

Factibilidad de una instalación solar fotovoltaica residencial, según la Ley 1715 y la Resolución CREG 121 del 2017

Feasibility of a residential photovoltaic solar installation, according to Law 1715 and Resolution CREG 121 of 2017

NATALIA PASCUAS ARAÚJO¹ - ANDRÉS FERNANDO SALVADOR PERILLA¹ -
EDWIN JOHJAN QUIROGA GUERRERO¹ - JAVIER ANDRÉS RUIZ GARZÓN² -
DANIEL JOSÉ GONZÁLEZ TRISTANCHO²

1. Estudiantes del programa de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito.
2. Profesores del programa de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito.

natalia.pascuas@mail.escuelaing.edu.co - andres.salvador@mail.escuelaing.edu.co - edwin.quiroga-g@mail.escuelaing.edu.co - javier.ruiz@escuelaing.edu.co - daniel.gonzalez@escuelaing.edu.co

Recibido: 01/03/2018 Aceptado: 03/04/2018

Disponible en http://www.escuelaing.edu.co/es/publicaciones_revista
<http://revistas.escuelaing.edu.co/index.php/reci>

Resumen

Este artículo trata sobre un caso de estudio presentado para la implementación de un sistema fotovoltaico de autogeneración a pequeña escala en una vivienda ubicada en la ciudad de Bogotá. Para determinar el tamaño óptimo de la instalación se utilizó como criterio el mayor rendimiento financiero, según lo establecido en la Ley 1715 y la Resolución 121 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). La evaluación financiera se hizo usando el costo unitario de prestación del servicio eléctrico, reglamentado por la Resolución 121, mientras que la factibilidad de la instalación se analizó utilizando RETScreen. El mejor rendimiento financiero se logró al instalar un medidor horario de energía y seguir los trámites para exención del IVA.

Palabras claves: energía solar fotovoltaica, autogeneración a pequeña escala, fuentes no convencionales de energías renovables, FIT (*Feed-In Tariff*).

Abstract

In this article a case study is presented for the implementation of a small scale self-generation photovoltaic system in a house located in the city of Bogotá. To determine the optimal size of the facility, the highest financial performance was used as a criterion, as established in Law 1715 and Resolution 121 of the Energy and Gas Regulation Commission. The financial evaluation was implemented using the unit cost of providing the electric service, regulated by resolution 121, while the feasibility of the installation was analyzed using RETScreen. The best financial performance was achieved by implementing an hourly energy meter in the installation and following the procedures for IVA exemption.

Keywords: photovoltaic solar energy, small-scale self-generation, non-conventional sources of renewable energies, FIT (*Feed-In Tariff*).

INTRODUCCIÓN

Con el objetivo de promover la utilización de fuentes no convencionales de energía —principalmente las de carácter renovable— en el sistema eléctrico nacional, se le confirió a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) la elaboración de normas para la remuneración de excedentes que generen autogeneradores de pequeña escala.

En el ámbito internacional, varios países han implementado métodos para avanzar en la inclusión de las tecnologías limpias, con el objetivo de reducir niveles de contaminación y fortalecer este nuevo tipo de economía. Los sistemas de apoyo, que muchos países han usado para activar la generación y consumo a partir de fuentes no convencionales de energía renovable, están definidos por dos criterios (Bustos, 2005):

- La inversión inicial.
- La generación de excedentes, donde se encuentran las tarifas o primas reguladas, cuotas o certificados verdes, subastas de energía, incentivos fiscales, etc.

El alcance general de la implementación de mecanismos de apoyo para generación con fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER) se basa en los siguientes aspectos (UPME, 2015):

- Bajar los costos de administración.
- Fomentar la confianza de los inversores.
- Promover costos de fabricación más bajos.
- Reducir el precio para los consumidores de energía.
- Garantizar una alta absorción del mercado.
- Cumplir con el mercado eléctrico y con otros instrumentos de política.
- Mejorar los beneficios para energía eólica y otras energías renovables en los ámbitos local y regional.
- Aumentar la aceptación pública de las tecnologías renovables.

Colombia, un país con diversidad de ecosistemas, cuenta con un gran potencial para desarrollar energías limpias a partir del agua, el viento, el sol, residuos de biomasa (caña de azúcar, aceite de palma), entre otros, como se evidencia en los atlas interactivos del Ideam (Ideam, 2015).

La producción de energía eléctrica en el país es baja en emisiones de carbono comparada con países que

tienen mayor participación de combustibles fósiles; sin embargo, la alta dependencia del potencial hidroeléctrico hace que eventos naturales, como el fenómeno del Niño, pongan en riesgo el continuo suministro de energía eléctrica en el país. Por ello surge la necesidad de diversificar la matriz energética y abrir una oportunidad a nuevos desarrollos energéticos.

El gobierno tiene la necesidad de reducir la dependencia en combustibles importados y la presión de atender incrementos en la demanda mediante nueva capacidad instalada con base en recursos domésticos; también hay un riesgo asociado a la energía hidroeléctrica por el incremento en el precio del kWh que ha tenido el mercado de energía en años anteriores debido a sequías provenientes del fenómeno del Niño y al aumento en los precios de la electricidad y el gas natural.

En el año 2010, el Mercado de Energía Mayorista (MEM) estableció a través de su Resolución 18-0919 de 2010 (MME, 2010) metas indicativas para lograr un incremento de 6,5 % en la participación de energía no convencional para el año 2020. Con el aprovechamiento de los recursos disponibles en el territorio nacional, tales como los vientos de velocidades medias a 9 m/s, 450.000 TJ/año por residuos de biomasa y una irradiación solar de 194 w/m², aproximadamente (UPME, 2015), y las tecnologías probadas internacionalmente, habría tendencia a que en Colombia se considerara la utilización de estas fuentes no explotadas.

Algunas estrategias que países como Alemania, Chile, Brasil, Estados Unidos (el estado de California, específicamente) han optado durante los últimos quince años para la implementación de las FNCER (UPME, 2015), han sido los mecanismos de apoyo basados en la inversión inicial y la generación de excedentes. En la tabla siguiente se describen el mecanismo usado, sus ventajas, desventajas, duración y riesgo, información que da un punto de referencia para la inclusión de las FNCER en Colombia (tabla 1).

El estudio se realiza en una vivienda localizada en el barrio Normandía de la ciudad de Bogotá, en la cual se pretende instalar una solución de autogeneración fotovoltaica. Para esto se consideran escenarios que afectan su óptimo dimensionamiento con base en la viabilidad financiera, por medio del programa computacional RET-Screen, tales como el uso del medidor de energía horaria y la inscripción del proyecto en los organismos correspondientes, con el fin de obtener exención tributaria.

DESCRIPCIÓN DE LOS MECANISMOS DE APOYO IMPLEMENTADOS EN UNA INSTALACIÓN DE MENOS DE 0,1 MW EN COLOMBIA

Con el objeto de implementar el empleo de energías renovables en el sector residencial en Colombia por medio de los mecanismos de apoyo, se toma como caso base una casa residencial familiar ubicada en el barrio Normandía, con un consumo medio de energía anual de 5 MWh, a la cual se le instalarán paneles solares. A partir de estas condiciones, la CREG estableció un marco legal para los dos mecanismos principales con el fin de incentivar este tipo de energías, los cuales son el FIT y los incentivos fiscales, que se describirán a continuación.

Feed-In Tariff (FIT)

Este mecanismo fija una tarifa de compra durante un periodo mínimo de diez años y la vida útil del proyecto, siendo un mecanismo atractivo para recuperar la inversión y obtener un beneficio económico para un periodo medio.

Las tarifas son fijadas por la Resolución CREG 012 de 2017 para autogeneradores menores de 0,1 MW (CREG 012 de 2017), la cual establece que:

- El comercializador integrado con el operador de red tiene la obligación de recibir los excedentes ofrecidos por el autogenerador.
- El autogenerador con capacidad menor o igual que 0,1 MW, que instale un sistema de medición de fronteras de generación, debe cumplir con las características establecidas por la Resolución 038 de la CREG (CREG 038 de 2014).
- El autogenerador que entregue sus excedentes al comercializador integrado al operador de red, además del precio de venta, recibirá un beneficio económico en reconocimiento de la utilidad que este tipo de medición brinda al sistema.

El comercializador que recibe la energía es responsable de la liquidación y la facturación, incorporando información detallada de consumos, exportaciones y cobros, entre otros. También tiene la obligación de informar en cada factura, de manera individual, los valores según el segmento que corresponda.

La facturación de la energía consumida se determina con base en el costo unitario de prestación del servicio (\$/kWh) (CREG 119 de 2007):

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i} \quad (1)$$

Donde:

i es el i -ésimo comercializador, j es el j -ésimo mercado de comercialización, n es el n -ésimo nivel de tensión, y m es el m -ésimo mes. Mientras que $G_{m,i,j}$ es el costo de compra de energía en \$/kWh, T_m es el costo por uso del STN en \$/kWh, $D_{n,m}$ es el costo por el uso del sistema de distribución \$/kWh, $Cv_{m,i,j}$ es el margen de comercialización, $PR_{n,m,i,j}$ es el costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía, y $R_{m,i}$ es el costo de restricciones y servicios asociados con generación en \$/kWh.

Para las exportaciones de energía, la Resolución CREG 121 del 2017 (CREG 121 de 2017) establece el cálculo de la valorización del excedente del autogenerador ($VE_{i,j,n,m}$), por medio de dos criterios: sin medidor y con medidor horario:

- Para el caso sin medidor horario, los autogeneradores que utilizan fuentes no convencionales de energía renovable con capacidad instalada menor o igual que 0,1 MW.

$$VE_{i,j,n,m} = (\text{Exp}1_{i,j,n,m-1} - \text{Imp}_{i,j,n,m-1}) \times CUv_{n,m,i,j} - (\text{Exp}1_{i,j,n,m-1} - Cv_{m,i,j}) + (\text{Exp}2_{i,j,n,m-1} - PB_{m-2}) \quad (2)$$

$\text{Exp}1_{i,j,n,m-1}$ es la sumatoria de la exportación de energía del autogenerador durante cada hora del periodo, en kWh. Esta variable puede tomar el valor entre cero y $\text{Imp}_{i,j,n,m}$.

$\text{Imp}_{i,j,n,m-1}$ es la sumatoria de la importación de energía del autogenerador durante cada hora del periodo, en kWh.

$CUv_{n,m,i,j}$ es el componente del costo unitario de presentación del servicio en \$/kWh. En usuarios no regulados, es el costo del servicio pactado.

$\text{Exp}2_{i,j,n,m-1}$ es la sumatoria de la exportación de energía del autogenerador durante cada hora del periodo, en kWh. Esta variable supera el $\text{Imp}_{i,j,n,m-1}$.

PB_{m-2} es el precio de bolsa promedio horario mensual, en \$/kWh, calculado sin tener en cuenta los valores que superan el precio de escasez ponderado.

- Para el caso con medidor horario, los autogeneradores que utilizan fuentes no convencionales de energía renovable con capacidad instalada menor o igual que 0,1 MW.

$$VE_{(i,j,n,m)} = \left(\text{Exp}1_{i,j,n,f-1} - \text{Imp}_{i,j,n,m-1} \right) \times CUy_{n,m,i,j} - \left(\text{Exp}1_{i,j,n,f-1} \times Cv_{m,i,j} \right) + \left(\text{Exp}2_{i,j,n,m-1} \times PB_{m-2} \right) + \left[\left(\text{Exp}1_{i,j,n,f-1} + \text{Exp}2_{i,j,n,m-1} \right) \times \text{beneficios} \right] \quad (3)$$

Donde:

$$\text{Beneficios} = 0,5 \times \left(Rr_{m-1,i} + PR_{n,m-1,j} \right) \quad (4)$$

$Rr_{m-1,i}$ son los costos de restricciones y servicios asociados a la generación en \$/kWh, incluidas en la variable $Rr_{m,i}$, Resolución CREG 119 de 2017 (CREG 119 de 2007). En este costo no se incluye ninguno distinto del de restricciones del sistema.

$PR_{n,m-1,i,j}$ son los costos de gestión de pérdidas de energía trasladables al usuario final, expresados en \$/kWh, se determinarán de conformidad con la siguiente expresión, que incluye:

- a) El costo de las pérdidas eficientes de energía.
- b) Los costos del transporte de las pérdidas eficientes de energía.

Incentivos fiscales

Para Colombia, la Ley 1715 (UPME, 2014) promueve “la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional, estableciendo el marco legal y los instrumentos para la promoción, desarrollo y utilización de las fuentes no convencionales de energía (FNCE), en especial las de carácter no renovable, en el SIN (Sistema Interconectado Nacional), mediante su integración al mercado eléctrico”. La ley busca fomentar un ahorro y beneficio en la preinversión e inversión en cuanto a los equipos, elementos, maquinaria y servicios de importación.

Anexo a esta ley, el Decreto 2143 (MME, 2015) define los lineamientos para la aplicación de estos incentivos y define las exclusiones que se van a realizar, las cuales son:

- **Exclusión de IVA.** El Decreto 2143 (MME, 2015), capítulo VIII, sección 3, artículo 2.2.3.8.3.1, establece: “Estarán excluidos del IVA la compra de equipos, elementos y maquinaria, nacionales o importados, o la adquisición de servicios dentro o fuera del territorio nacional que se destinen a nuevas inversiones, con la certificación emitida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales de equipos y servicios excluidos del impuesto”. Con base en este artículo y aplicándolo al territorio nacional, el IVA es del 19 % para los elementos mencionados anteriormente.
- **Régimen de depreciación acelerada.** El Decreto 2143 (MME, 2015), capítulo V, artículo 2.2.3.8.5.1, dice: “Aquellos generadores que generen a partir de FNCE y realicen nuevas inversiones en maquinaria, equipos y obras civiles, adquiridos o construidos con posterioridad a la vigencia de la Ley 1715 de 2014, exclusivamente para las etapas de preinversión, inversión y operación proyectos de generación a partir de FNCE, podrán aplicar el incentivo de depreciación fiscal acelerada”. Se podrá tomar en la parte contable, hasta una tasa anual global del 20 %.
- **Deducción sobre el impuesto de renta y complementarios.** El Decreto 2143 (MME, 2015), capítulo VIII, sección 2, Artículo 2.2.3.8.2.1, dice: “Los contribuyentes declarantes del impuesto sobre la renta y complementarios que realicen directamente nuevas erogaciones en investigación, desarrollo e inversión en el ámbito de la producción y utilización de energía a partir de FNCE o gestión eficiente de la energía, y obteniendo previamente la certificación de beneficio ambiental que expide el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible”, tendrán derecho a deducir hasta el 50 % del valor de las inversiones (el valor máximo a deducir por periodo gravable en ningún caso podrá ser superior al 50 % de la renta líquida del contribuyente, antes de restar la deducción).

CASO DE ESTUDIO

Para analizar qué tan factible económicamente es la implementación de una instalación de generación por medio de paneles fotovoltaicos para una vivienda ubicada en la ciudad de Bogotá de menos de un 0,1 MW y basándose en la Resolución CREG 121 de 2017 (CREG 121 de 2017), la cual propone los incentivos

Tabla 1
Comparación de los mecanismos de apoyo para inclusión de FNCER en varios países

PAÍS	INCENTIVO	DURACIÓN	VENTAJA	DESVENTAJA	RIESGO
ALEMANIA (Jankowska, 2014)	Feed-In Tariff (FIT)	A partir del 2000	Garantiza retribución a la actividad de producción durante un periodo específico de años.	El gobierno ha reducido el FIT, se disminuye la incorporación de nueva capacidad en los últimos años.	En los últimos años, los sistemas FIT en Alemania han sido uno de los modelos reconocidos por su estabilidad (muy bajo).
AUSTRALIA (Talberg & Swoboda, 2013)	Largescale Renewable energy target (LRET)/Small-scale Renewable energy certificates (SREC)	A partir del 2011	Flexibilidad para alcanzar los objetivos/metás.	La desventaja que se presenta es en la parte técnica, dado que la red podría sobrecargarse porque varios productores están inyectando energía al sistema.	Este país ha mantenido este tipo incentivo por varios años, adicional a eso Australia trabaja con otros mecanismos que sirven de soporte a las tecnologías renovables (muy bajo).
BRASIL (Aneel, 2015)	Programa de Incentivos a las Fuentes Alternativas (Proinfa)	A partir del 2002	Establece un monto pagado por electricidad comprada, costos administrativos y cargos de contratación con la Empresa Brasileña de Energía Eléctrica (Electrobras).	Los numerosos trámites que hay que hacer para conseguir la financiación, el trato con organismos públicos, la obtención de licencia ambiental y otros procesos administrativos retrasan y hacen más costosos los proyectos.	La capacidad eólica de Brasil pasó de cerca de 22 MW a los 414 MW instalados. Esto se debe en gran parte al esfuerzo de Proinfa (muy bajo).
CALIFORNIA (Estados Unidos) (Union of Concerned Scientists, 2016)	Renewables Portfolio Standard (RPS)	A partir del 2002	Desde que se creó el programa RPS en 2002, se han construido más de 200 proyectos de generación de energía renovable dentro del estado. Casi tres cuartas partes de estos proyectos se construyeron en condados con altos niveles de desempleo: 6% o más.	Los reguladores en California retuvieron recientemente la mayor tarifa de medición neta existente para los nuevos clientes de medición neta y pusieron en marcha un proceso para rediseñar las tarifas residenciales, con lo que se espera reducir el atractivo económico de los sistemas eléctricos solares distribuidos.	Este tipo de mecanismos que aplica California incorpora Feed-In Tariff, subastas y contratos para energía solar que han establecido una dinámica transparente (muy bajo).
CHILE (Sauma, 2012)	Instrumentos fiscales (Ley 20.257)	A partir del 2008	Establece una obligación para las empresas eléctricas con capacidad instalada superior a 200 MW que efectúen retiros de energía desde los sistemas eléctricos, con el fin de comercializarla con distribuidoras o clientes finales, de certificar ante la Dirección de Peajes del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) que una cantidad equivalente de 10 % proviene de medios de generación renovable no convencionales, ya sea propios o contratados.	Las tecnologías de energías renovables no convencionales (ERNC) poseen características intrínsecas que hacen que el riesgo que enfrentan los generadores en un sistema de cuota difiera, dependiendo de la tecnología de ERNC empleada.	El costo en el caso de Chile para generar electricidad con ERNC es muy alto respecto a las fuentes no renovables y por ello puede que esta ley no solvente bien este riesgo (medio)
CHINA (Ming, Ximei, & Xue Song, 2013)	Feed-In Tariffs	A partir del 2005	La implementación de categorías respecto a las tarifas por el uso de ERNC, donde las áreas con mejores recursos renovables tendrán tarifas más bajas, mientras que aquellas con menores producciones podrán acceder a aranceles más generosos.	La infraestructura de la red de la nación presenta dificultades para hacer frente a los avances y producción de equipos para la producción de ERNC.	Ayuda a evitar la expansión y dependencia a los altos subsidios, reduciendo el costo del consumo de electricidad en toda la sociedad tanto como sea posible y mejorando el efecto subsidio (muy bajo).
REINO UNIDO (Mattholie, 2017).	Contratos por diferencia (CFD)/obligaciones renovables (RO)/Feed-In Tariff (FIT)	A partir del 2013 CFD/2002 RO/2010 FIT	CFD tiene precios fijos (precio de ejercicio), reduciendo así la exposición del generador a la volatilidad de los precios de la electricidad y, consecuentemente, el costo del capital de la inversión. Las RO tienen un esquema estricto y transparente. El FIT incluye reducción de aranceles.	Como el mercado de energía tiene precios variables, las reformas que se realizan constantemente en las tarifas hacen que pierda la estabilidad y eficiencia del método.	Sin ayudas públicas e incentivos las ERNC no podrían sobrevivir en el Reino Unido, ya que su generación es más cara que la energía convencional (muy bajo).

anteriormente expuestos (FIT e incentivos fiscales) y por medio del *software* RETScreen, herramienta que facilita la toma de decisiones en proyectos de energías vinculando bases de datos de productos, costos y datos climáticos (Ideam, 2015).

Datos de la residencia.

Los datos generales del consumo para una vivienda estrato 4 ubicada en el barrio Normandía, de la ciudad de Bogotá, así como también los consumos mensuales específicos, se consignan a renglón seguido (tablas 2 y 3).

Tabla 2
Descripción del lugar del proyecto

Promedio de consumo de energía eléctrica mensual del último año	471 kWh
Costo promedio del kWh mensual del último año	\$447,32
Consumo de energía anual	5652 kWh

Tabla 3
Consumo de energía eléctrica en zona residencial

Consumo de energía eléctrica		
Mes	Año	kWh
Enero	2017	371
Febrero	2017	406
Marzo	2017	411
Abril	2017	508
Mayo	2017	488
Junio	2017	527
Julio	2017	481
Agosto	2017	493
Septiembre	2017	453
Octubre	2017	535
Noviembre	2016	468
Diciembre	2016	511
Promedio mensual		471

El comportamiento de los paneles solares depende de las condiciones ambientales de la zona de la instala-

ción, aumentando su eficiencia en sitios con mayor irradiación y disminuyéndola con el aumento de la temperatura (González, 2016) Los paneles solares fotovoltaicos seleccionados para la instalación tienen las características mencionadas a continuación (tabla 4).

Tabla 4
Descripción del panel fotovoltaico

Tipo de panel	Monocristalino de silicio (Si)
Marca	Suntech
Modelo	STP320S-24Ven
Eficiencia	16,50 %
Área de cada panel	1,94 m ²
Costo por kW instalado	\$7.000.000

Con el fin de cubrir la demanda de la energía requerida por la vivienda se establece una capacidad del sistema que tiene asociado una inversión inicial del proyecto (tabla 5).

Tabla 5
Inversión inicial del sistema solar fotovoltaico

	Capacidad instalada (kW)	Energía eléctrica (kWh)	Costo del sistema
Para todos los casos	4,32	5676	\$30.240.000

Sin medidor horario

Para obtener un beneficio por el ahorro de la energía eléctrica consumida, se plantea un escenario donde el valor que hay que pagar en la factura ($VE_{i,j,n,m}$) sea igual o mayor que 0.

Para autogeneradores que utilizan fuentes no convencionales de energía renovable con capacidad instalada menor o igual que 0,1 MW, sin medidor horario. Partiendo de la ecuación (2) y haciendo el valor por pagar igual a cero, se obtiene;

$$Exp2_{i,j,n,m-1} = 0,559273 [kWh] \cong 0,56 [kWh] \quad (5)$$

De acuerdo con los resultados de la ecuación (5), para que el valor por pagar en la factura sea igual a cero, es necesario que por cada 1 kWh que se importe de la

red se exporten 1,56 kWh, de tal modo que el excedente de energía sea de 0,56 kWh.

En la figura siguiente (figura 1) se muestra la curva de carga del sistema para el caso sin medidor horario, así como el comportamiento de los ingresos económicos durante los primeros diez años del proyecto (figura 2). Donde el costo mensual del sistema se refiere al valor total del sistema dividido entre la vida útil de éste, la utilidad mensual es la suma entre el costo mensual del sistema y su utilidad, el pago de factura mensual es el pago que se debe hacer por el servicio de energía eléctrica y el beneficio neto mensual se refiere al pago que se recibe por exportar energía eléctrica a la red.

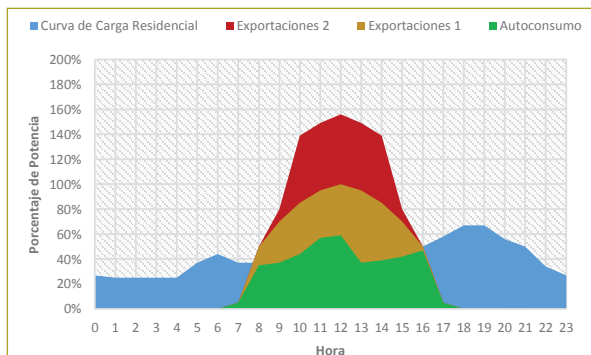


Figura 1. Curva de carga del sistema sin medidor horario.

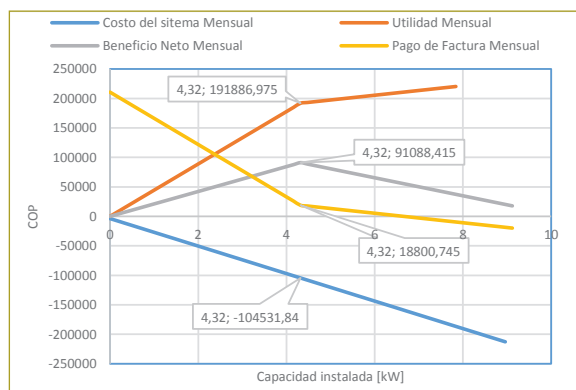


Figura 2. Comportamiento económico de los ingresos sin medidor horario.

Con medidor horario

Para la misma condición del caso 1, para autogeneradores que utilizan fuentes no convencionales de energía renovable con capacidad instalada menor o igual que 0,1 MW, con medidor horario, partiendo de la ecuación (3) y haciendo el valor por pagar igual a cero, se obtiene:

$$Exp2_{i,j,n,m-1} = 0,138947 [kWh] \cong 0,14 [kWh] \quad (6)$$

De acuerdo con los resultados de la ecuación (6), para que el valor por pagar en la factura sea igual a cero es necesario que por cada kWh que se importe de la red se exporten 1,14 kWh, de tal forma que el excedente de energía sea de 0,14 kWh.

A continuación se muestra la curva de carga del sistema para el caso con medidor horario (figura 3), así como el comportamiento de los ingresos económicos durante los primeros diez años del proyecto (figura 4).

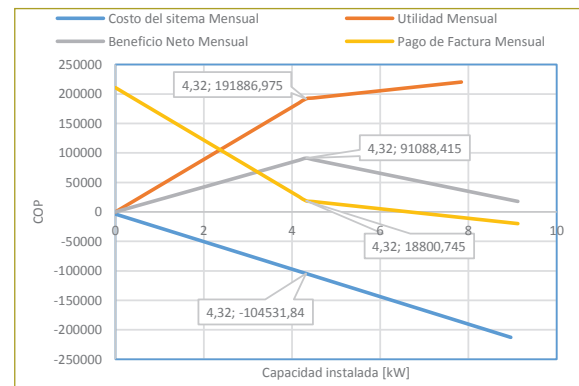


Figura 3. Curva de carga del sistema con medidor horario.

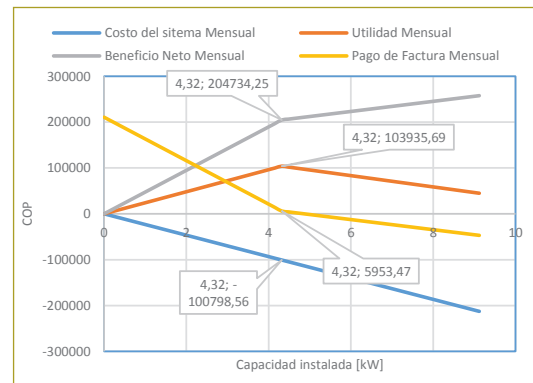


Figura 4. Comportamiento económico de los ingresos con medidor horario.

Se puede observar que el beneficio neto mensual del sistema aumenta cuando el costo del sistema se hace mayor; es decir, para mayor beneficio neto mensual se debe instalar un sistema más grande, lo cual también favorece un menor pago de facturación. La utilidad mensual máxima en este caso se logra con una capacidad instalada de 4,32 kWp, lo que significa que con

4,32 kWp instalados, la energía eléctrica que se importa desde la red eléctrica es igual a la que se exporta; esto no se traduce en un pago de factura mensual igual a cero pesos, debido a que se debe pagar la comercialización de las exportaciones de energía eléctrica.

Antes de que se logre la utilidad mensual máxima, el precio al cual equivale el pago de energía es igual al costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica en \$/kWh menos la comercialización de la energía que se exporta; esto sucede cuando las exportaciones no superan a las importaciones.

Después de que se logre la utilidad mensual máxima, el precio al cual equivale el pago de los excedentes de energía que superen las importaciones es igual al precio de bolsa. Lo anterior se debe a lo establecido en la Resolución CREG 121 del 2017 (CREG 121 de 2017).

Para obtener un valor pago de facturación igual a cero, se debe instalar un 56 % por encima de la capacidad que se da cuando el beneficio neto es máximo (figura 2).

De acuerdo con la consideración económica de la instalación con medidor horario (figura 4), se debe instalar un 14 % por encima de la capacidad que se da cuando el beneficio neto es máximo; sin embargo, en el punto donde se logra el cero en el pago de la facturación no se consigue el mayor beneficio neto.

Análisis de factibilidad por medio de RETScreen Expert

El objetivo inicial de este sistema que se plantea es observar el comportamiento económico del proyecto a través de su vida útil, consiguiendo ganancias de dinero debidas al no tener que pagar por el servicio de energía eléctrica durante el periodo de vida del proyecto, y obteniendo ganancias de éste con el ahorro de la energía.

Se llevó a cabo una simulación de una planta solar fotovoltaica en el *software* RETScreen Expert, con los parámetros técnicos y económicos que deben considerarse para instalar este sistema (tabla 6).

El sistema tendrá las siguientes características financieras:

Inversión inicial:	100 %
Financiación:	0 %
Tasa de inflación:	6 %
Tasa de descuento:	0 %
Tiempo de vida del proyecto:	25 años

Tabla 6

Parámetros climatológicos del lugar de instalación (Ideam, 2015)

Mes	Temperatura del aire	Radiación solar diaria - horizontal	Velocidad del viento
	°C	kWh/m ² /d	m/s
Enero	12,9	4,7	2,2
Febrero	13,2	4,3	2,2
Marzo	13,6	4,3	2,2
Abril	13,8	3,7	2
Mayo	13,8	3,5	2,1
Junio	13,5	3,65	2,5
Julio	13,1	3,9	2,7
Agosto	13,1	4,1	2,6
Setiembre	13,1	3,95	2,2
Octubre	13,2	3,95	2
Noviembre	13,4	4	2
Diciembre	12,9	4,3	2,3
Anual	13,3	4,03	2,3

Temperatura de diseño de la calefacción	4,1
Temperatura de diseño del aire acondicionado	28,0
Amplitud de la temperatura del suelo	8,5

En la tabla anterior (tabla 6) se pueden apreciar los parámetros climatológicos del lugar donde se va a ubicar la instalación. A su vez, los valores de radiación solar diaria promedio mensual se registraron con base en el atlas solar interactivo del Ideam (Ideam, 2015), en tanto que los indicadores de inflación básica y variación anual se adquirieron del Banco de la República de Colombia para diciembre de 2016 (Banrep, 2017).

En la figura siguiente se puede observar el comportamiento de la radiación solar diaria promedio, donde

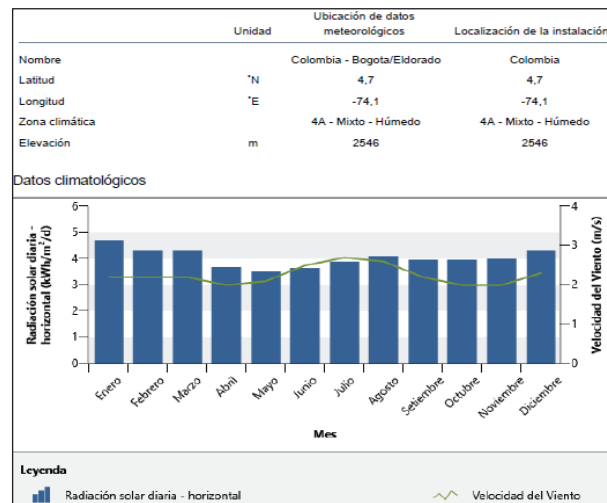


Figura 5. Gráfica de la radiación solar promedio mensual.

la radiación mínima se obtiene en el mes de mayo con un valor de 3,5 kWh/m²; al ser el mes más desfavorable en cuanto a recurso solar, se usó para los cálculos de producción de energía de la instalación (figura 5).

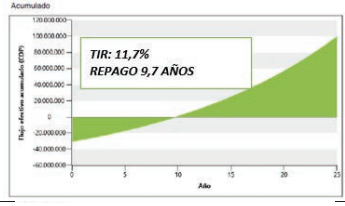

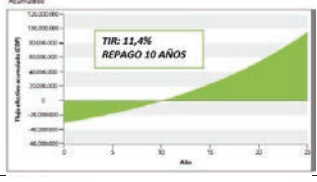
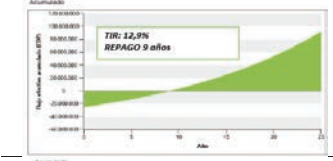
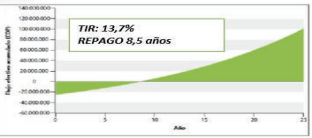
Para evaluar la factibilidad financiera se plantearon distintos casos de estudio (tablas 7 y 8), que se diferencian por la aplicación del incentivo de exención del IVA propuesto por la Ley 1715 de 2014 (UPME, 2014) y la Resolución CREG 121 de 2017 (CREG 121 de 2017), los cuales permiten comparar y deter-

minar cuál es el caso más favorable con base en la tasa interna de retorno (TIR) y los años de retorno de la inversión inicial.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

El beneficio de la exclusión del IVA que promueve la Ley 1715 del 2014 (UPME, 2014) conduce a que los casos 4 y 5 presenten una mejor viabilidad económica, lo cual indica que este incentivo fiscal funciona en gran

Tabla 7
Descripción y resultados de los casos

N.º de caso	Caso de estudio	Descripción	Tiempo de retorno
Caso 1	Sin incentivos	La instalación solar fotovoltaica que tiene la casa es suficiente para ser autosuficiente en el consumo de energía eléctrica, no exporta energía a la red y no opta por recibir ningún tipo de incentivo.	
Caso 2	Con FIT y sin medidor de horario	La instalación solar fotovoltaica que tiene la casa es suficiente para obtener la máxima utilidad del sistema, sin que la instalación tenga medidor horario de energía; el cobro de energía se calculó con la ecuación propuesta.	
Caso 3	Con FIT y con medidor de horario	La instalación solar fotovoltaica que tiene la casa es suficiente para obtener la máxima utilidad del sistema, sin que la instalación tenga medidor horario de energía, el cobro de energía se calculó con la ecuación propuesta.	
Caso 4	Con FIT, sin medidor de horario y aplicando descuento del IVA	La instalación solar fotovoltaica que tiene la casa es suficiente para obtener la máxima utilidad del sistema, sin que la instalación tenga medidor horario de energía; hubo un descuento equivalente al IVA, para los costos iniciales del sistema.	
Caso 5	Con FIT, con medidor de horario y aplicando descuento de IVA	La instalación solar fotovoltaica que tiene la casa es suficiente para obtener la máxima utilidad del sistema, sin que la instalación tenga medidor horario de energía; hubo un descuento equivalente al IVA, para los costos iniciales del sistema.	

medida, ya que reducir los costos iniciales del sistema afecta la evaluación financiera.

La TIR representa la rentabilidad que genera un proyecto. Es un índice que mide la rentabilidad de una inversión; para que un proyecto en Colombia sea llamativo, debe tener una TIR que supere el 12 % (Clavijo, 2016), lo que indica que en los casos donde no se aplicó la excepción del IVA (caso 1, caso 2 y caso 3) se rechazarían en Colombia, pero en países como España se espera que en proyectos de generación fotovoltaica la TIR sea superior al 8 % (Fernández, 2013); es decir, todos los casos son aceptados, pero en el caso de Colombia se espera que el rendimiento de un proyecto sea mayor que en España.

Comparativamente, el caso 5 es el de mejor viabilidad financiera, debido a que está exento del IVA y obtiene beneficios por contar en su instalación con un medidor horario según la Resolución CREG 121 de 2017 (CREG 121 de 2017).

El repago de capital o *payback* es una herramienta útil para la decisión de aceptar proyectos o inversiones en función del plazo de recuperación de la inversión inicial. Invertir en este tipo de proyectos de autogeneración a pequeña escala no genera un beneficio económico inmediato, como se aprecia en la tabla siguiente, en la que los repagos varían de 8,5 a 10,6 años (tabla 8).

Tabla 8
Resultados financieros

N.º de caso	TIR	Repago del capital (años)	VPN	Relación beneficio-coste
1	11,70 %	9,7	\$99.844.373	4,3
2	10,60 %	10,6	\$86.241.633	3,9
3	11,40 %	10	\$95.217.602	4,1
4	12,90 %	9	\$91.987.233	4
5	13,70 %	8,5	\$100.963.292	4,3

CONCLUSIONES

La utilidad máxima del sistema no se logra cuando el monto por pagar en la factura de energía eléctrica es cero, debido a que para obtener esta facturación habría que sobredimensionar la capacidad total del sistema fotovoltaico (kWp) para cubrir los costos de comercialización, lo que se traduciría en un costo inicial más elevado.

La utilidad máxima se consigue cuando las exportaciones de energía son iguales a las importaciones; esto significa que el proyecto debe generar y suplir la misma energía que el sistema demande, lo que no implicaría tener un valor de facturación cero, ya que se debe pagar la comercialización de la energía que se exporte a la red eléctrica (figuras 2 y 4).

El FIT en Colombia como mecanismo presenta dificultades para establecer acuerdos de compra de energía entre usuario y comercializador, lo cual lleva por el momento a considerar esta opción como una medida que tendrá que tomarse en una futura resolución.

La condición para la integración al sistema eléctrico de sistemas de generación distribuida (GD) o autogeneración debe ser igual o inferior al 5 % de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión, o que la energía que pueden entregar los GD o autogeneradores en una hora no puede superar el 50 % de la mínima demanda de energía horaria registrada en dicho circuito o transformador. Por esto, entidades como la Asociación Colombiana de Ingenieros (ACIEM) recomiendan que para una nueva resolución se ajusten los límites con respecto a la capacidad nominal del circuito al cual se va a conectar (ACIEM, 2017).

Según la Resolución CREG 121-2017, artículo 5 (CREG 121 de 2017), en la que se determinan los estándares técnicos de la disponibilidad del sistema, ésta tiene una limitante en cuanto al uso de fuentes no convencionales de energía, pues “la capacidad instalada en GD o autogeneradores no debe sobrepasar el 5 % de la capacidad nominal del circuito”. Suponiendo que un circuito tiene una capacidad nominal de 100 kW y una residencia realiza un proyecto con capacidad de 5 kW, ésta estaría cumpliendo el límite del 5 %, restringiendo el desarrollo y la proliferación de más proyectos en el circuito.

REFERENCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) (2015). Obtenido del Programa de Incentivo às Fontes Alternativas. Disponible en <http://www.aneel.gov.br/proinfa>.
- Asociación Colombiana de Ingenieros (ACIEM) (2017). Comentarios a la resolución CREG 121 de 2017. Disponible en http://capacitacion.aciem.org/Especiales_Comisiones/2017/Nov_24/pdf/Energia_01.pdf.
- Bustos, M. (2005). Los sistemas de apoyo a la electricidad renovable en la Unión Europea. Asociación de Productores de Ener-

- gías Renovables. Disponible en <http://www.appa.es/descargas/DocumentosAPPA01.pdf>.
- Banco de la República de Colombia (Banrep) (2017). Indicadores de inflación básica y su variación anual. Disponible en <http://www.banrep.gov.co/es/precios/indicadores-inflacion-basica-y-su-variacion-anual>.
- Comisión de Regulación en Energía y Gas (CREG) (2017). Proyecto de Resolución CREG 121 de 2017. Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/b5341fbcfab96db80525819b006d42fa?OpenDocument>.
- Comisión de Regulación en Energía y Gas (CREG) (2017). Resolución CREG 012 de 2017. Disponible en [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/0131f0642a87e34105258133004f8d6f/\\$FILE/Creg012-2017.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/0131f0642a87e34105258133004f8d6f/$FILE/Creg012-2017.pdf).
- Comisión de Regulación en Energía y Gas (CREG) (2014). Resolución CREG 038 de 2014. Disponible en [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/0131f0642192a5a205257cd800728c5e/\\$FILE/Creg038-2014.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/0131f0642192a5a205257cd800728c5e/$FILE/Creg038-2014.pdf).
- Comisión de Regulación en Energía y Gas (CREG) (2007). Resolución CREG 119 de 2007. Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/c63f06a9114e1a150525785a007a6fa2?OpenDocument>.
- Clavijo, S. (2016). La paz y su tasa de retorno (TIR). *La República*. Disponible en <https://www.larepublica.co/analisis/sergio-clavijo-500041/la-paz-y-su-tasa-interna-de-retorno-tir-2434551>
- Fernández, M. J. (2013). Energías renovables: estudio de viabilidad de una instalación solar fotovoltaica (huerto solar). Disponible en https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/27871/PFC_Mar%C3%ADa%20Jos%C3%A9%20Fern%C3%A1ndez%20Llobell.pdf?sequence=1.
- González, D. (2016). Prototipo de energía eléctrica fotovoltaica para el laboratorio de energía de la Escuela Colombiana de Ingeniería. Disponible en <https://repositorio.escuelaing.edu.co/handle/001/446>.
- Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (Ideam) (2015). Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia. Disponible en <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>.
- Jankowska, K. (2014). The German Policy Support Mechanism for Photovoltaics: The Road to Grid Parity. Disponible en https://link.springer.com/chapter/10.1057/9781137338877_13.
- Mattholie, R. (2017). Energy support mechanisms. Disponible en <https://www.ice.org.uk/knowledge-and-resources/briefing-sheet/energy-support-mechanisms>.
- Ming, Z., Ximei, L., & Xue Song, L. (2013). Renewable and Sustainable Energy Reviews. Disponible en <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113002785>.
- Ministerio de Minas y Energía (MME) (2015). Decreto 2143 de 2015. Disponible en http://www.upme.gov.co/Normatividad/Normatividad%20Sectorial/DECRETO_2143_04_NOVIEMBRE_2015.pdf.
- Ministerio de Minas y Energía (MME) (2010). Resolución 18 - 0919 de 2010. Disponible en http://servicios.minminas.gov.co/compilacionnormativa/docs/resolucion_minminas_180919_2010.htm.
- Sauma, E. E. (2012). Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERN) en Chile. Centro de Políticas Públicas UC. Disponible en <https://politicaspublicas.uc.cl/wp-content/uploads/2015/02/descargar-politicas-de-fomento-a-las-energias-renovables-no-convencionales.pdf>.
- Talberg, A. & Swobodam K. (2013). Parliament of Australia - Support for renewable energy. Disponible en https://www.aph.gov.au/About_Parliament/Parliamentary_Departments/Parliamentary_Library/pubs/BriefingBook44p/RenewableEnergy.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Disponible en http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVABLES_WEB.pdf.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2014). Ley 1715 de 2014. Disponible en http://www.upme.gov.co/normatividad/nacional/2014/ley_1715_2014.pdf.
- Union of Concerned Scientists (2016). California's Renewables Portfolio Standard (RPS) Program. Disponible en <https://www.ucsusa.org/clean-energy/ca-and-western-states/renewables-portfolio-standard#.Ww7XS0iUs2x>.