



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS  
★ ★ ★ ★ ★

**CRÉE**  
COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

# Informe de Resultados Audiencia Pública

*Propuesta tarifaria transitoria  
para Usuarios Autoprodutores  
de la Empresa Nacional de  
Energía Eléctrica*

**Abril 2026**

Elaborado por: Departamento de tarifas

## Índice de contenido

1. Introducción .....	3
2. Resumen de la metodología y propuesta inicial .....	5
3. Comentario representativos y análisis.....	6
4. Modificaciones en la propuesta inicial.....	9
5. Conclusiones y recomendaciones .....	10

## Índice de tablas

<b>Tabla 1.</b> Precio inicial de energía inyectada de regreso a la red en USD/MWh .....	4
<b>Tabla 2.</b> Tarifa de excedentes inicial propuesta por la ENEE.....	4
<b>Tabla 3.</b> Cargo fijo inicial para Usuarios Autoprodutores.....	4
<b>Tabla 4.</b> Precio final de energía inyectada de regreso a la red.....	10

## 1. Introducción

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) estableció a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como el ente regulador del subsector eléctrico. Entre sus funciones se encuentra la definición de la metodología para calcular las tarifas y velar por su aplicación, además de aprobar, ajustar e implementar las tarifas resultantes.

En sintonía con esto, de acuerdo con el Artículo 15, numeral D de la LGIE se establece que: *“Las empresas distribuidoras estarán obligadas a comprar el exceso de energía proveniente de fuentes de energía renovable que generen los usuarios residenciales y comerciales y que inyecten de retorno a la red, acreditándoles los valores correspondientes en la factura mensual. Cada distribuidora deberá proponer a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para su aprobación la tarifa que se aplicará para tales compras. A ese fin las empresas distribuidoras instalarán medidores bidireccionales a esos consumidores. El Reglamento normará lo relativo a la medición y a la liquidación mensual.”*

Este esquema de remuneración se complementa con lo establecido en el Artículo 49, inciso A del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, que detalla el pago por los excedentes de energía inyectados a la red: Los excedentes de energía inyectados por los Usuarios Autoprodutores a las redes de distribución y transmisión se remunerarán de la siguiente manera: *“En el caso de Usuarios Autoprodutores residenciales y comerciales conectados a la red de distribución que utilicen exclusivamente fuentes de energía renovable, la energía inyectada será remunerada a la tarifa aprobada por la CREE a solicitud de la Empresa Distribuidora, la cual estará basada en los costos evitados a la Empresa Distribuidora debido a la inyección de energía que haga el Usuario Autoprodutor.”*

En cumplimiento con lo dispuesto en la LGIE, el presente documento expone el procedimiento para la determinación de la tarifa de los Usuarios Autoprodutores, cuyo cálculo se establece según su clasificación técnica y lo estipulado en la Norma Técnica de Usuarios Autoprodutores Residenciales y Comerciales (NT-UAP). Al respecto, el Artículo 28 de la NT-UAP establece que: *“las Empresas Distribuidoras deberán remunerar los excesos de energía eléctrica provenientes de fuentes renovables generados por dichos usuarios, aplicando para ello una tarifa aprobada por la CREE que esté basada específicamente en los costos evitados de suministro”*.

En este contexto, y en seguimiento al marco normativo expuesto, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) remitió el pasado martes 24 de marzo el informe de la

Propuesta Tarifaria para Usuarios Autoprodutores. En dicho documento se detalla la metodología técnica para el cálculo del precio de la energía inyectada a la red, así como la estructura de los cargos por distribución y comercialización que serán aplicables a esta categoría de usuarios. Además, se muestra el valor propuesto inicialmente del precio de la energía inyectada por los Usuarios Autoprodutores así como la tarifa de excedentes y el cargo fijo:

**Tabla 1.** Precio inicial de energía inyectada de regreso a la red en USD/MWh

Módulo	Precio de energía inyectada de regreso a la red [USD/MWh]
Media tensión (MT)	103.85
Baja tensión (BT)	103.85

**Tabla 2.** Tarifa de excedentes inicial propuesta por la ENEE

Servicio	Tarifa de excedentes [USD/MWh]	Tarifa de excedentes [HNL/kWh]
Media tensión (MT)	103.85	2.75
Baja tensión (BT)	93.59	2.48

**Tabla 3.** Cargo fijo para Usuarios Autoprodutores

Servicio	Cargo fijo [HNL/abonado-mes]
Residencial	64.37
Baja tensión (BT)	64.37
Media tensión (MT) <sup>1</sup>	2,651.09

Posteriormente, tras el análisis técnico del informe remitido por la ENEE, la CREE procedió con la revisión formal de la propuesta. Como parte del proceso de transparencia y validación regulatoria, la CREE dispuso la celebración de una audiencia pública el lunes 30 de marzo de 2026, desarrollada en las instalaciones de la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN). Dicho encuentro tuvo como propósito socializar los criterios de la metodología tarifaria y los cargos propuestos, garantizando que el procedimiento final cuente con el rigor técnico y el consenso necesario entre los actores del subsector eléctrico.

Durante el desarrollo de la audiencia pública, la ENEE presentó y desglosó detalladamente la metodología técnica contenida en el informe, puntualizando los

<sup>1</sup> El costo asociado a la media tensión debe coincidir con el valor aprobado en el pliego tarifario correspondiente.

criterios utilizados para determinar el valor de remuneración por los excedentes de energía inyectados a la red. Asimismo, se expusieron de manera transparente los cargos correspondientes a la infraestructura de distribución y comercialización.

La sesión concluyó con una fase consultiva de preguntas y respuestas, en la cual se atendieron y resolvieron de forma exhaustiva todas las inquietudes planteadas por las instituciones presentes, agentes del mercado y ciudadanos particulares. Este proceso de retroalimentación permitió clarificar los alcances de la propuesta tarifaria, asegurando la debida socialización y el entendimiento técnico entre todos los actores involucrados en el subsector eléctrico.

## 2. Resumen de la metodología y propuesta inicial

La metodología propuesta por la ENEE en su informe técnico se fundamenta estrictamente en el principio de costo evitado, tal como lo demanda el Artículo 28 de la NT-UAP. Bajo este enfoque se calcula el valor que la distribuidora evita al desplazar las unidades de generación térmica más costosas del despacho nacional debido a la inyección de energía renovable de los autoprodutores.

El procedimiento técnico se centraliza en el programa CALCUTA, el cual representa la infraestructura eléctrica nacional como una red interconectada de módulos de potencia y energía. La herramienta modela cinco niveles operativos (desde los 230 kV hasta baja tensión), permitiendo identificar con precisión el punto de transferencia donde la inyección del usuario genera un alivio operativo. Para este ciclo 2026, el modelo utiliza como base los costos marginales y perfiles de demanda del trimestre septiembre-octubre-noviembre de 2025, capturando la estacionalidad del recurso solar más próxima al ajuste tarifario vigente.

Dado el comportamiento de la autoproducción fotovoltaica, la metodología define un periodo de producción efectiva de 05:00 a.m. a 05:00 p.m. Para reflejar el valor económico real en el mercado, estas horas se contrastan con la estructura de bloques horarios establecida en el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales, determinando las siguientes proporciones de incidencia: un 41.19% en el Bloque de Punta, un 46.93% en el Bloque Intermedio y un 11.88% en el Bloque de Valle.

El precio final se consolida mediante un promedio ponderado de los costos unitarios de energía en los nodos de entrada de media y baja tensión. Esta estructura garantiza que la tarifa sea técnicamente equilibrada, ya que reconoce el beneficio de la energía inyectada, pero deduce los costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AO&M), así como las anualidades de inversión de la red que el usuario sigue utilizando como respaldo.

Bajo un criterio de prudencia regulatoria, la propuesta mantiene un valor marginal uniforme para ambos niveles de tensión, evitando contabilizar beneficios inciertos en la reducción de pérdidas hasta que se cuente con la metodología definitiva de la CREE. De esta forma, el informe de la ENEE asegura una transición ordenada hacia un modelo de autoconsumo que sea sostenible tanto para el usuario como para la estabilidad financiera del sistema eléctrico nacional.

### 3. Comentario representativos y análisis

Tras concluir la exposición técnica de la metodología y habiéndose precisado los fundamentos del costo evitado junto a la estructura operativa del modelo CALCUTA, se dio apertura al espacio de intercambio consultivo con los sectores interesados. Este diálogo técnico facilitó la recopilación de las inquietudes planteadas por agentes y usuarios, las cuales sirven de base para el siguiente compendio de consultas y respuestas representativas, entre ellas:

1. ¿Cómo se recuperan los costos de potencia dado que los usuarios de baja tensión no tienen una tarifa binómica?

#### Respuesta:

Es importante señalar que el modelo está estructurado en el Calcuta y los costos de inversión están relacionados directamente con la inversión de red y el costo de pago de generación. No obstante, sí se podría hacer un análisis para ver cuánto es el impacto de ese costo de potencia y así poder también reducirlo dentro del pago de la tarifa de inyección, entonces se va a tomar nota y sobre esa base se realizará un análisis técnico para validar que la ENEE esté recuperando efectivamente los costos de potencia correspondientes.

2. ¿Cuándo dicen medidas transitorias, se refieren a cuánto tiempo? ¿Los cargos por “derecho a instalar un proyecto solar” también serán transitorios o serán permanentes?

#### Respuesta:

Tarifa transitoria se refiere al análisis de la tarifa con base en la información que se tiene, en vista que se está trabajando conforme a la información que los usuarios han

suministrado. La proyección ira cambiando de acuerdo con cómo se comporte el consumo, probablemente lo que era el bloque punta va a pasar a ser más intermedio, por lo que se ira ajustando la tarifa. La revisión se hará cada 3 meses.

3. ¿Cómo será la remuneración de excedentes para los autoprodutores industriales; ya que sólo se habla de autoprodutores residenciales y comerciales?

**Respuesta:**

La norma técnica dice que un usuario residencial es aquel que tiene tarifa residencial y que usuario autoprodutor comercial es aquel que no es tarifa residencial es decir dentro de la figura de usuario comercial está lo que nosotros conocemos como comercial BT y están también tarifas industriales, entonces sí están incluidos, eso lo dice en la definición de lo que es un usuario residencial o usuario comercial autoprodutor.

4. Una referencia basada en la proyección de costos para este verano reflejaría mejor tanto el mandato legal del costo evitado como la urgencia que motiva esta aprobación. ¿Consideraría la CREE recalcular la tarifa usando esa proyección como referencia?

**Respuesta:**

Se aclara que se está haciendo lo más real posible, que se están utilizando los tres meses anteriores, no es una tarifa que es constante que se mantiene firme, sino que se va moviendo en proyección, los datos se irán evaluando para poder hacer todos los ajustes. Es importante también señalar que se hará ese ajuste y se empezarán a analizar todas las variables de inyección que tenemos, el impacto y sobre la base de ellos se seguirá ajustando el modelo, por eso la importancia de tener toda la base de datos de todos los usuarios para poder hacer cambios y que se pueda hacer propuestas de modificación con base en datos.

5. ¿Cuál es la remuneración por los excedentes que inyecte una industria conectada en alta tensión, siendo aún un consumidor regulado?

**Respuesta:**

Se tendría que hacer el análisis porque no se hizo un cálculo para alta tensión, porque se entiende que la mayoría que son usuarios que está conectada en alta tensión tienden a ser consumidores calificados y ahí se aplica un poco diferente el concepto que tenemos. Se evaluará.

6. ¿Se está contemplando la nueva tecnología de baterías en sistemas solares fotovoltaico, en esta tarifa que da beneficios adicionales a la red?

**Respuesta:**

Esa particularidad todavía no se está contemplando en la determinación de la tarifa como tal, pero sí mencionarles que, dentro del análisis de la normativa, se está tomando en consideración más que todo en temas de servicio complementario y cooperación, no solamente para autoprodutores sino también para generadores distribuidos, eso es algo que sí se ha estado estudiando, pero de nuevo no tiene ninguna incidencia por el momento en la determinación de la tarifa.

Tras el intercambio dinámico entre los sectores interesados y las autoridades de la ENEE y la CREE, el análisis de las consultas permite identificar una ruta crítica de perfeccionamiento para la metodología tarifaria:

1. ENEE-Distribución tiene la obligación de llevar a cabo los estudios eléctricos pertinentes y, con base en datos históricos sobre inyecciones de generación distribuida, monitorear el impacto general que estas generan en la operación del sistema de distribución. Asimismo, de manera conjunta con el Operador del Sistema, se debe analizar cómo dichas inyecciones afectan el desempeño del Sistema Interconectado Nacional. Esto permitirá a ENEE-Distribución implementar las medidas necesarias, tanto financieras como técnicas, para garantizar una operación eficiente y óptima del sistema.

2. Ante la preocupación sobre la recuperación de costos de potencia en usuarios de baja tensión que carecen de una tarifa binómica, se reconoce una oportunidad de mejora en el modelo CALCUTA. El compromiso institucional de realizar un análisis de impacto sugiere que la metodología evolucionará para asegurar que el pago por inyección no erosione la capacidad de la distribuidora para recuperar los costos de las inversiones de la infraestructura eléctrica, garantizando así la sostenibilidad financiera del sistema.
  
3. La inquietud sobre la transitoriedad y el dinamismo de la tarifa revela que estas medidas no deben interpretarse como incertidumbre, sino como una facultad de adaptabilidad técnica. La confirmación de revisiones trimestrales asegura que la estructura capturará fielmente el desplazamiento de los bloques horarios (punta, intermedio y valle) a medida que la mayor penetración solar modifique el perfil de carga nacional.

#### 4. Modificaciones en la propuesta inicial

En función de los comentarios emitidos durante la audiencia, se llevó a cabo una revisión relacionada con los ingresos que la empresa distribuidora podría dejar de percibir al no contar con una tarifa binómica para los usuarios conectados en baja tensión.

La propuesta inicial incluía un cargo de distribución destinado a reconocer los costos asociados al uso de la infraestructura de la **red de distribución** de la ENEE por parte de los Usuarios Autoprodutores. Este cargo consideraba las inversiones, así como los costos de operación y mantenimiento de dicha red. Sin embargo, se identificó que, en el caso particular de los usuarios conectados en baja tensión, la empresa distribuidora también enfrentará la pérdida de ingresos correspondientes a los costos derivados de la compra de generación de potencia, además de los costos relacionados con la inversión, operación y mantenimiento de la **red de transmisión**. Por lo que, se considera necesario compensar estos costos mediante un cargo en la tarifa de excedentes propuesta inicialmente, a su vez evitando subsidios cruzados desde los usuarios regulados hacia los usuarios autoprodutores.

Adicionalmente, el análisis realizado al modelo CALCUTA, propuesto por la ENEE y aprobado por la CREE en el año 2016, evidenció que la tarifa de energía aplicada a los usuarios conectados en media tensión incorpora un porcentaje asociado a las

inversiones y los costos de operación y mantenimiento (OyM) tanto de la red de distribución como de la red de transmisión, representando el 25% y el 40%, respectivamente. En este escenario, resulta necesario descontar el impacto de estos porcentajes en la tarifa de excedentes inicialmente planteada para esta categoría de usuarios.

Tomando como base la propuesta inicial de la ENEE, la cual establece tarifas de excedentes para media y baja tensión de 103.85 USD/MWh y 93.59 USD/MWh respectivamente, y tras el análisis previamente expuesto, los valores definitivos se fijan de la siguiente manera:

**Tabla 4. Precio final de energía inyectada de regreso a la red**

Servicio	Tarifa de Excedentes Inicial [USD/MWh]	Cargo de Potencia/ Inversiones en Transmisión y OyM [USD/MWh]	Tarifa de Excedentes Final [USD/MWh]	Tarifa de Excedentes Final [HNL/kWh]
Media tensión	103.85	1.16	102.69	2.72
Baja tensión	93.59	9.75	83.84	2.22

## 5. Conclusiones y recomendaciones

Tras el análisis técnico, la validación de la metodología y el intercambio consultivo con los sectores interesados, y bajo el análisis antes mencionado, se establecen las siguientes conclusiones fundamentales:

1. De forma trimestral, se llevarán a cabo ajustes en la tarifa transitoria de inyección de excedentes renovables. Estos estarán determinados por los costos evitados de la energía y por el comportamiento e impacto que dichas inyecciones generen en el sistema eléctrico. Posteriormente, y tras un estudio que llevará a cabo la CREE, mediante una consultoría especializada, se establecerá la metodología que las empresas distribuidoras deberán emplear para presentar sus propuestas de tarifas de inyección.
2. Para garantizar un funcionamiento adecuado dentro del sistema de distribución, los usuarios regulados que quieran convertirse en autoprodutores deben cumplir con los requisitos estipulados en la Norma Técnica de Usuarios Autoprodutores.
3. Antes de que se aplique la tarifa de excedentes, los usuarios, incluso aquellos que ya hayan completado su proceso de legalización de sus proyectos de

generación para autoproducción, deberán acudir a las oficinas de la Empresa Distribuidora para solicitar la actualización de datos y la implementación de la tarifa correspondiente.

4. La aplicación de la tarifa de excedentes será visible en la facturación una vez que se cumpla con lo establecido en el apartado anterior, asimismo, una vez la distribuidora finalice las adecuaciones en sus sistemas comerciales y de facturación.

Una vez establecida la estructura tarifaria transitoria y definidos los cargos de distribución, es importante proyectar las acciones necesarias para asegurar el éxito y la estabilidad de este nuevo modelo de autoconsumo. Las siguientes recomendaciones se derivan del análisis técnico exhaustivo y de las inquietudes validadas durante el proceso de audiencia pública, orientándose a fortalecer la normativa vigente y a preparar el entorno regulatorio para la metodología definitiva. Estas propuestas buscan no solo la eficiencia técnica en la inyección de excedentes, sino también la transparencia administrativa y la protección de la integridad física de la red eléctrica nacional ante el crecimiento acelerado de la generación distribuida:

1. Se recomienda aprobar las siguientes tarifas de excedentes:

Servicio	Tarifa de Excedentes [USD/MWh]	Tarifa de Excedentes [HNL/kWh]
Media tensión	102.69	2.72
Baja tensión	83.84	2.22

2. Se recomienda la modificación del Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales y del Reglamento de Tarifas, específicamente en los apartados relativos a la determinación del Costo Base de Generación (CBG). La propuesta consiste en integrar una tercera variable estructural en el Costo Base de Energía (CBE), además de los costos provenientes del Mercado de Contratos y del Mercado de Oportunidad, se debe incorporar el costo asociado a la remuneración de excedentes de los Usuarios Autoprodutores. Bajo esta perspectiva, la fórmula del CBE, que forma parte del CBG debería estructurarse de la siguiente manera:

$$CBG_h = CBE_h + CBP_h$$

$$CBE_h = \sum_{m=1}^{12} \sum_{j=1}^n (EPCTA_{j,m,h} * PECTA_{j,m,h}) + \sum_{m=1}^{12} \sum_{j=1}^k (EPCTB_{j,m,h} * PECTB_{j,m,h}) + \sum_{m=1}^{12} CEMEO_{m,h} + \sum_{m=1}^{12} CEUAP_{m,h}$$

Donde:

$CBG_h$ : es el costo Base de Generación previsto por bloque horario h.

$CBE_h$ : es el costo Base de Energía previsto por bloque horario h.

$CBP_h$ : es el costo Base de Potencia previsto por bloque horario h.

$EPCTA_{j,m,h}$ : es la cantidad de energía prevista para el  $CTA_j$  para el mes m y el bloque horario h.

$PECTA_{j,m,h}$ : es el precio de la energía prevista en el  $CTA_j$  para el mes m y el bloque horario h.

$EPCTB_{j,m,h}$ : es la cantidad de energía prevista para el  $CTB_j$  para el mes m y el bloque horario h.

$PECTB_{j,m,h}$ : es el precio de la energía prevista en el  $CTB_j$  para el mes m y el bloque horario h.

$CEMEO_{m,h}$ : es el costo total para cada bloque horario h de compras de energía en el mercado de oportunidad en el mes m.

$CEUAP_{m,h}$ : es el costo total para cada bloque horario h de compras de energía de los Usuarios Autoprodutores en el mes m.

La incorporación del Costo de Energía de Usuarios Autoprodutores (CEUAP) dentro del CBE asegura que la Empresa Distribuidora reconozca y remunere adecuadamente los excedentes de energía inyectados por los usuarios autoprodutores. Esta integración genera un beneficio bidireccional: por un lado, garantiza que la distribuidora recupere los montos de las obligaciones de pago hacia los autoprodutores y, por otro, optimiza los costos de adquisición de la ENEE al permitir la compra de energía a costos evitados.

3. Se recomienda el desarrollo de un análisis metodológico específico que permita establecer una tarifa de excedentes para Usuarios Autoprodutores conectados en Alta Tensión. Dado que este segmento suele operar bajo la figura de Consumidores Calificados o posee perfiles de carga de alta complejidad, es necesario definir un esquema de remuneración que reconozca el valor de su aporte al sistema de transmisión, garantizando que el cálculo de su costo evitado sea proporcional al nivel de tensión y a los beneficios sistémicos que su inyección de gran escala representa para la red nacional.
4. Se recomienda la realización de un estudio integral sobre el impacto técnico-económico de incorporar Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS) en el esquema de los Usuarios Autoprodutores. Este análisis deberá evaluar cómo el almacenamiento puede optimizar la curva de inyección de excedentes, reducir los picos de demanda y mitigar la intermitencia de la fuente solar en la red de distribución. Los resultados de este estudio servirán de base para proponer ajustes tarifarios que fomenten el uso de tecnologías de almacenamiento, contribuyendo así a la estabilidad de frecuencia y voltaje, y permitiendo una mayor penetración de generación renovable distribuida de manera segura.