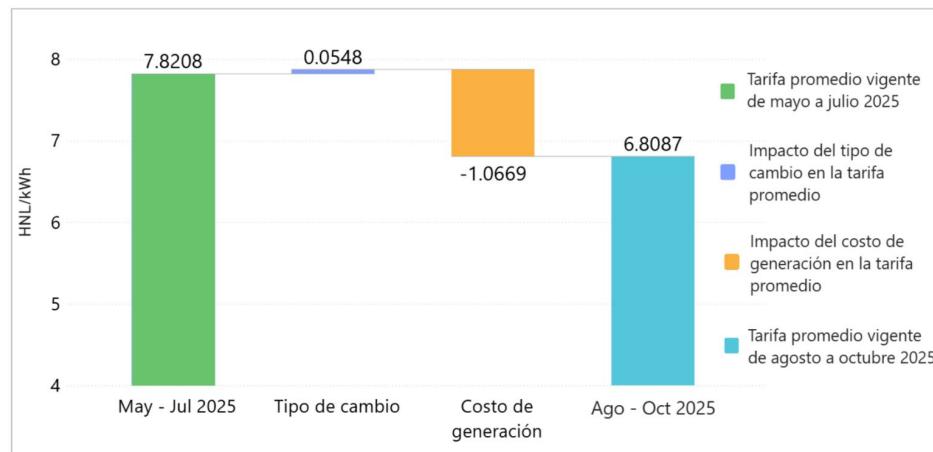


Figura 3 Contribución de cada variable en cálculo de la tarifa promedio de Guanaja