



CREE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe del Segundo Ajuste en la Tarifa de Excedentes y en el Cargo Fijo Comercial para los Usuarios Autoprodutores de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica

Septiembre 2026

Elaborado por: Departamento de tarifas

Abreviaturas

BCH	Banco Central de Honduras
BT	Baja Tensión
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
BCH	Banco Central de Honduras
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
MC	Mercado de Contrato
MEO	Mercado Eléctrico de Oportunidad
MT	Media Tensión

1. Resumen Ejecutivo

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.”*

La CREE, en el marco de las atribuciones conferidas por la LGIE y su reglamentación, es responsable de revisar y aprobar el pliego tarifario de excedentes aplicable a los Usuarios Autoprodutores de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). En ese sentido, corresponde a esta Comisión aprobar el ajuste trimestral de dicha estructura tarifaria, la cual deberá ser implementada por la ENEE en su facturación.

En este informe se presenta de manera resumida el comportamiento que han experimentado junio, julio y agosto de 2026, la matriz de generación de energía eléctrica para las centrales de tecnología solar fotovoltaica.

De acuerdo con el Oficio GD-408-09-2026 presentado por la ENEE el 29 de septiembre de 2026, y considerando la información disponible sobre el costo evitado de los meses en análisis y las caracterizaciones técnicas de los Usuarios Autoprodutores, la CREE ha procedido a revisar la documentación remitida y a aplicar la metodología de ajuste a la tarifa de excedentes, conforme a lo establecido en el Acuerdo CREE-57-2026. Es imperativo aclarar que este esquema transitorio se mantendrá vigente mientras la CREE finalice el proceso de determinación de una metodología completa y definitiva, que será calculada por parte de una consultoría especializada.

Las centrales fotovoltaicas registraron para el trimestre en estudio, un costo de energía de 124.02 USD/MWh en el Mercado de Contratos (MC), mientras que para el Mercado Eléctrico de Oportunidad (MEO) se registró un valor de 187.28 USD/MWh. Por lo tanto, el promedio ponderado del costo medio de energía de las centrales fotovoltaicas

considerando el MC y el MEO es de **130.35 USD/MWh**, que representa un aumento del 5.31 % con respecto al Costo de Energía del trimestre pasado.

El tipo de cambio utilizado en el cálculo de las tarifas a aplicar a partir de octubre de 2026 es de 27.0307 lempiras por dólar americano, este es mayor que el utilizado como referencia en el trimestre anterior, que porcentualmente es un aumento de 0.49 %.

Tras calcular el ajuste del costo evitado, actualizar el tipo de cambio oficial del BCH e incorporar los costos de operación y mantenimiento de las redes de distribución y transmisión, se definió la nueva estructura tarifaria aplicable a partir de octubre de 2026.

Como resultado de estas variaciones, se observa un incremento del 6.71 % para los usuarios conectados en Media Tensión (MT) y del 8.09 % en Baja Tensión (BT). De este modo, los valores pasaron de 2.82 HNL/kWh y 2.31 HNL/kWh durante el trimestre anterior, a 3.01 HNL/kWh y 2.50 HNL/kWh, respectivamente.

Con base en lo anterior, y sin perjuicio de las revisiones y análisis jurídicos pertinentes, se recomienda al Directorio de Comisionados aprobar la siguiente estructura tarifaria para la facturación de excedentes de los Usuarios Autoprodutores por parte de la ENEE, a partir del 01 de octubre de 2026:

Servicio	Tarifa de Excedentes [USD/MWh]	Tarifa de Excedentes [HNL/kWh]	Cargo Fijo Comercial [HNL/abonado-mes]
Media tensión	111.2702	3.0077	2,703.07
Baja tensión	92.5044	2.5005	65.11

2. Introducción

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

Este esquema de remuneración se complementa con lo establecido en el Artículo 49, inciso A del Reglamento de la LGIE, que de 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 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 resultado del valor 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 julio de 2026 la CREE aprobó de manera transitoria el procedimiento y fórmulas de ajuste para la tarifa transitoria de Usuarios Autoprodutores residencial y comerciales que la ENEE aplica por remuneración de inyecciones de energía renovable, por medio del Acuerdo CREE-57-2026.

En cumplimiento con la LGIE y la metodología dispuesta en su Reglamento y en el acuerdo CREE-57-2026, corresponde a la CREE aprobar el ajuste trimestral de la tarifa de excedentes que la ENEE aplicará en la facturación de los Usuarios Autoprodutores. El objetivo de este informe es detallar las variables y los cálculos que inciden en el costo de la energía inyectada a la red y, con base en ello, someter a consideración del Directorio de Comisionados la propuesta de ajuste a dicha estructura tarifaria.

El informe se estructura en seis secciones, iniciando con el resumen ejecutivo y esta introducción. La Sección 3 detalla los costos de generación de las centrales solares

fotovoltaicas para el trimestre de junio a agosto de 2026. Por su parte, la Sección 4 ofrece una caracterización operativa de los excedentes de energía de los Usuarios Autoprodutores. Posteriormente, la Sección 5 analiza el precio de la energía inyectada a la red de distribución. Finalmente, la Sección 6 expone las conclusiones y recomendaciones del documento.

3. Costos de generación solar fotovoltaica

El precio de la energía para los Usuarios Autoprodutores se basa en el principio de costo evitado, valorando sus excedentes según el ahorro que generan a la distribuidora. Este precio es dinámico y se calcula contrastando la generación solar fotovoltaica real con el costo de las unidades térmicas más caras que la ENEE logra desplazar durante las horas de radiación solar. Al depender del desplazamiento de generación térmica, el valor del excedente está sujeto a la volatilidad internacional de los combustibles, garantizando así una señal de precio técnicamente precisa y financieramente equilibrada para el sistema eléctrico nacional.

Además, el precio de la energía inyectada por los Usuarios Autoprodutores se determina mediante costos marginales ponderados por su perfil de generación y el costo medio solar del Mercado Eléctrico Nacional (MEN). El proceso inicia modelando el comportamiento de las inyecciones para establecer su participación en los bloques horarios (punta, intermedio y valle). Previamente, se calculan los costos unitarios de energía por bloque en los nodos de entrada de media y baja tensión para valorar el recurso en cada nivel de la infraestructura. Finalmente, el precio se consolida mediante un promedio ponderado de estos costos, asegurando que la retribución refleje con precisión el costo evitado y el beneficio operativo aportado al sistema según los periodos de demanda.

El proceso para determinar el ajuste tarifario de la energía de excedentes de los usuarios autoprodutores se resume de la siguiente manera:

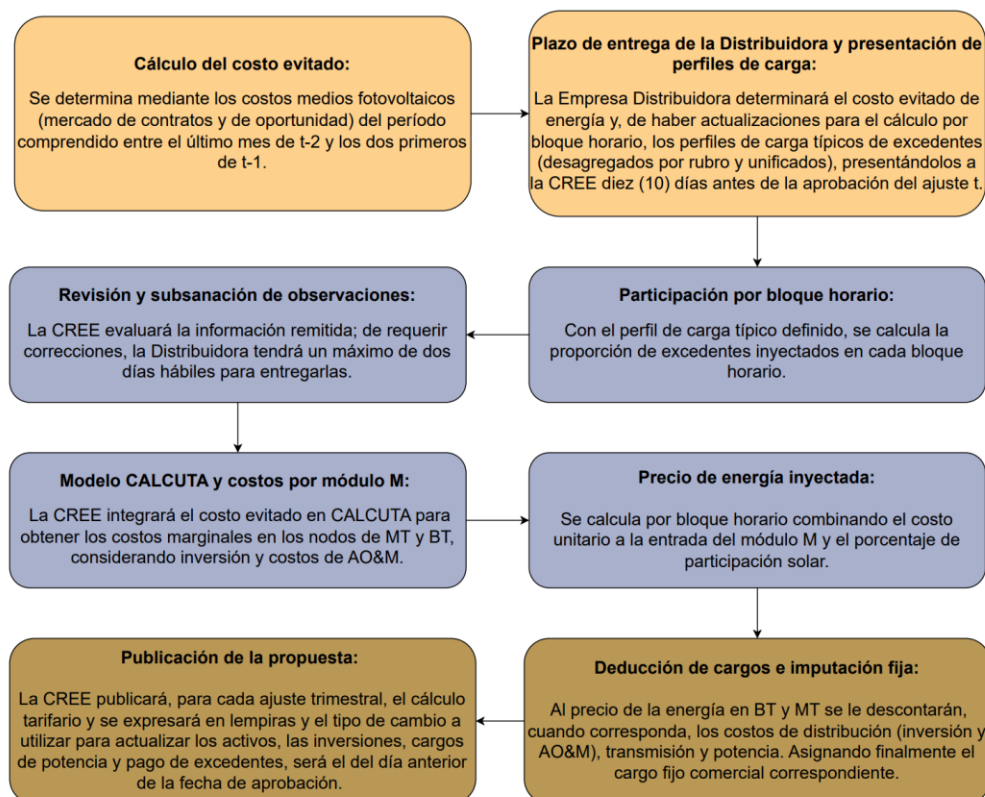


Figura 1. Proceso para determinar el ajuste tarifario de la energía de excedentes

Para determinar los costos reales de generación de la tecnología solar fotovoltaica, se utilizaron las liquidaciones reales de junio, julio y agosto de 2026, correspondientes al cuarto ajuste trimestral de la ENEE.

Durante estos dos trimestres, las centrales solar fotovoltaicas inyectaron un total de 248,607.94 MWh en el Mercado de Contratos, lo que representa una participación del 89.99 %. Por su parte, el Mercado de Oportunidad registró una inyección de 27,664.77 MWh, equivalente al 10.01 % restante. El desglose mensual de estos valores se detalla en la siguiente tabla:

Tabla 1. Costos reales de generación jun 2026 – ago 2026 (datos:CND)

Mercado	Año	Mes	Energía (MWh)	Costo Energía (USD)	CME (USD/MWh)
MC	2026	Junio	84,335.88	10,410,866.11	123.45
	2026	Julio	82,978.70	10,286,282.52	123.96
	2026	Agosto	81,293.36	10,134,373.66	124.66
MEO	2026	Junio	8,980.86	1,803,605.90	200.83
	2026	Julio	9,158.36	1,453,519.34	158.71
	2026	Agosto	9,525.55	1,923,903.35	201.97



Las centrales fotovoltaicas registraron para los últimos dos trimestres en estudio un costo de energía de 124.02 USD/MWh en el MC, mientras que para el MEO registraron un valor de 187.28 USD/MWh. Por lo tanto, el promedio ponderado del costo medio de energía de las centrales fotovoltaicas considerando el MC y el MEO es de **130.35 USD/MWh**, aumentando en un **5.32 %** con respecto al ajuste anterior.

4. Caracterización operativa de excedentes de la autoproducción

El programa CALCUTA modela la infraestructura eléctrica nacional como una red interconectada de módulos de potencia y energía, representando los niveles de tensión, líneas de transmisión, distribución, centrales y estratos de demanda. Un elemento crítico es la frontera entre transmisión y distribución, nodo de transferencia donde los precios reflejan los costos marginales y de transporte primario. A partir de este punto, el modelo incorpora el valor económico agregado de potencia y energía hasta el consumidor final. Esto permite identificar con precisión el nodo exacto donde la inyección del Usuario Autoprodutor genera un ahorro operativo y de infraestructura para el sistema nacional.

Dado el comportamiento de la autoproducción fotovoltaica, se define transitoriamente 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.

En vista de que la ENEE no ha finalizado el proceso de documentación de perfiles necesario para actualizar la participación de los Usuarios Autoprodutores, esta se mantendrá según lo explicado anteriormente. Asimismo, la ENEE estableció que dicho estudio quedará pendiente para el próximo período tarifario, ciclo en el cual se procederá con la actualización correspondiente.

5. Precios de energía inyectada de regreso a la red

El cálculo del precio de la energía para Usuarios Autoprodutores establece tres costos unitarios diferenciados por bloque horario. Estos valores reflejan únicamente los costos variables evitados para la distribuidora, dado que los componentes fijos de inversión, administración, operación y mantenimiento (AO&M) del sistema no varían. Al integrar la participación de la generación solar en el modelo CALCUTA, se obtienen los costos marginales para los nodos de MT y BT. Actualmente, ante la falta de una caracterización técnica definitiva sobre el impacto real de la generación fotovoltaica distribuida en la reducción de pérdidas, se adoptó un criterio de prudencia regulatoria:

no se contabilizó el factor de pérdidas por módulo. Como resultado, en esta etapa previsional, el valor marginal de la energía es uniforme para ambos niveles de tensión.

La siguiente tabla detalla los costos unitarios en la entrada de los módulos de media y baja tensión:

Tabla 2. Costos unitarios a la entrada de los módulos de media y baja tensión

Módulo (M)	Bloque horario		
	Punta [USD/MWh]	Intermedio [USD/MWh]	Valle [USD/MWh]
Media tensión	129.1172	105.6838	81.2507
Baja tensión	129.1172	105.6838	81.2507
% participación	41.19 %	46.93 %	11.88 %

Además, para la determinación del precio de retribución por los excedentes inyectados, se realiza un promedio ponderado de los costos unitarios registrados en los nodos de entrada de los módulos de media y baja tensión. Este cálculo utiliza como factor de ponderación las proporciones de inyección específicas de cada bloque horario, asegurando que el valor final reconocido al Usuario Autoprodutor guarde una correlación técnica directa con el costo variable evitado por el sistema en los periodos de mayor generación solar.

El promedio ponderado se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$PE_M = CU_{Mp} * P_p + CU_{Mi} * P_i + CU_{Mv} * P_v \quad [1]$$

Donde:

PE_M es el precio por pagar a los Usuarios Autoprodutores por la energía inyectada en las líneas del módulo M , que puede ser el de BT o el de MT.

CU_{Mp} es el costo unitario de la energía a la entrada del módulo M en el bloque horario punta.

CU_{Mi} es el costo unitario de la energía a la entrada del módulo M en el bloque horario intermedio.

CU_{Mv} es el costo unitario de la energía a la entrada del módulo M en el bloque horario valle.

P_p es la proporción de participación de la generación solar en el bloque horario punta.

P_i es la proporción de participación de la generación solar en el bloque horario intermedio.

P_v es la proporción de participación de la generación solar en el bloque horario valle.

Utilizando [1] para calcular el precio ponderado de la energía a reconocer por las inyecciones realizadas por los Usuarios Autoprodutores, se obtienen los resultados siguientes:

Tabla 3. Precio de energía inyectada de regreso a la red en USD/MWh y HNL/kWh

Módulo	Precio de energía inyectada de regreso a la red [USD/MWh]	Precio de energía inyectada de regreso a la red [HNL/kWh]
Media tensión	112.4321	3.0391
Baja tensión	112.4321	3.0391

La tarifa de excedente de los Usuarios Autoprodutores incluyen los cargos relacionados con la inversión, operación y mantenimiento de la red de distribución, así como los cargos relacionados con las compras de potencia y los componentes de inversión, operación y mantenimiento del sistema de transmisión. En cambio, para los usuarios de MT, solo se descontarán los cargos energizados relacionados con los componentes de inversión, operación y mantenimiento del sistema de transmisión.

Cabe mencionar que se revisará en el próximo ajuste tarifario el cálculo relacionado con el cargo de las compras de potencia en las fórmulas de ajuste, ya que este cargo se ve afectado en el modelo tarifario por el cambio del precio de la energía en los módulos de BT, por lo que este cargo cambiará en cada ajuste y no será un valor fijo.

Para el presente cálculo, se adoptó el tipo de cambio de referencia del 29 de septiembre de 2026, establecido por el Banco Central de Honduras (BCH) de 27.0307 lempiras por dólar. Este valor representa un incremento de 0.49 % en comparación con el tipo de cambio utilizada en el proceso de ajuste tarifario anterior.

Tomando como base 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 Distribución, Transmisión y OyM [USD/MWh]	Tarifa de Excedentes Final [USD/MWh]	Tarifa de Excedentes Final [HNL/kWh]
Media tensión	112.4321	1.1619	111.2702	3.0077
Baja tensión	112.4321	19.9277	92.5044	2.5005

Finalmente, para este ajuste tarifario se asignaron los cargos fijos comerciales para los Usuarios Autoprodutores, los cuales buscan reflejar los costos correspondientes a las actividades de medición, facturación y gestión comercial de la red. Dichos cargos quedaron establecidos en un monto de 2,703.07 lempiras para el servicio de MT, y en 65.11 lempiras para el servicio de BT y Residencial.

6. Conclusiones y recomendaciones

Tras el análisis técnico y la validación de la metodología se establecen las siguientes conclusiones fundamentales:

1. El tipo de cambio para determinar la tarifa de excedentes de los Usuarios Autoprodutores fue de 27.0307 lempiras por dólar, el cual es 0.49 % mayor con respecto al tipo de cambio que se utilizó en la aprobación de la tarifa anterior.
2. El costo evitado para el periodo de estudio se estableció en 130.35 USD/MWh, que representa un aumento del 5.32 % con respecto al costo evitado del trimestre pasado.
3. Debido a las variaciones en los costos evitados y en los cargos de distribución y transmisión, la tarifa de excedentes experimentó un incremento para este nuevo ajuste. Los valores pasaron de 2.82 HNL/kWh en MT y 2.31 HNL/kWh en BT del trimestre anterior a 3.01 HNL/kWh y 2.50 HNL/kWh, respectivamente.

Una vez establecida la estructura tarifaria transitoria y definidos los cargos de distribución, se recomienda aprobar las siguientes tarifas de excedentes a los Usuarios Autoprodutores:

Servicio	Tarifa de Excedentes [USD/MWh]	Tarifa de Excedentes [HNL/kWh]	Cargo Fijo Comercial [HNL/abonado-mes]
Media tensión	111.2702	3.0077	2,703.07
Baja tensión	92.5044	2.5005	65.11