

Estudio de factibilidad para acuerdos de compra de energía de proyectos solares  
fotovoltaicos de menos de 20 kWp en Antioquia

Juan Camilo López Llano

Manuela López Llano

Trabajo de grado para obtener el título de Magíster en Gerencia de Proyectos

Maestría en Gerencia de Proyectos

Escuela de Administración

Universidad EAFIT

Medellín

2017

Estudio de factibilidad para acuerdos de compra de energía de proyectos solares  
fotovoltaicos de menos de 20kWp en Antioquia

Juan Camilo López Llano

Manuela López Llano

Trabajo de grado para obtener el título de Magíster en Gerencia de Proyectos

Asesor: Elkin Arcesio Gómez Salazar

Maestría en Gerencia de Proyectos

Escuela de Administración

Universidad EAFIT

Medellín

2017

## Contenido

1. Introducción .....	9
2. Situación en estudio – problema .....	10
2.1 Antecedentes .....	10
2.2 Problema .....	12
3. Objetivos .....	15
3.1 Objetivo general .....	15
3.2 Objetivos específicos .....	16
4. Marco de referencia conceptual .....	16
4.1 Energía solar fotovoltaica .....	16
4.2 Sistemas solares fotovoltaicos .....	17
4.3 Acuerdos de compra de energía .....	18
4.4 <i>Net metering</i> .....	20
5. Método de solución .....	21
6. Presentación y análisis de resultados .....	24
6.1 Estudio sectorial .....	24
6.1.1 Descripción del sector .....	24
6.1.2 Entorno tecnológico .....	28
6.1.3 Entorno económico .....	29
6.1.4 Entorno legal y político .....	32
6.1.5 Entorno sociocultural y ambiental .....	33
6.1.6 Entorno geográfico .....	34
6.1.7 Análisis de viabilidad del estudio sectorial .....	39
6.2. Estudio de mercado .....	40
6.2.1 Producto .....	40
6.2.2 Demanda .....	41
6.2.3 Oferta .....	44

6.2.4	Precio .....	49
6.2.5	Comercialización y promoción .....	49
6.2.6	Análisis de viabilidad del estudio de mercado .....	50
6.3	Estudio técnico .....	51
6.3.1	Tamaño ideal sistema solar fotovoltaico .....	51
6.3.2	Materias primas, insumos e instalación o mano de obra.....	52
6.3.3	<b>Determinación del mínimo de proyectos a empaquetar .....</b>	<b>63</b>
6.3.4	Análisis de viabilidad estudio técnico .....	63
6.4	Estudio legal .....	64
6.4.1	Desarrollo estudio legal.....	64
6.4.2	Análisis de viabilidad del estudio legal .....	71
6.5	Estudio financiero .....	71
6.5.1	Consolidación CAPEX del proyecto .....	72
6.5.2	Supuestos del modelo.....	73
6.5.3	Resultados del estudio financiero.....	76
6.5.4	Análisis del proyecto para una empresa nueva.....	88
7.	Análisis de riesgos.....	89
8.	Conclusiones .....	90
9.	Referencias.....	92
10.	Anexo A.....	96

## Lista de figuras

Figura 1. Subsector eléctrico colombiano.....	25
Figura 2. Participación por tecnología en la matriz eléctrica.....	26
Figura 3. Consumo de energía por sectores, 2015.....	27
Figura 4. Precio histórico de celdas fotovoltaicas en pesos por watt.....	29
Figura 5. Participación por tecnología de los proyectos registrados en la UPME- junio 2016 .....	29
Figura 6. Participación del sector energético dentro del valor agregado de la economía nacional.....	30
Figura 7. Variación de la intensidad energética nacional durante la última década .....	31
Figura 8. Tendencia de precios en el mercado mayorista de energía colombiano 200-2014 (promedios mensuales) .....	31
Figura 9. Participación de la generación de energía eléctrica por departamento ..	35
Figura 10. Mapa de radiación solar global. Promedio multianual.....	38
Figura 11. Ejemplo autogenerador 2,5 kW .....	46
Figura 12. Ficha técnica JKM270PP-60(1) .....	55
Figura 13. Ficha técnica JKM270PP-60 (2) .....	56
Figura 14. Garantía de rendimiento lineal JKM270PP-60.....	57
Figura 15. Distribución ajustada TRM últimos cuatro años.....	74
Figura 16. TIR a 15 años @Risk 1.....	79
Figura 17. TIR a 15 años @Risk 2.....	80
Figura 18. VPN a 15 años @Risk 1 .....	80
Figura 19. VPN a 15 años @Risk 2 .....	81
Figura 20. TIR a 20 años @Risk 1.....	84
Figura 21. TIR a 20 años @Risk 2.....	85
Figura 22. VPN a 20 años @Risk 1 .....	85

Figura 23. TIR a 20 años @Risk 2.....	86
---------------------------------------	----

### Lista de tablas

Tabla 1. Proyectos registrados en la UPME por tipo de tecnología.....	29
Tabla 2. Proyectos registrados en la UPME por departamento .....	36
Tabla 3. Empresas de energía solar por departamento.....	37
Tabla 4. Energía (GWh) y clientes – MR comercializador EPM- Sector mayo 2016 vs. mayo 2017.....	42
Tabla 5. Cálculo de potenciales con base en áreas de techos estructurales y técnicamente utilizables .....	43
Tabla 6. VPN energía convencional.....	47
Tabla 7. VPN compra sistema solar.....	48
Tabla 8. Precio energía eléctrica 2017 - Tarifa residencial.....	49
Tabla 9. Cotización estimada sistema solar de 2,43 kWp.....	61
Tabla 10. Consolidación CAPEX por sistema solar fotovoltaico .....	72
Tabla 11. Consolidación CAPEX por sistema .....	72
Tabla 12. Variación generación de energía de cada sistema .....	75
Tabla 13. TIR a 10 años .....	77
Tabla 14. TIR a 15 años .....	78
Tabla 15. VPN costo energía PPA (15 años).....	82
Tabla 16. TIR a 20 años .....	83
Tabla 17. VPN costo energía PPA (20 años).....	87

## **Resumen**

Actualmente, en Colombia no existe un modelo de negocio que haga viable los acuerdos de compra de energía con sistemas solares fotovoltaicos de menos de 20 kWp; en consecuencia, hay una gran porción del mercado, de gran interés para desarrolladores solares y EPCistas, desatendida.

En este estudio se evaluará la factibilidad de la estrategia de empaquetamiento de sistemas solares fotovoltaicos, con el fin de determinar si esta propuesta permite a los inversionistas acceder a los beneficios tributarios que ofrece la ley y, de esta forma, hacer viable la inversión en este tipo de proyectos de pequeña escala.

Para realizar el estudio se empleará la metodología de preparación de estudios de viabilidad industrial de la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI). En un principio, se analizará la viabilidad del sector, posteriormente se determinará la demanda estimada para los sistemas solares fotovoltaicos de pequeña escala en Antioquia, luego se analizará la viabilidad técnica y legal del empaquetamiento de estos sistemas y, finalmente, se realizará una evaluación financiera, con el objetivo de concluir si es factible o no esta estrategia para el desarrollo de acuerdos de compra de energía de sistemas solares fotovoltaicos de menos de 20 kWp.

## **Palabras clave**

Energía solar fotovoltaica, acuerdos de compra de energía, *net metering*.

## **Abstract**

Currently in Colombia, there is no record of business models that make power purchase agreements of solar photovoltaic systems of less than 20kWp viable. Consequently, there is a great proportion of the market left uncovered that is equally appealing for solar developers and EPC's. This study will assess the feasibility of the

packaging strategy for photovoltaic solar systems aiming at determining whether this proposal allows investors to have access to tributary benefits and, hence, make investment in small-scale projects viable.

In order to conduct this study, we are going to use the UNIDO methodology for the preparation of studies of industrial feasibility. In the first stage, we are going to analyze the feasibility of the market and will subsequently determine the estimated demand for small- scale photovoltaic solar systems in Antioquia. In a later stage, we will assess the technical and legal feasibility of packaging these systems and, finally, we will engage in a financial evaluation to conclude whether this strategy is feasible for the development of power purchase agreements of photovoltaic solar systems of less than 20kWp.

### **Keywords**

Solar photovoltaic energy, power purchase agreements, net metering.

## 1. Introducción

La demanda de suministro de energía está aumentando rápidamente en el mundo (Sahoo, 2016); sin embargo, la quema de combustibles fósiles tradicionales está causando una serie de problemas ambientales, como el cambio climático, el calentamiento global, la contaminación del aire y la lluvia ácida (Sampaio & González, 2017). Esto ha hecho que sea cada vez más importante recurrir a otras fuentes de energía, como la energía solar fotovoltaica; de ahí el importante crecimiento que ha tenido este sector en los últimos años en el mundo y, específicamente, en Latinoamérica (Udipi, 2017).

Uno de los factores que ha contribuido al desarrollo del sector, además de la preocupación mundial por el desarrollo sostenible del planeta, ha sido el desarrollo de herramientas regulatorias como los acuerdos de compra de energía y el *net metering*, que han hecho que los sistemas solares fotovoltaicos sean asequibles para los usuarios pues permiten que se obtengan los beneficios de estos sistemas sin necesidad de realizar una gran inversión inicial.

A partir del 2014, con la ley 1715 que incentiva el uso de energías renovables en Colombia mediante mecanismos como la depreciación acelerada, descuentos tributarios, exención de IVA y aranceles y el balance neto de energía (Congreso de Colombia, 2014), se han desarrollado algunos acuerdos de energía en el sector industrial y comercial; no obstante, hasta ahora no se han realizado en el sector residencial debido a que las regulaciones de la ley han dificultado la aplicación de los beneficios en este sector y, por ende, no han permitido que se desarrolle un modelo de negocio rentable para las partes involucradas en los acuerdos de compra de energía.

Con el presente trabajo se pretende proponer una estrategia para que desarrolladores solares, EPCistas (encargados de diseñar y construir los sistemas

solares) y usuarios puedan obtener los beneficios de la ley en proyectos de menos de 20 kWp, mediante el empaquetamiento de los mismos; para ello se empleará la metodología de la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUUDI) para evaluar la factibilidad de esta estrategia que revolucionará la industria solar fotovoltaica en Colombia.

## **2. Situación en estudio - problema**

### **2.1 Antecedentes**

En la última década el mercado de la energía solar ha crecido 34,16 veces, pasando de una potencia instalada de 2,5 GWp en 2007 a una potencia proyectada, para 2017, de 85,4 GWp (Pyper, 2017). El mercado latinoamericano no ha sido representativo en el crecimiento mencionado del mercado solar fotovoltaico e, incluso, hasta el año 2010 era considerado insignificante; sin embargo, las proyecciones para el año 2021 en la región son de 40 GWp, previendo un gran crecimiento en mercados importantes como Chile, México y Brasil, así como de mercados emergentes como Argentina y Colombia. Con estas proyecciones el mercado latinoamericano para el año 2020 estará representando un 10 % del mercado mundial de energía solar fotovoltaica (Udipi, 2017).

La energía solar fotovoltaica se divide en tres mercados principales: las granjas solares, las cuales representan aproximadamente el 71,7 % del total del mercado solar en Estados Unidos en 2016, el mercado no residencial o comercial, el cual representa alrededor del 10,7 %, y el mercado residencial, que tiene una cuota del 17,6 % ("U.S. Solar market insight - Executive Summary", 2016).

En el sector residencial y comercial, a nivel mundial, existen cuatro formas principales de negociación para la instalación de un sistema solar fotovoltaico: la venta directa con pago de contado, en la cual el usuario se convierte en el dueño del sistema solar y obtiene todos los beneficios generados por el mismo; la venta

directa con préstamo, donde el proveedor del sistema solar ofrece al usuario financiación directa o a través de una entidad financiera para el pago del sistema solar y es el usuario quien, al igual que en la venta directa con pago de contado, es dueño del sistema y obtiene directamente los beneficios del ahorro y tributarios en caso de existir en la legislación del lugar donde se lleva a cabo la instalación. El Leasing Solar es una de las modalidades más utilizadas en la negociación de sistemas solares fotovoltaicos, ya que permite a los usuarios adquirir el sistema sin realizar una inversión inicial; en este caso, el proveedor directamente, o por medio de una entidad financiera, ofrece al usuario una operación de *leasing* en la cual se pactan cuotas mensuales buscando que estas sean inferiores al ahorro que el usuario va a percibir por la generación de energía del sistema. Comúnmente, el *leasing* se realiza entre ocho y veinte años, y cuenta con una opción de compra que, en la mayoría de los casos, es irrevocable. Por último, se encuentra la modalidad de PPA o acuerdo de compra de energía (por sus siglas en inglés, Power Purchase Agreement), donde al igual que en el *leasing* no hay, por parte del usuario, una inversión inicial, sino que se firma un contrato donde el usuario se compromete a comprar, a un precio pactado, al desarrollador solar o proveedor del sistema la energía producida (Farkas, 2012). En los contratos de PPA es usual que se establezca una opción de compra al finalizar el periodo del contrato, el cual oscila entre quince y treinta años. Tanto en la modalidad de *leasing*, como en la de PPA, es el desarrollador solar quien es el dueño de los activos hasta que se ejecuta por parte del usuario la opción de compra del sistema, en caso de que exista dicha opción.

En Colombia, desde el 2014, con la aparición de la ley 1715 se ha comenzado a ver en el mercado una tendencia al uso de los PPA como forma de inversión en sistemas solares fotovoltaicos. Actualmente, compañías como Celsia y desarrolladores solares nacionales e internacionales cuentan con contratos vigentes de acuerdos de compra de energía con sistemas solares fotovoltaicos; sin embargo,

este tipo de contratos únicamente se presentan y son rentables para los inversionistas en sistemas comerciales e industriales de más de 20 kWp.

## **2.2 Problema**

El alto crecimiento de la población implica un aumento paralelo de la demanda de energía y, por lo tanto, una necesidad de aumentar la generación de la misma; teniendo en cuenta que las fuentes convencionales de generación de energía eléctrica, como la hidroeléctrica, los electro generadores por medio de combustibles fósiles, las plantas térmicas y nucleares son limitadas o no renovables, se ha presentado una necesidad de diversificar la matriz energética y las energías renovables, específicamente la solar que ha entrado a jugar un papel fundamental en el crecimiento sostenible del planeta (Kommeh, Agrawal & Olurin, 2016).

Actualmente, hay un creciente interés en los productos y servicios que ofrecen beneficios con respecto al medio ambiente; las personas y empresas son cada vez más conscientes de que para lograr un crecimiento sostenible se deben comenzar a cambiar los procesos, materiales y recursos que se utilizan por sustitutos o alternativas menos contaminantes.

A nivel mundial se ha desarrollado una cultura, tanto en las personas como en las empresas, en torno a la utilización de energías renovables; empresas como Google, Apple, Walmart y Facebook, entre otras grandes e influyentes compañías, están migrando hacia el uso de energía solar fotovoltaica para la generación del 100 % de la energía que requieren para su proceso productivo, de esta manera se ha creado una tendencia hacia el uso de este tipo de tecnologías y, en Colombia, en los últimos dos años, se ha comenzado a percibir, de manera tangible, tanto en el sector comercial como en el sector residencial la aparición de dicha tendencia, esto sumado al potencial que tiene nuestro país en el campo de las energías renovables

dada su ubicación geográfica y la disponibilidad de recursos con que cuenta (Ortiz, Sabogal y Hurtado, 2012).

En Medellín, debido a los altos índices de contaminación y a las alertas de crisis ambiental que se han presentado en los dos últimos años, se ha creado una cultura ecológica dentro de la cual se percibe un gran interés de las personas en tener un sistema de generación fotovoltaica para los hogares; sin embargo, debido al costo inicial de un sistema solar fotovoltaico residencial, o a que los retornos de inversión oscilan entre cuatro y siete años, muchas de estas personas no tienen la posibilidad de adquirir el sistema o pierden el interés en el mismo. Sin embargo, existen personas y empresas que desean obtener los beneficios de un sistema solar fotovoltaico sin realizar la inversión y sin afectar su flujo de caja (Bolstad, 2014).

Actualmente, existe una solución para esta necesidad en las empresas, los acuerdos de compra de energía (PPA), en los cuales un inversionista adquiere el sistema solar y, por medio de un contrato de largo plazo, vende a la empresa la energía generada por el sistema (Agresta, 2015), lo que le permite a las empresas obtener los beneficios ambientales y la reducción en los costos de energía sin realizar ninguna inversión ni afectar su flujo de caja.

Por el contrario, en el sector residencial, sector donde los costos de energía son, en algunos casos, más del doble que en el sector industrial (hasta 600 pesos/kWh) y que, adicionalmente, se encuentra desatendido, la solución de los acuerdos de compra de energía a la necesidad que presentan los usuarios no cuenta con un modelo de negocio rentable para las partes involucradas: inversionista, EPCista y usuarios; esto debido a que en Colombia, el 13 de mayo de 2014, se firmó la ley 1715 por medio de la cual se pretende regular y fomentar la integración de las fuentes no convencionales de energía con el sistema interconectado nacional (Congreso de Colombia, 2014). La ley incentiva, mediante mecanismos como la depreciación acelerada, los descuentos tributarios, la exención de IVA y aranceles

y el balance neto de energía, el cual aún falta por regular, el uso de energías renovables, y demuestra que en Colombia existe voluntad política para que dichas energías puedan competir directamente con las fuentes convencionales de generación (Escobar, Santamaría & Rivas, 2016). Sin embargo, la regulación de la ley ha estado muy enfocada hacia las plantas de generación a gran escala o de tamaño comercial/industrial, dejando por fuera el sector residencial y dificultando la aplicación de los beneficios de la ley en este sector.

Como consecuencia, en Colombia no existe un modelo de negocio viable para poder realizar acuerdos de compra de energía en proyectos solares fotovoltaicos en el sector residencial, debido a que el tratamiento que se debe dar a un sistema residencial, según la ley 1715, frente a las entidades del gobierno UPME (Unidad de Planeación Minero Energética, ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales) y DIAN (Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales) para obtener beneficios como extensión de IVA, aranceles y descuentos tributarios, es el mismo que se debe dar a un proyecto de escala comercial, industrial o de gran escala; además, presentar un proyecto residencial y obtener los certificados implica que se debe realizar una importación especial para los equipos que componen dicho sistema, importación que es mucho más costosa que adquirir los equipos localmente y que por tiempos, costos y logística hace completamente inviable el desarrollo de acuerdos de compra de energía a nivel residencial con sistemas solares fotovoltaicos.

El empaquetamiento de proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables, específicamente de sistemas solares fotovoltaicos de pequeña escala, consiste en juntar un número mínimo de proyectos solares fotovoltaicos de hasta 20 kWp de potencia y presentarlos como un paquete equivalente a un solo proyecto con un único cliente, en este caso el inversionista o desarrollador solar, quien será el dueño de los activos de los diferentes sistemas, y a la UPME, para obtener el certificado por parte de esta institución de que el proyecto es efectivamente un

proyecto de fuentes no convencionales de energías renovables y que puede acceder a los beneficios de la ley 1715 de 2014. Posteriormente, una vez obtenido el certificado de la UPME, se procede con la presentación ante la ANLA, entidad que expide la certificación de beneficio ambiental del proyecto, requisito indispensable para acceder a los beneficios de la ley 1715. Finalmente, con la certificación de beneficio ambiental de la ANLA se procede frente a la DIAN para acceder a las exenciones de IVA, arancel y descuentos tributarios.

De esta manera, la metodología del empaquetamiento de sistemas solares permitiría realizar inversión en sistemas solares de pequeña escala para el desarrollo de acuerdos de compra de energía, con acceso a los beneficios de la ley 1715 y, por lo tanto, representaría una estrategia que podría cambiar, de manera radical, la industria solar fotovoltaica en Colombia.

¿Es posible desarrollar un modelo de negocio rentable y sostenible de inversión en sistemas solares fotovoltaicos para ejecutar acuerdos de compra de energía (PPA) en el sector residencial y comercial de pequeña escala, hasta 20 kWp mediante el empaquetamiento de proyectos solares fotovoltaicos?

### **3. Objetivos**

#### **3.1 Objetivo general**

Evaluar la factibilidad de la inversión en proyectos solares fotovoltaicos de hasta 20 kWp para desarrollar acuerdos de compra de energía en Antioquia, mediante la estrategia del empaquetamiento de sistemas solares fotovoltaicos a través de la metodología ONUDI, con el propósito de demostrar que existe una manera rentable para la masificación de sistemas solares fotovoltaicos de pequeña escala.

### **3.2 Objetivos específicos**

- Realizar el estudio sectorial con base en la metodología ONUDI, con el fin de analizar la viabilidad de los acuerdos de compra de energía en el sector residencial.
- Realizar el estudio de mercado para sistemas solares fotovoltaicos de menos de 20 kWp en Antioquia, con base en la metodología ONUDI, con el fin de determinar la demanda actual.
- Realizar el estudio técnico para sistemas solares fotovoltaicos de pequeña escala hasta 20 kWp, con base en la metodología ONUDI, con el fin de determinar la viabilidad técnica del empaquetamiento de estos sistemas.
- Realizar el estudio legal para los acuerdos de compra de energía, el empaquetamiento de proyectos solares y el *net metering*, con base en la metodología ONUDI, con el objetivo de determinar la viabilidad legal del proyecto.
- Realizar la evaluación financiera para acuerdos de compra de energía para sistemas solares de hasta 20 kWp, con base en la metodología ONUDI, con el fin de determinar la viabilidad financiera del proyecto.

## **4. Marco de referencia conceptual**

### **4.1 Energía solar fotovoltaica**

La energía solar es luz del sol que se ha convertido en energía de calor o electricidad. Los tres métodos de conversión más comunes son los sistemas pasivos, que recogen y almacenan la energía solar sin el uso de ninguna otra fuente

de energía; los sistemas activos, que recogen y almacenan energía empleando energía eléctrica, y los sistemas fotovoltaicos (PV), que convierten la luz solar en electricidad (Plitnik, 2016).

Los paneles fotovoltaicos están compuestos por celdas fotovoltaicas hechas de materiales que, cuando se exponen a la luz solar, usan calor y luz para sacudir electrones sueltos y crear una corriente eléctrica en un proceso llamado efecto fotovoltaico (PV) (Kommeh et al., 2016). Aunque el efecto fotovoltaico fue descubierto por Becquerel desde 1839, fue en 1960 cuando los paneles solares tuvieron un desarrollo importante gracias a la demanda de energía requerida por el programa espacial (Singh, 2013).

La energía solar, particularmente la fotovoltaica (PV), presenta varias ventajas frente a otras fuentes de energía renovable. En primer lugar, a diferencia de la producción de energía eólica o geotérmica, los paneles fotovoltaicos no requieren turbinas ruidosas; en segundo lugar, no tienen muchos requerimientos para su instalación y, por último, en comparación con la energía eólica, tiene mayor eficiencia y, a diferencia de la biomasa, no produce emisiones (Farkas, 2012).

Un factor crítico en la generación de energía solar es la eficiencia del sistema fotovoltaico que se refiere al porcentaje de radiación solar que el módulo puede transformar en electricidad (Cadavid, Jiménez & Franco, 2015). Esta eficiencia fluctúa dependiendo de las condiciones de operación y de factores como la ubicación geométrica del sol, los niveles de irradiación y la temperatura ambiente (Singh, 2013).

## **4.2 Sistemas solares fotovoltaicos**

Existen dos tipos de sistemas solares fotovoltaicos: los sistemas aislados y los sistemas interconectados (Domínguez & Pinedo-Pascua, 2009).

Los primeros son independientes de la red de distribución eléctrica convencional, y constan de cuatro elementos fundamentales: paneles solares, encargados de transformar la radiación solar en energía, como se mencionó anteriormente, baterías, que acumulan la energía producida por los paneles solares fotovoltaicos, inversores de corriente, que sirven para convertir la corriente continua de las baterías en corriente alterna, y controladores de carga, que regulan la carga de las baterías para evitar la disminución de su vida útil (Zuniga, Álvarez, Santander y Serrano, 2012). Este tipo de sistemas son usados, frecuentemente, en zonas rurales donde no llega la energía eléctrica convencional.

Los sistemas interconectados (Grid-connected photovoltaic systems – GCPVS) están siendo usados, en muchos países, como un complemento de la energía convencional para satisfacer la demanda de energía actual (Hernández, Velasco & Trujillo, 2011). Estos sistemas prevalecen en las zonas urbanas, y satisfacen las necesidades energéticas mientras que el excedente de electricidad producido se inyecta en la red (Mulcué-Nieto & Mora-López, 2014).

El sistema se compone de un panel solar; un inversor, responsable de adaptar las características de la energía producida a las requeridas por la red, y un contador bidireccional. Desde el punto de vista de eficiencia energética estos sistemas representan los sistemas solares fotovoltaicos, mejor que los aislados, ya que la energía que se produce se consume inmediatamente y evita pérdida de energía en la transmisión y distribución (Hernández et al., 2011).

### **4.3 Acuerdos de compra de energía**

Los acuerdos de compra de energía o PPA (por sus siglas en inglés, Power Purchase Agreement) son un nuevo modelo de financiación para ofrecer a los consumidores los beneficios de la energía solar fotovoltaica, evitando los costos iniciales de compra e instalación de paneles solares (Farkas, 2012).

Estos acuerdos se realizan entre un desarrollador solar que conoce el negocio y, por ende, está en mejores condiciones de tener mejor recompensa por la inversión en los sistemas fotovoltaicos, y un cliente o consumidor. El desarrollador solar, a su vez, puede subcontratar a una empresa de ingeniería, suministro y construcción (EPC por sus siglas en inglés, Engeneering, Procurement and Construction) para que realice toda la ingeniería, implementación y mantenimiento de los sistemas solares y así le transfiere a ella los riesgos del proyecto. De esta forma, son los desarrolladores solares, los EPCistas y los clientes los actores que hacen parte de este tipo de contratos.

Bajo el modelo de PPA, los consumidores interesados, ya sean del sector residencial, comercial o industrial, no soportan la carga de los costos iniciales de capital abruptos asociados con la compra e instalación de los paneles solares; en lugar de eso, el desarrollador solar soporta estos costos. Posteriormente, el desarrollador solar recobra el dinero vendiendo la electricidad producida por los paneles al consumidor (Bolstad, 2014). Esta disposición permite al cliente recibir lo que realmente quiere: energía solar asequible, sin tener que soportar los costos de financiamiento y mantenimiento del sistema (Farkas, 2012), y al desarrollador solar le permite acceder a los incentivos fiscales que existen para las energías renovables (Agresta, 2015).

Un acuerdo típico de PPA dura entre diez y veinticinco años y puede terminar en una extensión del contrato, una terminación del contrato o una transferencia de propiedad de la tecnología solar (Agresta, 2015). Durante los años que dura el contrato el desarrollador negocia con el cliente un precio predeterminado por la energía.

En conclusión, los PPA permiten ofrecer energía solar a los clientes sin los costos asociados, las cargas y los riesgos que normalmente acompañan los proyectos. Hoy en día, la mayor barrera para los PPA de terceros no radica en la falta de demanda,

sino en el entorno regulatorio de los estados, pues algunos mantienen leyes y regulaciones que hacen que el PPA de terceros esté sujeto a la regulación de la comisión de servicios públicos. Esta regulación impone cargas y costos que hacen que el modelo no sea rentable para el desarrollador (Farkas, 2012).

#### **4.4 Net metering**

El *net metering*, o medición neta, es una herramienta regulatoria que permite a los propietarios de un sistema solar fotovoltaico obtener una mayor tasa de retorno por su inversión (Botero y Morales, 2008). Consiste en que se pueda abonar a la red el excedente de electricidad, producida por medio de sistemas solares fotovoltaicos, en forma de un crédito de kWh que puede ser usado en los momentos en los que la demanda de energía supera la electricidad producida (Farkas, 2012).

Para esto se usa un contador bidireccional que mide tanto el uso como la producción de energía, lo que permite que se usen los excedentes antes que se haga la lectura del contador y el cobro de la cuenta (Botero y Morales, 2008). Bajo este esquema, la factura por el servicio de energía cobrará un valor neto en cada período (Sánchez, 2013).

Este sistema ha sido implementado exitosamente en países como Chile, México, Brasil, Japón, Italia, Dinamarca y algunos estados de Estados Unidos (Cadavid et al., 2015); no obstante, en algunos lugares está restringido para los clientes que usan equipos de terceros, es decir, que tienen acuerdos de compra de energía en los que la mayoría de las veces el cliente está obligado a pagar al desarrollador toda la energía generada por el sistema. El hecho de no poder usar el exceso de generación implica perder parte de la electricidad por la que ya ha pagado, lo que hace que el PPA deje de ser atractivo (Farkas, 2012).

Los sistemas de medición neta han sido fundamentales en el crecimiento de la energía solar fotovoltaica, como opción en el ámbito residencial. Se puede afirmar

que la regulación de esta herramienta sería un primer paso para permitir una verdadera difusión de las energías renovables en Colombia (Sánchez, 2013). En el caso de Colombia, la ley 1715 de 2014 indica que el gobierno promoverá la autogeneración de energía a pequeña y gran escala, y la generación distribuida por medio de algunos mecanismos entre los que se encuentra el *net metering*; sin embargo, aún está pendiente la regulación de la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) al respecto (Congreso de Colombia, 2014).

## **5. Método de solución**

Para el desarrollo del estudio de factibilidad para acuerdos de compra de energía de proyectos solares fotovoltaicos de menos de 20 kWp en Antioquia, se utilizará la metodología planteada por el Manual para la Preparación de Estudios de Viabilidad Industrial de la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial ONUDI, manual que fue presentado por primera vez en 1978 con la finalidad de proporcionar, a los países en desarrollo, un instrumento para mejorar la calidad de los proyectos de inversión y contribuir a la normalización de los estudios de viabilidad industrial. Este manual, y sus planteamientos, ha sido utilizado e implementado por ministerios, bancos, inversionistas especializados, universidades, diferentes instituciones académicas y empresas de consultoría, tanto en países en desarrollo como en países desarrollados (Behrens y Hawranek, 1994).

Siguiendo los lineamientos de la ONUDI se plantean, como plataforma conceptual para el desarrollo del trabajo, los estudios de sector, mercado, técnico, legal y financiero, con la finalidad de tener la información necesaria y adecuada para determinar la factibilidad de invertir en sistemas solares fotovoltaicos de menos de 20 kWp para la realización de acuerdos de compra de energía en Antioquia, haciendo uso de la metodología del empaquetamiento de sistemas solares.

A continuación, se describen los estudios, las variables y categorías que hacen parte de cada estudio, los parámetros que se utilizarán para medir dichas variables y categorías y los instrumentos utilizados para lograrlo. Finalmente, se describe el resultado esperado de cada uno de los estudios.

- Estudio sectorial: en el estudio sectorial se pretende realizar un análisis del sector de la energía solar fotovoltaica con énfasis en los sectores residencial y comercial de pequeña escala, con el fin de determinar variables y categorías como problemáticas del sector, perspectivas económicas, sociales y culturales, los perfiles de consumo y precio de energía eléctrica de los diferentes estratos y de los establecimientos comerciales y el crecimiento de los precios de energía en los últimos años. La información del sector se obtendrá por medio de la recopilación y el análisis documental. El resultado esperado del estudio es la determinación de la viabilidad del sector.
- Estudio de mercado: en el estudio de mercado se pretende determinar el tamaño del mercado para acuerdos de compra de energía de sistemas solares fotovoltaicos de pequeña escala, la competencia existente y emergente y el precio de venta estimado del kWh generado por medio de sistemas solares fotovoltaicos, y determinar los posibles canales por medio de los cuales se pueda acceder al mercado potencial. Para el análisis del mercado se realizará una recopilación y análisis documental con la que se determinará el mercado potencial, y así compararlo con el mínimo necesario para que el empaquetamiento sea viable técnica y financieramente. Si el mercado potencial total es mayor que el mínimo de proyectos necesarios, para que el empaquetamiento sea viable, se determinará que el estudio de mercado es posible.

- Estudio técnico: en este estudio se determinará, con base en los consumos presentados en el estudio de mercado, cuál es la capacidad máxima del sistema solar fotovoltaico que se puede instalar a cada uno de los clientes que harían parte del paquete, cuál es el costo de dicha instalación, el tiempo que requiere cada una, cuáles son los componentes necesarios y cuál es la necesidad de personal. Finalmente, a partir del tamaño del sistema promedio, y con base en los mínimos de importación para lograr economías de escala (determinado también en este estudio), se calculará el mínimo de proyectos necesarios para la viabilidad técnica.
- Estudio legal: el objetivo de este estudio es demostrar que existe viabilidad legal para el desarrollo de acuerdos de compra de energía mediante el empaquetamiento de sistemas solares fotovoltaicos de menos de 20 kWp; para esto se contará con la asesoría de expertos que ayuden con la revisión de la legislación vigente y del borrador de la resolución 121 de 2017 de la CREG.
- Estudio financiero: en el estudio financiero se utilizan las variables obtenidas de los estudios previos mediante herramientas como Excel y @Risk, se realiza un flujo de caja proyectado durante los años de vida del proyecto, teniendo en cuenta los costos de la mercancía vendida, los costos de administración y ventas y, en general, todos los costos fijos y variables del proyecto, los ingresos por ventas y por préstamos, y se determinan indicadores como la TIR (Tasa Interna de Retorno), el VPN (Valor Presente Neto), entre otros que permiten determinar si el proyecto es viable financieramente.

## **6. Presentación y análisis de resultados**

Para el desarrollo de los estudios se establecen los siguientes supuestos:

- Se asume la aprobación del borrador de la regulación 121 de 2017 de la CREG.
- Se asume como un proyecto de una empresa existente que cuenta con renta líquida y que, por lo tanto, puede acceder a los descuentos tributarios por inversión en fuentes no convencionales de energías renovables.

### **6.1 Estudio sectorial**

El objetivo principal del estudio sectorial será obtener la información necesaria sobre el sector eléctrico en Colombia, para poder evaluar la viabilidad de los acuerdos de compra de energía en el sector residencial mediante el uso de sistemas solares fotovoltaicos.

#### **6.1.1 Descripción del sector**

De acuerdo con la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (Código CIIU), los desarrolladores solares y EPCistas se pueden clasificar con el código 3511, que pertenece a la categoría “Generación de energía eléctrica”, dentro de la que se incluye la gestión de las instalaciones de generación de energía eléctrica, ya sean térmicas, hidroeléctricas, de turbina de gas, de diésel y de energías renovables (energía eólica, solar, etc.) (Departamento Administrativo Nacional de Estadística, 2012).

Dentro del sector eléctrico colombiano participan agentes económicos públicos, privados y mixtos. El esquema institucional del sector está conformado por el Ministerio de Minas y Energía, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (Aristizábal y Arbeláez, 2013).

De igual manera, el mercado energético nacional está constituido por cuatro agentes principales (Aristizábal y Arbeláez, 2013):

- Generadores: que generan la energía a partir de fuentes primarias. El 55 % de la participación en la generación es del sector público.
- Transportadores: son los agentes que transmiten la energía generada a los centros de distribución.
- Distribuidores: agentes que se encargan de distribuir la energía a los centros rurales y urbanos.
- Comercializadores.

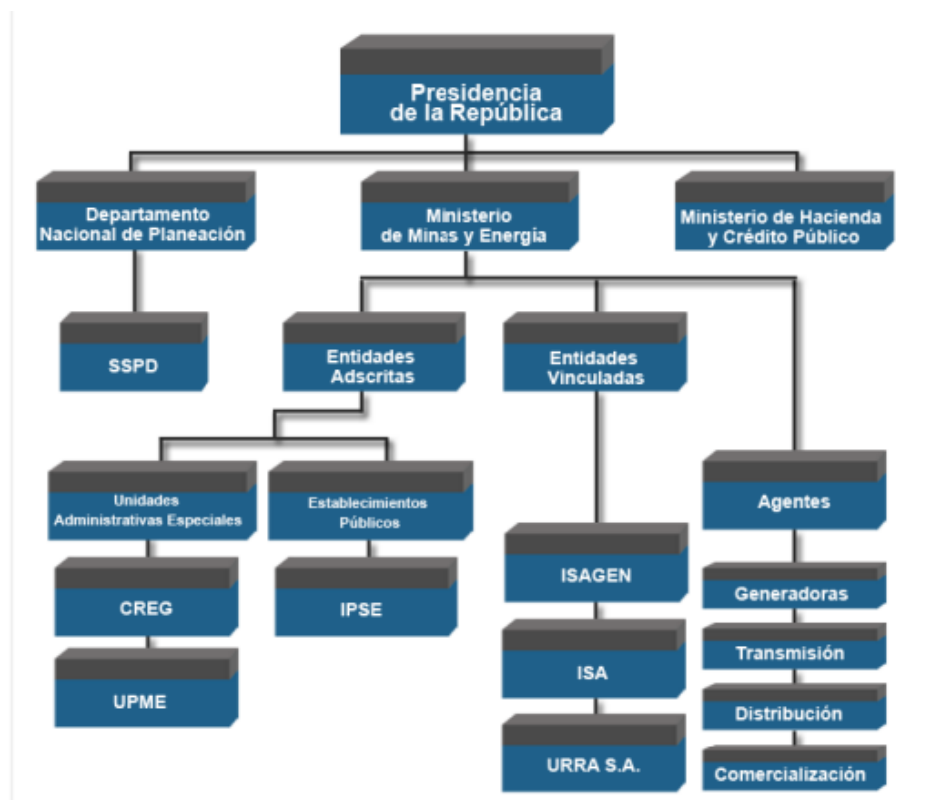


Figura 1. Subsector eléctrico colombiano. Fuente: Aristizábal y Arbeláez (2013).

En el 2010, la CREG reportó que para ese año había en Colombia 41 generadores, 9 transportadores, 29 distribuidores y 69 comercializadores (Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, 2010).

El sector eléctrico en Colombia está actualmente dominado por la generación de dos fuentes principales, hidráulica y gas natural, que representan el 63,9 % (67,7 % incluyendo menores hidráulicas) y el 26,3 %, respectivamente, de la capacidad instalada en 2014. Esta concentración hace que el sistema eléctrico colombiano sea vulnerable a los ciclos hidrológicos y a la dependencia de la disponibilidad de gas natural, de ahí que sea necesario diversificar la canasta de generación eléctrica para los próximos años y garantizar un suministro de energía confiable y sostenible (UPME, 2015a).

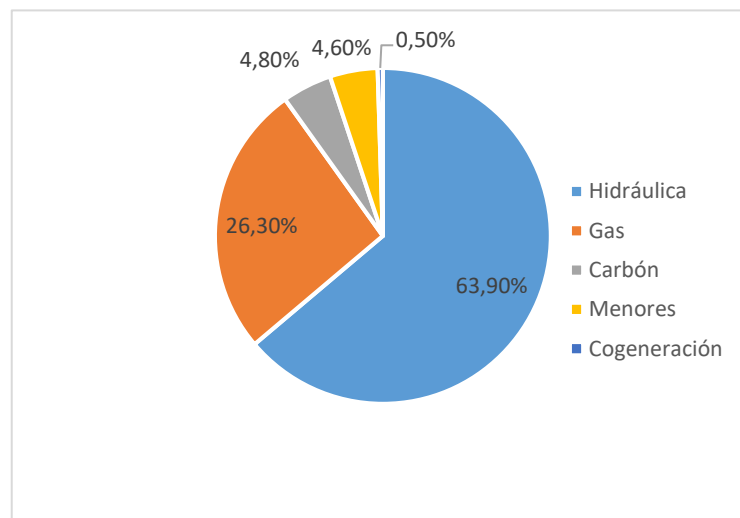


Figura 2. Participación por tecnología en la matriz eléctrica. Fuente: UPME (2015).

El mercado eléctrico colombiano tiene una demanda de energía de 63,57 GWh, y la capacidad efectiva neta instalada es de 15,49 MW (Cadavid et al., 2015), esto sumado al gran potencial del país en nuevas tecnologías de energías renovables y a la ley 1715 de 2014, que busca promover la integración de fuentes no

convencionales, principalmente las fuentes de minihidráulica, eólica, solar y biomasa, en el sistema energético nacional, ha hecho que el sector se esté diversificando cada vez más y se prevé que para el 2028 la participación de las energías renovables sea de un poco más del 10 % de la capacidad instalada (UPME, 2013).

El sector residencial, que es el sector objetivo para este estudio, es el principal consumidor de la electricidad en Colombia con un consumo de alrededor del 42 % de la demanda total de energía; en este sector, el precio de la electricidad aumentó un 30 % entre 2000 y 2012, lo que representa oportunidades para la microgeneración en los hogares a través de fuentes alternativas, como los sistemas fotovoltaicos (Cadavid et al., 2015). Esto, a su vez, implicaría un menor consumo de las otras fuentes, lo que da como resultado una reducción en la demanda de la red y, por consiguiente, una reducción de los precios de las fuentes tradicionales trayendo beneficios para los consumidores, no solo económicos, sino también sociales debido a que reduce las externalidades negativas sobre el medio ambiente (Sánchez, 2013). Adicionalmente, permite diversificar la matriz energética colombiana y reducir su dependencia de las fuentes hídricas, las cuales son altamente vulnerables a cambios climáticos como el fenómeno El Niño.

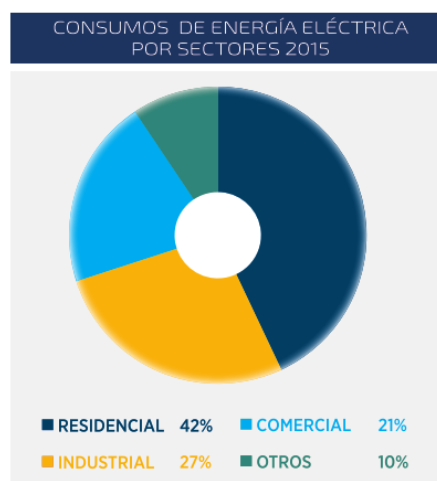


Figura 3. Consumo de energía eléctrica por sectores, 2015. Fuente: UPME (2016).

## 6.1.2 Entorno tecnológico

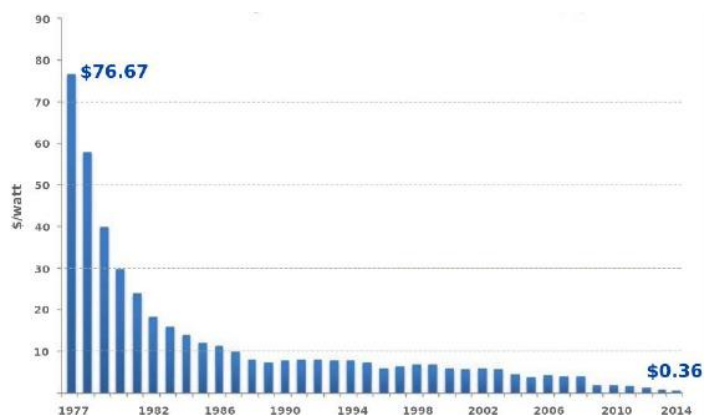


Figura 4. Precio histórico de celdas fotovoltaicas en pesos por watt. Fuente: UPME (2015).

Los costos de producción y los precios de la tecnología solar fotovoltaica han decrecido de manera considerable en los últimos diez años, y más drásticamente en los últimos cuatro (UPME y BID, 2015). La gran disminución en los precios de las celdas solares fotovoltaicas (figura 4) ha favorecido el subsector de las energías renovables, específicamente el de la energía solar fotovoltaica, que se ha hecho cada vez más costo-efectivo para los consumidores de energía.

Adicionalmente, los desarrollos en electrónica de potencia han permitido la aparición de inversores conectados a la red que permiten la integración de la energía solar fotovoltaica a la red convencional y el sistema interconectado nacional, evitando la necesidad del uso de baterías y, por lo tanto, reduciendo, en más de un 50 %, el costo de un sistema solar.

Lo mencionado anteriormente se ve reflejado en los resultados del *Boletín Estadístico de Minas y Energía 2012-2016*, en el que se evidencia el crecimiento

del subsector de las energías renovables y como se ha diversificado la canasta energética. Para junio de 2016 se han registrado 212 proyectos para generación de energía que corresponden a 7.585,74 MW; de estos proyectos 46 (589,92 MW) son de energía solar, es decir, el 8 % del total de los proyectos (UPME, 2016).

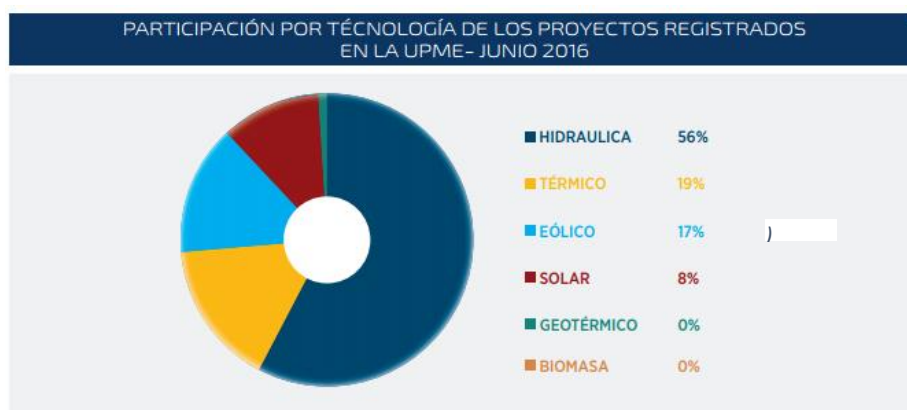


Figura 5. Participación por tecnología de los proyectos registrados en la UPME - junio 2016. Fuente: UPME (2016).

**Tabla 1.**

Proyectos registrados en la UPME por tipo de tecnología

Tipo de Proyecto	Capacidad MW	Numero de Proyectos
Hidráulico	4.227,72	128
Térmico	1.428,70	25
Eólico	1.285,00	11
Solar	589,92	46
Geotérmico	50,00	1
Biomasa	4,40	1
<b>Total</b>	<b>7.585,74</b>	<b>212</b>

Fuente: UPME (2016).

### 6.1.3 Entorno económico

Para el 2009, el Producto Interno Bruto (PIB) alcanzó un valor de 401 billones de pesos; dentro de este sobresalió el sector terciario (comercio y servicios) que

participó con un 60 %, por su parte, el sector secundario (manufactura, energía y construcción) participó con un 25,3 % y el primario (agricultura y minería) con un 14,8 %. Dentro de las actividades económicas se tiene que la energía ha constituido aproximadamente el 8 % del PIB nacional; de este porcentaje, el petróleo ha aportado alrededor de la mitad y la otra mitad lo ha hecho la energía eléctrica, el carbón y el gas (UPME, 2010).

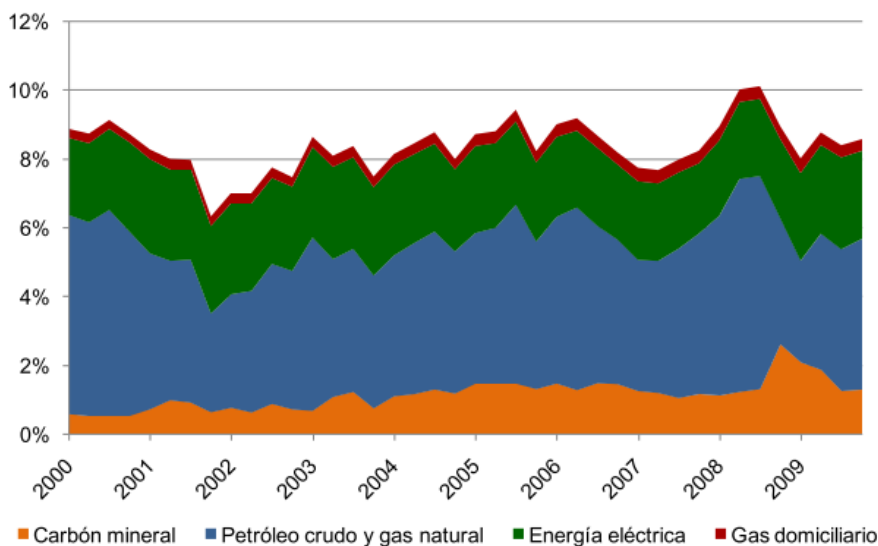


Figura 6. Participación del sector energético dentro del valor agregado de la economía nacional.

Fuente: UPME (2010).

Además, la energía eléctrica ha jugado un papel importante en las importaciones y exportaciones del país; para el 2010, se realizaron interconexiones internacionales con Ecuador, Venezuela y Panamá con los que se realizaron exportaciones de 500, 336 y 300 MW respectivamente. También se importaron 215 MW de Ecuador y 205 MW de Venezuela (Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, 2010).

Sin embargo, en la última década la intensidad energética (definida como la relación entre el consumo energético de un país y su PIB) se ha reducido, tal como se evidencia en la figura 7. Se puede observar que mientras el PIB crece el consumo de energía permanece prácticamente constante (UPME, 2015a). Algunas de las

razones que podrían explicar esto es la creciente participación del sector terciario, que es poco intensivo energéticamente, respecto a otras actividades económicas, el uso de energías renovables y el aumento en la eficiencia energética de los equipos

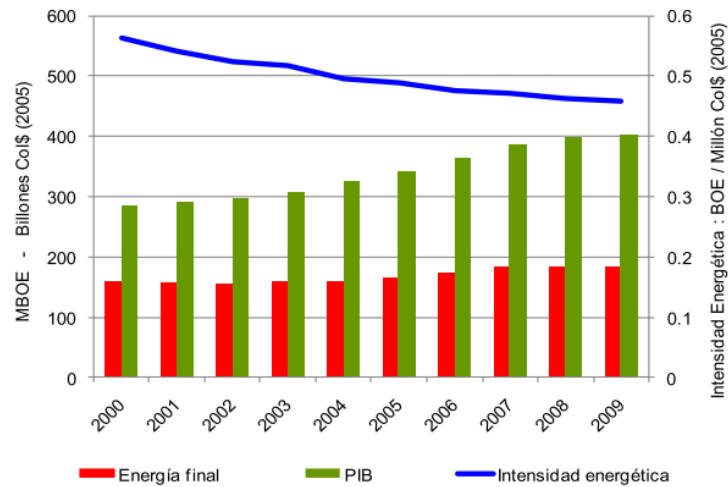


Figura 7. Variación de la intensidad energética nacional durante la última década. Fuente: UPME (2010).

Adicionalmente, durante los últimos años, en Colombia, el precio de la energía eléctrica en bolsa ha mantenido una tendencia constante al alza (UPME y BID, 2015). Debido a esto, consumidores de energía a gran escala están buscando soluciones alternativas para disminuir sus facturas de electricidad, y la energía solar podría ser una posible solución a esto.

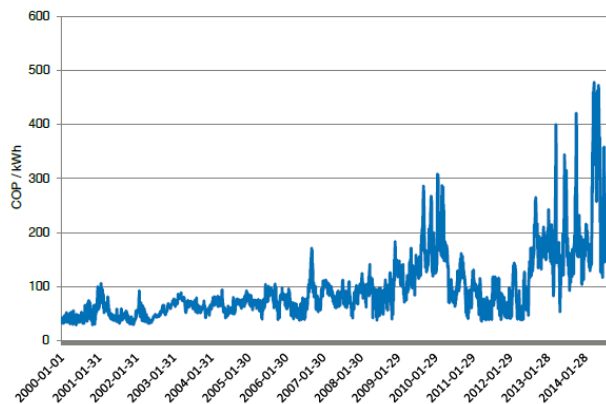


Figura 8. Tendencia de precios en el mercado mayorista de energía colombiano 200-2014 (promedios mensuales) Fuente: UPME y BID (2015).

#### **6.1.4 Entorno legal y político**

Con el fin de promover efectivamente la inversión en tecnologías de generación con fuentes renovables, la ley contempla una serie de incentivos fiscales, entre los que se encuentran una reducción del impuesto de renta por hasta el 50 % de la inversión, que puede ser aplicada de manera distribuida en el transcurso de los cinco años siguientes a su realización; adicionalmente, se exime del pago de IVA a todos los equipos y servicios acotados por la UPME, que se destinan al proyecto; como tercera medida, se determina que todos aquellos equipos, maquinaria, materiales e insumos que sean importados para este tipo de proyectos, y no sean producidos por la industria nacional, estarán exentos del pago de aranceles. Finalmente, se estipula la posibilidad de depreciar, aceleradamente, los activos del proyecto, con una tasa anual de depreciación máxima del 20 % (UPME, 2015a).

Otro aspecto que favorece el desarrollo de proyectos con energías renovables es el convenio ATN/FM-12825-CO, firmado en el mes de noviembre de 2011 entre el Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia (MME) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), y financiado con recursos del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM). El convenio fue estructurado con el objeto de desarrollar actividades, análisis y propuestas para promover condiciones propicias para la penetración de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Los trabajos que resultaron a partir de este convenio culminaron con la expedición de la ley 1715 de 2014 (UPME y BID, 2015).

La promulgación de esta ley, y el resto de actividades producto de la ejecución del convenio, demuestran que en el país existe voluntad política para el desarrollo de las energías renovables; esto también se evidencia en el Plan Energético Nacional para el 2050 de la UPME, en el que se plantean los lineamientos para alcanzar el objetivo de “lograr el abastecimiento interno y externo de energía de manera eficiente, con el mínimo impacto ambiental y generando valor para las regiones y

poblaciones” (UPME, 2015a). El primer objetivo específico está orientado a diversificar la canasta energética, con el fin de garantizar un suministro de energía seguro y confiable.

En el 2010 el Ministerio de Minas y Energía, a través de la adopción del Plan de Acción Indicativo 2010-2015, se trazó la meta de lograr una participación del 3,5 % de fuentes no convencionales de energía en términos de la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para el 2015, y del 6,5 % para el 2020. Igualmente, para las Zonas No Interconectadas (ZNI) una participación del 20 % y 30 % para los años 2015 y 2020, respectivamente. Para el 2015, estas metas no se cumplieron debido a la inexistencia de una política firmemente establecida que apoyara y promoviera el desarrollo de esta iniciativa; sin embargo, se espera que sí se cumpla la meta del 2020 gracias a la ley 1715 de 2014 y el interés de diversos actores comerciales, emprendedores, académicos, institucionales y el apoyo de entidades multilaterales como el BID, el FMAM, la Agencia de Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID), el Banco Mundial, el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y otras agencias interesadas en promover el crecimiento de las FNCER en América Latina y, especialmente, en Colombia (UPME y BID, 2015).

### **6.1.5 Entorno sociocultural y ambiental**

La dependencia mundial del petróleo, el carbón y el gas natural, recursos abundantes pero finitos, y las coyunturas económicas y geopolíticas asociadas con su distribución geográfica y su dominio, han llevado a que muchos países hayan visto la necesidad de diversificar la canasta energética (UPME y BID, 2015). En los últimos años se ha hecho más evidente el incremento de los impactos en los humanos y en los ecosistemas, y la consecuente presión social y política ha concebido muchos de los cambios que en política internacional se han adelantado (Ortiz et al., 2012).

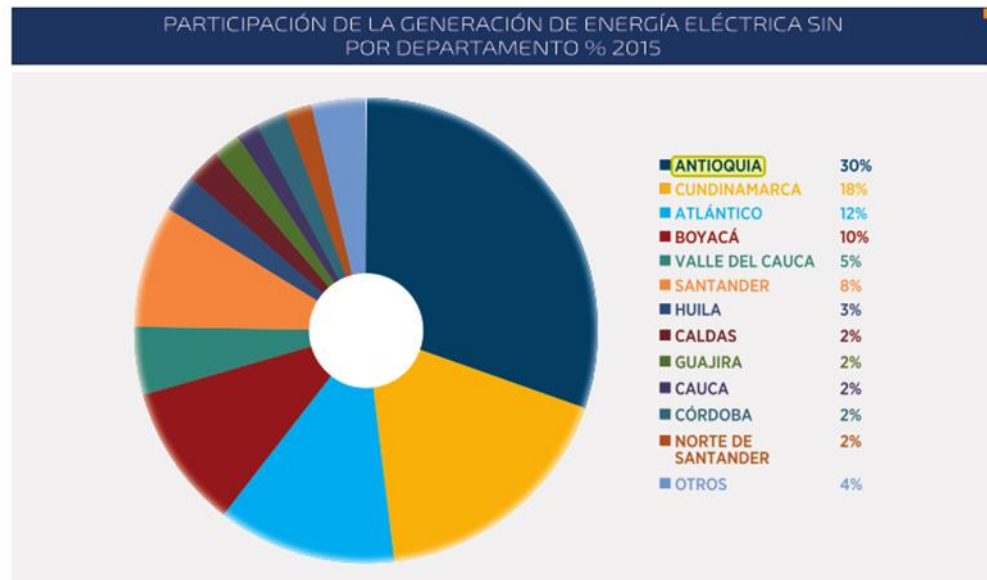
A nivel mundial se ha desarrollado una cultura, tanto en las personas como en las empresas, en torno a la utilización de energías renovables, no solo por los incentivos tributarios que ofrece la ley sino también por la conciencia que se ha generado en la sociedad de la necesidad de tomar medidas para minimizar los impactos ambientales causados por el uso de combustibles fósiles.

Particularmente en Medellín, en los últimos años, debido a los altos índices de contaminación y a las alertas de crisis ambiental, se ha creado una cultura ecológica que ha generado cambios en las costumbres de los habitantes con respecto al uso de los carros y el transporte público, el reciclaje, entre otras. Hoy en día, en la ciudad se considera una ventaja competitiva para las empresas el hecho de realizar campañas y proponer soluciones que contribuyan al desarrollo sostenible, de ahí que en el sector industrial haya un gran interés en opciones como los sistemas solares fotovoltaicos.

Además, el sector residencial también ha mostrado un gran interés en el tema debido tanto al aumento en el precio de la energía convencional como al compromiso ambiental que hay en la ciudad.

#### **6.1.6 Entorno geográfico**

En el *Boletín Estadístico Minas y Energía* de 2016 se encuentra la generación de energía eléctrica por departamento (figura 9). Se puede observar que Antioquia es el departamento que tiene mayor participación, con un 30 % (UPME, 2016).



*Figura 9.* Participación de la generación de energía eléctrica por departamento  
Fuente: UPME (2016).

Además de los 212 proyectos registrados 63 son de Antioquia, siendo así el departamento que más proyectos registrados tiene ante la UPME (UPME, 2016). El hecho de que cerca del 30 % de los proyectos presentados ante la UPME, hasta junio de 2016, sean del departamento de Antioquia muestra una gran oportunidad en el departamento para el desarrollo de este tipo de proyectos.

**Tabla 2.**

Proyectos registrados en la UPME por departamento

PROYECTOS REGISTRADOS EN LA UPME POR DEPARTAMENTO JUN-16		
Departamento	N° de Proyectos	Capacidad (MW)
ANTIOQUIA	63	2.447,48
ATLÁNTICO	8	128,73
BOLIVAR	2	9,91
BOYACÁ	5	261,14
CALDAS	9	349,73
CAQUETÁ	2	168,48
CASANARE	15	272,90
CAUCA	4	38,46
CESAR	6	97,72
CHOCÓ	6	243,73
CÓRDOBA	7	139,30
CUNDINAMARCA	11	377,87
HUILA	14	202,20
LA GUAJIRA	11	1.285,00
MAGDALENA	4	387,00
META	6	99,51
NORTE DE SANTANDER	10	218,42
PUTUMAYO	2	65,60
QUINDIO	2	15,70
QUINDÍO	1	2,90
RISARALDA	7	122,38
SANTANDER	6	500,86
SUCRE	1	19,90
TOLIMA	7	113,07
VALLE DEL CAUCA	3	17,75
<b>Total general</b>	<b>212</b>	<b>7.585,74</b>

Fuente: UPME (2016).

Se encuentra también que Antioquia es el departamento con mayor cantidad de empresas de energía solar, veinte en total, a diferencia de Bogotá que cuenta con once.

**Tabla 3.**

Empresas de energía solar por departamento

Ciudad	Empresas energía solar
Medellín	20
Bogotá	11
Cali	6
Barranquilla	5
Bucaramanga	4
Eje cafetero	5

Fuente: elaboración propia con base en ERCO Energía S.A.S.

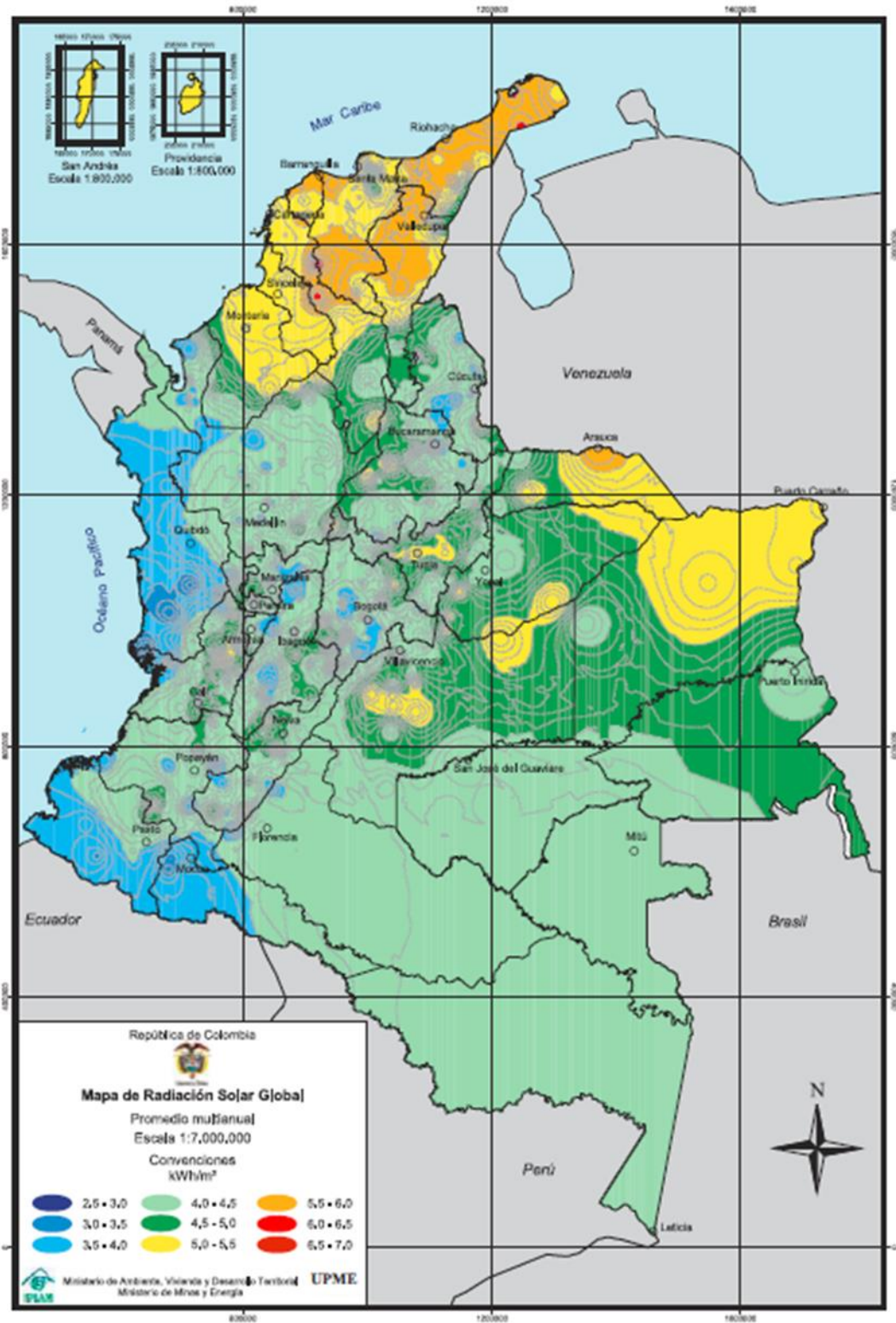


Figura 10. Mapa de radiación solar global. Promedio multianual. Fuente: IDEAM (2000).

Por último, a partir de información del IDEAM se obtiene el mapa de radiación solar en Colombia, en el que se observa que en Antioquia hay en promedio de entre 4 y 4,5 horas de sol al día, promedio en el que se encuentran la mayoría de los departamentos del país.

### **6.1.7 Análisis de viabilidad del estudio sectorial**

Una vez realizado el análisis del sector se puede llegar a algunas conclusiones previas:

- El riesgo de un racionamiento de energía eléctrica, debido a la dependencia de los recursos hídricos y fuentes de gas, y la tendencia mundial de proteger el medio ambiente, ha hecho que exista una gran oportunidad en el desarrollo de proyectos de energías renovables
- El sector residencial, sector objetivo del proyecto, consume aproximadamente el 42 % de la energía eléctrica producida, y ha sufrido un incremento importante en sus precios en los últimos años, lo que lo hace un sector atractivo para el desarrollo de proyectos con energía solar fotovoltaica.
- En el ámbito tecnológico se puede observar que el desarrollo de nuevas tecnologías de celdas fotovoltaicas e inversores ha hecho que el precio de los sistemas solares haya disminuido considerablemente, lo que favorece el desarrollo de proyectos con energía solar fotovoltaica.
- En el ámbito legal y político, la promulgación de la ley 1715 de 2014, los objetivos del Plan Energético Nacional para el 2050 y el convenio entre el MME y el BID favorecen el desarrollo de proyectos de energías renovables.

- El entorno social y cultural también favorece el desarrollo de proyectos que contribuyen a minimizar el impacto ambiental y a contrarrestar el efecto del cambio climático.
- Antioquia es el departamento que más proyectos ha presentado ante la UPME en el 2016, lo que lo hace el departamento con mayor potencial en el desarrollo de este tipo de proyectos. Se puede decir, entonces, que la localización del proyecto es adecuada.

Con los datos y profundidad de este análisis se puede concluir que hasta el momento el proyecto es viable, pues se encuentran unas características del sector que favorecen la intención y que justifican continuar con los demás estudios.

## **6.2 Estudio de mercado**

Con el estudio de mercado se pretende definir el producto a ofrecer, estimar la demanda y evaluar la oferta actual con el fin de conocer los competidores y productos sustitutos y, finalmente, determinar cómo se establecerá el precio y cómo se realizará la comercialización.

### **6.2.1 Producto**

A cada uno de los clientes, incluidos en el empaquetamiento, se le hace una oferta diferenciada según su perfil de consumo y área disponible para la instalación de paneles solares. Sin embargo, en general los acuerdos de compra de energía ofrecidos tendrán las siguientes características:

- Duración entre diez y veinte años (se determinará con el estudio financiero).
- Pago mensual por el consumo de energía.
- Incremento anual fijo de la tarifa.
- El precio del kWh será inferior al del mercado convencional.

El desarrollador solar es el dueño de todos los sistemas, de esta manera los clientes no tienen que realizar una inversión inicial ni incurrir en costos de instalación o mantenimientos.

### **6.2.2 Demanda**

Para la estimación de la demanda se empleó información secundaria, basados en datos del mercado proporcionados por las Empresas Públicas de Medellín (EPM) e información de la UPME sobre áreas técnicamente utilizables para la instalación de sistemas solares fotovoltaicos en Antioquia.

De esta manera, encontramos que para mayo del 2017 los clientes de EPM, del sector residencial que pertenecen a los estratos 5 y 6, son 132.667, 2 % más que en el 2016. Este sería el mercado potencial total, pero se debe evaluar cuántos de estos 132.667 clientes tienen techos aptos para la instalación de sistemas solares fotovoltaicos, para definir el mercado disponible y, finalmente, el mercado objetivo.

**Tabla 4.**

Energía (GWh) y clientes – MR comercializador EPM- sector mayo 2016 vs. mayo 2017

Periodo	Sector	Clientes			GWh			Consumo Promedio (kWh)		
		Cant.	Variación		Cant.	Variación		Cant.	Variación	
			Cant.	% N		Cant.	% N		Cant.	% N
Mayo 2016	1	434,632			45			103		
	2	766,626			95			124		
	3	539,859			77			142		
	4	149,610			25			169		
	5	90,988			18			202		
	6	38,619			11			279		
	Residencial	2,020,334			271			134		
	Comercial	158,429			109			689		
Industrial	18,257			52			2,854			
Oficial - Esp	14,338			28			1,946			
<b>Total Mayo de 2016</b>		<b>2,211,358</b>			<b>460</b>			<b>208</b>		
Mayo 2017	1	455,864	21,232	4.9%	46	1.5	3.4%	102	-1.5	-1.4%
	2	784,866	18,240	2.4%	97	1.8	1.9%	123	-0.6	-0.5%
	3	556,562	16,703	3.1%	78	1.6	2.1%	141	-1.4	-1.0%
	4	159,122	9,512	6.4%	26	0.5	1.9%	162	-7.0	-4.2%
	5	93,100	2,112	2.3%	18	-0.5	-2.8%	192	-10.1	-5.0%
	6	39,567	948	2.5%	11	-0.1	-0.7%	270	-8.5	-3.0%
	Residencial	2,089,081	68,747	3.4%	276	4.8	1.8%	132	-2.1	-1.6%
	Comercial	162,059	3,630	2.3%	106	-3.6	-3.3%	651	-37.9	-5.5%
Industrial	19,432	1,175	6.4%	54	2.0	3.8%	2,782	-71.9	-2.5%	
Oficial - Esp	14,616	278	1.9%	29	0.7	2.4%	1,955	8.2	0.4%	
<b>Total Mayo de 2017</b>		<b>2,285,188</b>	<b>73,830</b>	<b>3.3%</b>	<b>464</b>	<b>3.8</b>	<b>0.8%</b>	<b>203</b>	<b>-5.1</b>	<b>-2.4%</b>

Fuente: Empresas Públicas de Medellín (2017b).

A continuación, se presenta una tabla elaborada por la UPME en la que se indica el potencial de la energía solar fotovoltaica por ciudad o departamento, con base en el área de techos estructural y técnicamente viables para la instalación de paneles solares. Estos datos se obtuvieron a partir de información del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) y empleando los siguientes supuestos:

Se excluyen edificaciones multifamiliares como los edificios; el 20 % de la superficie urbana de las ciudades corresponde a techos construidos; se asumió que al menos la mitad de estos techos no presentan las características estructurales necesarias para sostener sistemas solar FV, con lo cual se reduce el área total de techos estructuralmente utilizables en un 50 %; sobre los techos supuestos como estructuralmente aptos se calcula que aproximadamente tan solo un 40 % de su superficie puede ser utilizada para la adecuada instalación de paneles. Adicionalmente, partiendo de esa área reducida, se reparten los techos en

proporciones correspondientes a construcciones en los sectores residencial, comercial y público e industrial, haciendo uso combinado del supuesto de que alrededor de un 65 % y un 70 % de los techos identificados corresponde a techos residenciales y manejando cifras de la composición de la actividad económica disponible (industrial, comercial y servicios) para distribuir el área restante (Departamento Administrativo Nacional de Estadística, 2005) aplicando la proporción correspondiente a cada una de las ciudades de interés. Se establece que los propietarios de alrededor del 10 % de los techos calculados como utilizables pudieran en algún momento, en los próximos quince años, optar por instalar un sistema tal, con lo cual se llega a cifras finales de potenciales económicos o comerciales que corresponden al 10 % de las áreas estructural y técnicamente disponibles, consideradas como de factible utilización, para cada ciudad. Finalmente, para asignar capacidades en materia de kWp instalables por m<sup>2</sup> de área de techos disponible, se utiliza el mismo valor de 0,11 kWp/m<sup>2</sup> correspondiente a la capacidad instalable a partir de paneles policristalinos y un factor de dimensionamiento de 1,3 (UPME y BID, 2015).

**Tabla 5.**

**Cálculo de potenciales con base en áreas de techos estructurales y técnicamente utilizables**

Ciudad	Población (Hab @ 2012)	Densidad Pob. (Hab / km <sup>2</sup> )	Área urbana (Km <sup>2</sup> )	Área techos (Km <sup>2</sup> )	Actividad económica				Área Techos (Km <sup>2</sup> )		Potencial (MWp) basado en 10% de techos utilizables		
					Industria	Comercio	Servicios	Residencial	Comercial y servicios	Industrial	Residencial	Comercial y servicios	Industrial
					Bogota	7.674.366	4.321	1.587	159	10,20%	42,20%	36,30%	107,58
Medellin	2.417.325	5.820	381	38	11,30%	46,70%	29,40%	25,86	9,84	2,37	114	43	10
Cali	2.319.684	4.100	564	56	6,90%	45,80%	25,20%	39,97	14,19	2,23	176	62	10
Barranquilla	1.206.946	6.919	174	17	12,90%	41,30%	36,40%	11,73	4,56	1,16	52	20	5
Cartagena	978.600	4.100	239	24	9,40%	46,80%	31,70%	16,06	6,3	1,52	71	28	7
Cúcuta	637.302	6.919	92	9	9,00%	54,30%	27,90%	6,2	2,55	0,47	27	11	2
Soledad	582.774	6.919	84	8	12,90%	41,30%	36,40%	5,66	2,2	0,56	25	10	2
Ibagué	542.876	6.919	78	8	9,30%	52,40%	29,20%	5,29	2,16	0,41	23	9	2
Bucaramanga	526.827	4.342	121	12	14,30%	48,20%	26,60%	8,22	3,08	0,84	36	14	4
Soacha	488.995	4.321	113	11	9,40%	49,90%	30,20%	7,64	3,06	0,62	34	13	3
Santa Marta	469.066	6.989	67	7	12,90%	41,30%	36,40%	4,51	1,75	0,44	20	8	2
Pereira	464.719	5.223	89	9	12,80%	48,80%	28,80%	6,03	2,34	0,52	27	10	2
Villavicencio	463.121	5.223	89	9	8,00%	51,90%	32,80%	5,95	2,52	0,39	26	11	2
Bello	438.577	3.700	119	12	9,40%	46,80%	31,70%	7,97	3,13	0,75	35	14	3
Valledupar	433.242	5.223	83	8	6,80%	49,30%	31,90%	5,6	2,27	0,43	25	10	2
Pasto	428.890	6.475	66	7	9,10%	54,90%	26,90%	4,48	1,83	0,32	20	8	1
Montería	428.579	5.223	82	8	8,00%	49,90%	31,20%	5,53	2,24	0,44	24	10	2
Manizales	393.167	5.223	75	8	10,20%	52,90%	29,20%	5,06	2,08	0,39	22	9	2
Buenaventura	384.504	5.223	74	7	6,90%	45,80%	25,20%	5,22	1,85	0,29	23	8	1
Neiva	337.848	5.223	65	6	9,20%	52,60%	29,30%	4,35	1,78	0,33	19	8	1
Riohacha	231.653	6.919	33	3	8,90%	47,80%	26,80%	2,29	0,85	0,2	10	4	1
San Andrés	75.167	6.919	11	1	4,40%	53,40%	30,50%	0,73	0,3	0,05	3	1	0
Totales:											1284,41	497	104
Participación:											68%	26%	6%
Total Capacidad:											1886,07		

Fuente: UPME y BID (2015).

Se encuentra entonces que en Medellín hay 25,86 km<sup>2</sup> de techos residenciales que corresponden a un potencial estimado conservador del total del mercado para sistemas solares fotovoltaicos de 114 MWp, en el sector residencial; sin embargo, el foco de este estudio se basa en los estratos 5 y 6 debido a las altas tarifas que pagan por la energía eléctrica y, por lo tanto, a los ahorros que un sistema solar fotovoltaico podría generar. Así, teniendo en cuenta el porcentaje que representan los estratos 5 y 6 en el total de los clientes de EPM (6,35 %) se estima que el potencial para estos estratos es de 1,64 km<sup>2</sup> y 7,24 MWp. De esta manera, asumiendo un tamaño de sistema promedio de 2,5 kWp para cada vivienda, resulta en una demanda total estimada para acuerdos de compra de energía mediante sistemas solares fotovoltaicos en los estratos 5 y 6 de 2.896 proyectos.

### **6.2.3 Oferta**

Como se ha mencionado anteriormente, en la actualidad, en Colombia, no existe ninguna propuesta de acuerdos de compra de energía para el sector residencial. Se han realizado este tipo de acuerdos en el sector comercial e industrial de gran escala más no es comparable pues es otro segmento del mercado en el que no está enfocado el estudio. Por lo anterior, se determina que no hay una competencia directa para este producto.

Sin embargo, los clientes tienen otras opciones, aparte de los acuerdos de compra de energía, que se podrían considerar productos sustitutos. La primera alternativa es permanecer con la energía convencional y la segunda es adquirir personalmente el sistema solar fotovoltaico.

#### **6.2.3.1 Energía convencional**

La opción más sencilla para un usuario de energía eléctrica es permanecer con su operador de red y continuar pagando la tarifa establecida según su estrato. En el

caso de Antioquia, el operador de red es EPM, operador con amplio reconocimiento por la confiabilidad de sus redes y el buen servicio que presta a sus clientes. Sin embargo, el cliente siempre estará sujeto a los incrementos anuales y expuesto a los cambios de regulación tarifaria. A continuación, se presenta el cálculo del VPN del costo total que un cliente de energía eléctrica, en estrato 6, con un consumo promedio de 270 kWh/mes, debe pagar por la energía de quince años a partir del año 2017, con el fin de comparar la oferta actual con la propuesta de un acuerdo de compra de energía.

Para el cálculo se utiliza el promedio del crecimiento de la tarifa de energía de los últimos seis años para el estrato 5 y 6 de EPM, y el consumo promedio anual en el estrato 6. Se asume una tasa de descuento de 12 % (tabla 6).

Se encuentra, entonces, que un usuario estrato 6 en VPN debe pagar por la energía que consumirá en los próximos quince años un total de \$16.323.545 COP.

### **6.2.3.2 Compra sistema solar fotovoltaico**

Un cliente de energía eléctrica tiene la posibilidad de adquirir un sistema solar fotovoltaico realizando la compra del mismo a una empresa EPCista, y asumiendo el costo de los equipos, la instalación y el mantenimiento y operación del sistema durante su vida útil. Para efectos de comparación se calcula el VPN que debe pagar el cliente por la compra y operación del sistema durante quince años.

Como se menciona en el estudio legal, que se elaborará más adelante, para el desarrollo de este proyecto se asume que la resolución 121 de la CREG de 2017 ya ha entrado en vigencia y conserva la estructura presentada en el borrador de dicha regulación.

Por lo tanto, para el caso en el que un cliente realiza la compra del sistema, se asume que podrá generar excedentes y que, por estos, según el borrador de la resolución 121, únicamente pagará el cargo por comercialización. Para el ejemplo

se utiliza un caso presentado en el taller de autogeneración a pequeña escala y generación distribuida en el SIN, realizado por la CREG en Barranquilla en octubre de 2017, en el cual se simula una casa con un consumo de 270 kWh/mes para la cual el sistema solar ideal para producir el 100 % de la energía consumida es de 2,5 kWp.

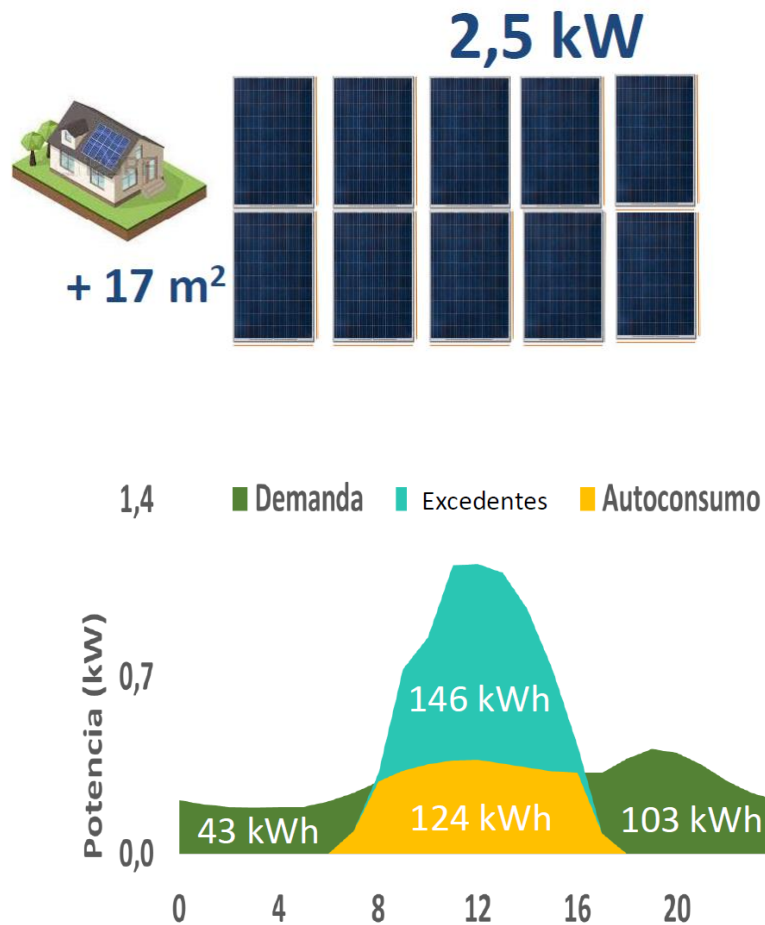


Figura 11. Ejemplo autogenerador 2,5 kW. Fuente: CREG (2017b).

En la tabla 6 se puede observar que un usuario que decida comprar un sistema solar, para reemplazar el 100 % de su consumo, debe pagar en VPN por la energía que consumirá en los próximos quince años un total de \$14.694.039 COP.

**Tabla 6.**

VPN energía convencional

Año	Costo Energía [\$/kWh]	Consumo anual Energía kWh	Costo anual energía eléctrica
1	563	3.240	-\$ 1.824.120
2	592	3.240	-\$ 1.918.974
3	623	3.240	-\$ 2.018.761
4	655	3.240	-\$ 2.123.736
5	690	3.240	-\$ 2.234.171
6	725	3.240	-\$ 2.350.348
7	763	3.240	-\$ 2.472.566
8	803	3.240	-\$ 2.601.139
9	845	3.240	-\$ 2.736.398
10	888	3.240	-\$ 2.878.691
11	935	3.240	-\$ 3.028.383
12	983	3.240	-\$ 3.185.859
13	1.034	3.240	-\$ 3.351.524
14	1.088	3.240	-\$ 3.525.803
15	1.145	3.240	-\$ 3.709.145

<b>VPN costo energía</b>	<b>-\$ 16.341.699</b>
<b>Tasa de descuento</b>	<b>12%</b>
<b>Crecimiento tarifa anual</b>	<b>5,20%</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos EPM.

**Tabla 7.**

## VPN compra sistema solar

Año	Cargo por comercialización	Mantenimiento	Inversión	Consumo anual Energía kWh	Autoconsumo kWh/año	Excedentes kWh/año	Costo anual energía autoconsumida	Costo anual energía excedentes	Flujo de caja
0	\$ -	\$ -	\$ 14.724.890	-	-				-\$ 14.724.890
1	\$ 40,22	\$ 120.000		3.240	1.488	1.752	\$ -	\$ 70.465,44	-\$ 190.465
2	\$ 42,31	\$ 126.756		3.240	1.488	1.752	\$ -	\$ 74.129,64	-\$ 200.886
3	\$ 44,51	\$ 133.892		3.240	1.488	1.752	\$ -	\$ 77.984,38	-\$ 211.877
4	\$ 46,83	\$ 141.431		3.240	1.488	1.752	\$ -	\$ 82.039,57	-\$ 223.470
5	\$ 49,26	\$ 149.393		3.240	1.488	1.752	\$ -	\$ 86.305,63	-\$ 235.699
6	\$ 51,82	\$ 157.804		3.240	1.488	1.752	\$ -	\$ 90.793,52	-\$ 248.597
7	\$ 54,52	\$ 166.688		3.240	1.488	1.752	\$ -	\$ 95.514,79	-\$ 262.203
8	\$ 57,35	\$ 176.073		3.240	1.488	1.752	\$ -	\$ 100.481,55	-\$ 276.554
9	\$ 60,33	\$ 185.986		3.240	1.488	1.752	\$ -	\$ 105.706,60	-\$ 291.692
10	\$ 63,47	\$ 196.457		3.240	1.488	1.752	\$ -	\$ 111.203,34	-\$ 307.660
11	\$ 66,77	\$ 207.517		3.240	1.488	1.752	\$ -	\$ 116.985,91	-\$ 324.503
12	\$ 70,24	\$ 219.200		3.240	1.488	1.752	\$ -	\$ 123.069,18	-\$ 342.270
13	\$ 73,90	\$ 231.541		3.240	1.488	1.752	\$ -	\$ 129.468,78	-\$ 361.010
14	\$ 77,74	\$ 244.577		3.240	1.488	1.752	\$ -	\$ 136.201,15	-\$ 380.778
15	\$ 81,78	\$ 258.347		3.240	1.488	1.752	\$ -	\$ 143.283,61	-\$ 401.630

<b>VPN costo energía (Sistema solar)</b>	- \$ 14.694.039
<b>Tasa de descuento</b>	12%
<b>Crecimiento tarifa anual cargo comercialización</b>	5,20%

Fuente: elaboración propia con base en datos de ERCO energía S.A.S.

## 6.2.4 Precio

Se determinará cuál será el rango de precios ofrecido al cliente por kWh para la energía solar fotovoltaica a partir del estudio financiero, empleando la información obtenida de EPM acerca de las tarifas por kWh de la energía convencional. Se determina que el precio por kWh ofrecido en el acuerdo de compra de energía deberá estar por debajo de los precios de la energía convencional, de forma que el proyecto sea atractivo para los clientes y rentable para el desarrollador solar. Se plantea utilizar un crecimiento anual del precio constante durante la duración del acuerdo de compra de energía inferior al crecimiento promedio de los últimos años, buscando ofrecer al cliente estabilidad y posibilidad de estimar costos fijos durante la duración del acuerdo y, adicionalmente, aumentar los ahorros anuales a medida que avanza el tiempo y la tarifa del mercado convencional sube en promedio al 5,2 % anual.

**Tabla 8.**

Precio energía eléctrica 2017 - Tarifa residencial

Precio energía eléctrica 2017 - Tarifa Residencial												
Estrato		\$/kWh										
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre
1	0-CS	200.21	202.26	204.29	205.25	206.21	206.68	206.92	206.81	207.10	207.19	207.19
	> CS	447.16	455.88	477.51	463.38	453.75	447.03	468.82	473.08	462.25	469.42	469.42
2	0-CS	250.26	252.83	255.36	256.56	257.76	258.34	258.64	258.51	258.87	258.98	258.98
	> CS	447.16	455.88	477.51	463.38	453.75	447.03	468.82	473.08	462.25	469.42	469.42
3	0-CS	380.09	387.50	405.89	393.87	385.69	379.98	398.49	402.12	392.92	399.01	399.01
	> CS	447.16	455.88	477.51	463.38	453.75	447.03	468.82	473.08	462.25	469.42	469.42
4	Todo el consumo	447.16	455.88	477.51	463.38	453.75	447.03	468.82	473.08	462.25	469.42	469.42
5	Todo el consumo	536.59	547.05	573.02	556.06	544.50	536.44	562.58	567.70	554.71	563.30	563.30
6	Todo el consumo	536.59	547.05	573.02	556.06	544.50	536.44	562.58	567.70	554.71	563.30	563.30

\*CS=Consumo subsidiad

Fuente: elaboración propia con base en datos de las Empresas Públicas de Medellín (2017a).

## 6.2.5 Comercialización y promoción

El encargado de la promoción y comercialización será directamente el desarrollador solar, que, casi siempre, es el mismo comercializador u operador de red que ya

tiene sus clientes, por lo que se utilizarán los medios de contacto ya existentes para difundir la propuesta de los acuerdos de compra de energía, como boletines, facturas mensuales, entre otras. También se emplearán los medios masivos de comunicación.

### **6.2.6 Análisis de viabilidad del estudio de mercado**

Al finalizar el estudio de mercado se puede concluir que:

- El producto estará dirigido a personas de estratos 5 y 6 del departamento de Antioquia, que vivan en casas con techos técnicamente viables para la instalación de sistemas solares fotovoltaicos.
- Una vez determinado en el estudio técnico el mínimo de proyectos necesarios para el empaquetamiento de sistemas solares fotovoltaicos se podrá concluir si la demanda estimada es suficiente; si el mercado potencial total es mayor que el mínimo de proyectos necesarios para que el empaquetamiento sea viable se determinará que el estudio de mercado es viable.
- Los acuerdos de compra de energía para el sector residencial no tienen una competencia directa actualmente en Colombia.
- Los productos sustitutos presentan grandes desventajas frente a los acuerdos de compra de energía, lo que los hace más atractivos frente a los posibles clientes.
- El precio del kWh será el precio del kWh de EPM para estratos 5 y 6 del mes de noviembre, menos un descuento determinado a partir del estudio financiero. Se puede concluir, previamente, que el precio será muy competitivo pues estará por debajo del precio del mercado.

A pesar de que aún no se sabe si la demanda estimada será suficiente para hacer viable el proyecto, se puede concluir que el producto podría ser atractivo para el público objetivo, que tiene muchas ventajas frente a los que se definieron como

productos sustitutos con un precio competitivo y que, por ende, se justifica continuar con los demás estudios.

### **6.3 Estudio técnico**

Con el estudio técnico se pretende definir el tamaño ideal de los sistemas solares fotovoltaicos según los consumos promedio de energía eléctrica de los estratos 5 y 6, presentados en el estudio de mercado para, a partir de este tamaño, determinar el volumen mínimo de proyectos a empaquetar según los requerimientos de los proveedores de equipos e instalación, para lograr economías de escala que permitan la viabilidad del proyecto. Para la selección de los equipos y proveedores se consulta con un experto en el desarrollo de instalaciones solares fotovoltaicas en Colombia, a nivel residencial, comercial e industrial.

#### **6.3.1 Tamaño ideal sistema solar fotovoltaico**

El cálculo de tamaño ideal del sistema se basa en la premisa de la aprobación del borrador de la resolución 121 de la CREG y, por lo tanto, de la aprobación del *net metering* bajo las condiciones establecidas en dicho borrador. Según esto, se pretende determinar el tamaño del sistema solar que permitirá generar el 100 % de la energía consumida por el usuario, en este caso para clientes del estrato 5 o 6 con un consumo promedio de 270 kWh/mes obtenido del estudio de mercado.

Adicionalmente, se utilizará el dato de radiación solar obtenida en el estudio sectorial, en el cual, según el mapa de radiación de la UPME, la radiación multianual en Antioquia oscila entre 4 y 4,5 kWh/m<sup>2</sup> al día, dato que se corrobora con el ingeniero experto en energía solar fotovoltaica Juan Esteban Hincapié Rivera, quien confirma que en proyectos realizados en Antioquia se tienen mediciones de generación de aproximadamente 4 kWh/kWp\* día.

$$\text{Consumo diario cliente estrato 6} = \frac{270kWh}{mes} * \frac{1mes}{30días} = \frac{9kWh}{dia}$$

$$\text{Tamaño sistema ideal} = \frac{9kWh}{dia} * \frac{1kWp * dia}{4kWh} = 2,25kWp$$

Se obtiene, entonces, que el tamaño ideal del sistema solar fotovoltaico para la generación del 100 % del consumo de energía total promedio de un cliente en el estrato 6 es de 2,25 kWp. Es muy importante mencionar que los tamaños de los sistemas podrán variar según los consumos de cada cliente, ya que un cliente del estrato 5 o 6 puede tener consumos de energía muy variables desde los 30 kWh/mes hasta los 2.000 kWh/mes, o hasta más; sin embargo, para efectos del estudio se harán todos los cálculos con el promedio obtenido en el estudio de mercado, dato que es de alta fidelidad debido a su fuente.

Adicionalmente, se debe realizar una verificación de la potencia total del sistema obtenida, con la capacidad estándar de los módulos que se van a utilizar, para determinar una potencia real definitiva del sistema solar fotovoltaico. Esto se hará luego de definir los módulos que se utilizarán para el proyecto.

### **6.3.2 Materias primas, insumos e instalación o mano de obra**

Para efectos del estudio es de vital importancia definir los equipos que se van a utilizar en el desarrollo de los proyectos y los proveedores de los mismos; esto con el fin de poder establecer los mínimos para realizar importaciones directas con el fabricante y obtener los precios para poder realizar una modelación financiera precisa, que ayude a determinar, de una forma real, la viabilidad del proyecto.

Para la selección de equipos y proveedores se consultó con el ingeniero Juan Esteban Hincapié Rivera, Gerente de Proyectos de la empresa Erco Energía S.A.S., empresa que cuenta con seis años de experiencia en el desarrollo de proyectos

solares en Colombia, con foco principal en el departamento de Antioquia y en la ciudad de Medellín.

Luego de realizar una explicación completa del proyecto a Juan Esteban su recomendación principal es: “Para proyectos en los cuales el horizonte es a tan largo plazo, entre diez y veinticinco años, se debe realizar una selección muy cuidadosa de los equipos principales, como módulos solares e inversores, ya que la reposición de uno de estos equipos puede implicar la inviabilidad del proyecto. Por lo tanto, se debe buscar un proveedor que ofrezca garantías con tiempos lo más cercanos posibles o superiores al horizonte total del proyecto” (entrevista personal de los autores con J. E. Hincapié, Medellín, 2017). Basado en su propia recomendación, Juan Esteban realiza la selección de los equipos que considera más adecuados, teniendo en cuenta el tamaño de los proyectos y su experiencia en general.

#### **6.3.2.1 Módulos fotovoltaicos**

Para los módulos fotovoltaicos la recomendación consiste en utilizar la marca número uno del mundo, Jinko Solar, según la clasificación de Bloomberg para los fabricantes de módulos fotovoltaicos, la cual se basa principalmente en la capacidad financiera, la bancabilidad de la compañía, la calidad del producto y la capacidad de responder a las garantías de veinticinco años que ofrecen sobre su producto. El módulo recomendado para la aplicación de este proyecto es la referencia JKM270PP-60 debido, según el experto, a su relación costo-beneficio y a que es uno de los módulos más comerciales del fabricante.

Basado en la recomendación del experto se realiza un análisis sobre la compañía Jinko Solar y se hace un acercamiento con el gerente comercial para Colombia, con quien se establece el mínimo para comprar directamente con Jinko y con un precio basado en ese mínimo.

Jinko Solar es una compañía china relativamente nueva. Su fundación data del año 2006; sin embargo, en los pocos años que lleva en el mercado ha logrado posicionarse como la compañía número uno en fabricación de módulos solares a nivel mundial. Cuenta con ocho plantas de fabricación y más de 15.000 empleados en sus fábricas y 34 subsidiarias. Actualmente, Jinko Solar tiene una cuota de mercado en Latinoamérica superior al 41 % y un representante directamente en Colombia, factor de gran importancia para el desarrollo del proyecto debido a la facilidad en la comunicación y gestión de la importación de los módulos.

Adicionalmente, las garantías son de diez años por defectos de fábrica y veinticinco por eficiencia del módulo, lo cual indica que su vida útil es superior a este periodo de garantía ("2017 Company Presentation", 2018).

Luego del breve pero contundente análisis sobre la compañía Jinko Solar, se determina que para efectos del proyecto es un aliado ideal y se procede a trabajar con la documentación técnica de los módulos sugeridos por el experto, documentación de gran importancia para el estudio debido a que basados en la misma se determina la capacidad de generación de los sistemas y los posibles ingresos; adicionalmente, en la ficha técnica se visualiza el embalaje de los equipos por contenedor HQ de 40 pies, el cual es el mínimo requerido por Jinko para una compra directa, según su gerente comercial para Colombia, Diego López.

JKM270PP-60

255-270 Vatios

MÓDULO POLICRISTALINO

---

Tolerancia positiva 0/+3%

---

Fábrica con certificación ISO9001:2008,  
ISO14001:2004, OHSAS18001

Productos con certificación IEC61215, IEC61730





### Principales características



- 

**Célula solar 4 bus bar:**  
La célula solar 4 bus bar adapta una nueva tecnología para mejorar la eficiencia de los módulos, ofrece un mejor aspecto estético, lo que es perfecto para su instalación en los tejados.
- 

**Potencia Elevada:**  
Los módulos de 60 células policristalinos alcanzan potencias de hasta 270Wp.
- 

**Garantía Anti-Degradación Potencial Inducida (PID):**  
Se garantiza una degradación limitada de la potencia del módulo Eagle causada por la Degradación Potencial Inducida (PID por sus siglas en inglés) bajo condiciones de 60°C/85% de humedad relativa para la producción en masa...
- 

**Rendimiento con baja irradiación lumínica:**  
El avanzado cristal y el texturizado de la superficie de la célula fotovoltaica permiten un resultado excelente en condiciones de baja irradiación lumínica.
- 

**Resistencia en condiciones climatológicas adversas:**  
Certificado para soportar rachas de viento (2.400 Pascal) y cargas de nieve (5.400 Pascal).
- 

**Resistencia en condiciones ambientales extremas:**  
Alta resistencia a la brisa marina y al amoníaco, certificado por TÜV NORD.
- 

**Coefficiente de Temperatura:**  
El coeficiente de temperatura mejorado reduce la pérdida de potencia en altas temperaturas.

### GARANTÍA DE RENDIMIENTO LINEAL

10 Años de garantía de producto + 25 Años de garantía de potencia lineal

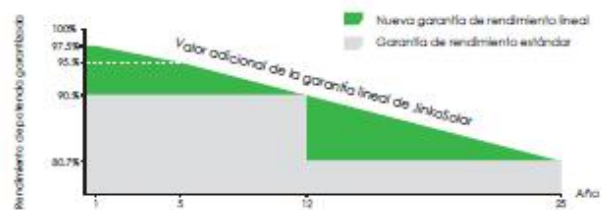
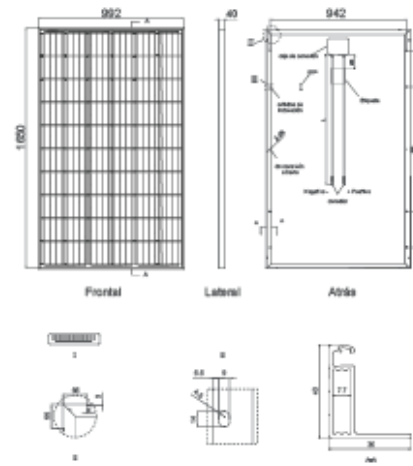


Figura 12. Ficha técnica JKM270PP-60 (1). Fuente: Jinkosolar (2008).

## Dibujos técnicos

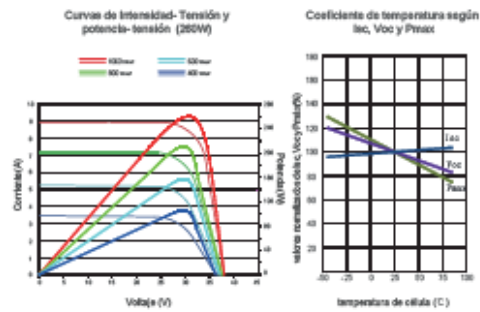


## Embalaje

(Dos cajas = un pallet)

25 pzs./caja, 50 pzs./caja, 700 pzs./40 'HQ contenedores

## Rendimiento eléctrico y dependencia de la temperatura



## Características mecánicas

Tipo de célula	Policristalina	156x156mm (6 pulgadas)
Nº de células	60 (6x10)	
Dimensiones	1650x992x40mm (65,00x39,05x1,57 pulgadas)	
Peso	19.0kg (41.9 libras)	
Vidrio frontal	3,2 mm, alta transmisión, bajo contenido en hierro, vidrio templado	
Estructura	Aleación de aluminio anodizado	
Caja de conexión	Clase IP67	
Cables de salida	TUV 1x4,0 mm <sup>2</sup> , longitud 900 mm	

## ESPECIFICACIONES

Tipo de módulo	JKM255PP		JKM260PP		JKM265PP		JKM270PP	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia nominal (P <sub>m</sub> )	255Wp	190Wp	260Wp	194Wp	269Wp	198Wp	270Wp	202Wp
Tensión en el punto P <sub>m</sub> -VMPP (V)	30.8V	28.1V	31.1V	28.3V	31.4V	28.7V	31.7V	29.0V
Corriente en el punto P <sub>m</sub> -IMPP (A)	8.28A	6.75A	8.37A	6.84A	8.44A	6.91A	8.52A	6.97A
Tensión en circuito abierto-VOC (V)	38.0V	35.0V	38.1V	35.1V	38.6V	35.3V	38.8V	35.6V
Corriente de cortocircuito-ISC (A)	8.92A	7.22A	8.98A	7.26A	9.03A	7.31A	9.09A	7.35A
Eficiencia del módulo (%)	15.58%		15.69%		16.19%		16.50%	
Temperatura de funcionamiento (°C)	-40°C~+85°C							
Tensión máxima del sistema	1000VDC (IEC)							
VALORES máximos recomendados de los fusibles	15A							
Tolerancia de potencia nominal (%)	0~+3%							
Coefficiente de temperatura de P <sub>MAX</sub>	-0.40%/°C							
Coefficiente de temperatura de VOC	-0.30%/°C							
Coefficiente de temperatura de ISC	0.05%/°C							
TEMPERATURA operacional nominal de célula	45±2°C							

STC: ☀️ Radiación 1000 W/m<sup>2</sup> 🏠 Célula módulo 25°C ☁️ AM=1.5

NOCT: ☀️ Radiación 800 W/m<sup>2</sup> 🏠 Ambiente módulo 20°C ☁️ AM=1.5 🌬️ Velocidad del viento 1m/s

• TOLERANCIA de medición de potencia: ± 3%

La empresa se reserva el derecho final de explicación de toda la información presentada por este medio. BP-MKT-270PP\_rev2015

Figura 13. Ficha técnica JKM270PP-60 (2). Fuente: Jinkosolar (2008).

De la ficha técnica se obtiene que, para un contenedor de 40 pies HQ, la cantidad de módulos de 270 Wp es de 700 en 28 *pallets* de 25 módulos; por lo tanto, la potencia total en Wp mínima para realizar una importación directa es de:

$$\text{Potencia mínima importación directa} = \frac{270 \text{ Wp}}{\text{und}} \times 700 \text{ und} = 189.000 \text{ Wp}$$

Adicionalmente, se verifica el tema de las garantías.

## GARANTÍA DE RENDIMIENTO LINEAL

10 Años de garantía de producto • 25 Años de garantía de potencia lineal

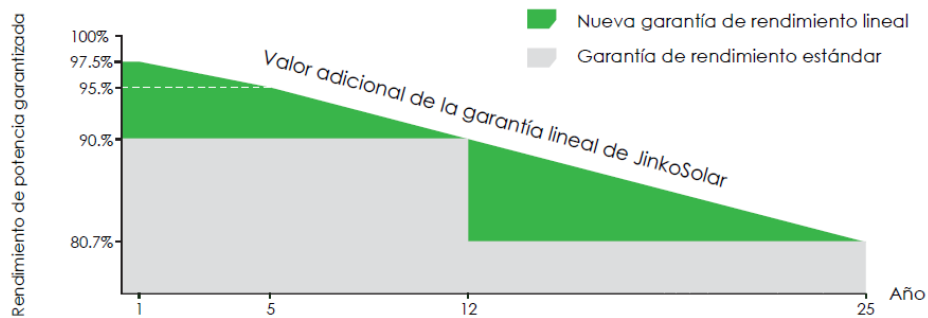


Figura 14. Garantía de rendimiento lineal JKM270PP-60. Fuente: Jinkosolar (2008).

La información sobre la garantía de la eficiencia lineal es de gran importancia para el modelo financiero, ya que la degradación anual del módulo afectará directamente la generación y, por ende, los ingresos por venta de energía. La degradación máxima anual garantizada es de 0,7 % anual; sin embargo, para el modelo, según Diego López, es más acertado utilizar un porcentaje de degradación del 0,5 % anual, según la información recopilada por Jinko en laboratorios y experiencia en el mercado.

Con respecto al precio se recibe una cotización por Wp de 0,375 USD/Wp para el contenedor de 40 pies HQ, el cual, como se mencionó anteriormente, trae un total de 189.000 Wp. Por lo tanto, el precio total de la compra mínima en módulos es de:

$$0,375 \frac{USD}{Wp} * 189.000 Wp = 70.875 USD$$

El precio de cada módulo es:

$$Módulo Jinko solar 270 Wp = 0,375 \frac{USD}{Wp} * 270 Wp$$

$$Módulo Jinko solar 270 Wp = 101,25 USD$$

Es importante tener en cuenta que este costo es con los equipos puestos en Puerto de Buenaventura bajo ICOTERM CIF. Por lo tanto, se debe estimar el costo de nacionalización y transporte terrestre a Medellín.

Para estos dos valores se consulta con una empresa de logística, la cual cuenta con experiencia en la importación, nacionalización y transporte de este tipo de carga, y otorga unos valores aproximados de:

$$Transporte terrestre = 3.500.000 a 3.900.000 COP$$

$$Nacionalización = 4.500.000 COP$$

Con el fin de tener un modelo lo más conservador posible se toma el límite superior del estimado por la empresa de logística.

$$Total transporte terrestre + nacionalización = 9.400.000 COP$$

$$(Total transporte terrestre + nacionalización)por módulo = \frac{9.400.000 COP}{700 und}$$

*(Total transporte terrestre + nacionalización) por módulo = 13.429 COP*

Una vez definida la referencia que se utilizará, se procede a calcular el tamaño real del sistema posible con dicha referencia de módulos.

$$\frac{\textit{Tamaño ideal sistema}}{\textit{Potencia del módulo}} = \textit{Cantidad de módulos}$$

$$\frac{2,25 \textit{ kWp}}{0,27 \left(\frac{\textit{kWp}}{\textit{und}}\right)} = 8,33 \textit{ und}$$

El número ideal de paneles es de 8,33, por lo tanto, se aproxima al número entero siguiente (9), con el fin de garantizar la generación mínima de energía requerida para suplir el 100 % del consumo.

$$\textit{Potencia real del sistema} = 9 \textit{ und} * 0,270 \left(\frac{\textit{kWp}}{\textit{und}}\right)$$

$$\textit{Potencia real del sistema} = 2,43 \textit{ kWp}$$

Se obtiene entonces que el tamaño real del sistema solar fotovoltaico para la generación del 100 % del consumo de energía total promedio de un cliente en el estrato 6 es de 2,43 kWp.

### **6.3.2.2 Inversores de potencia**

Con respecto a los inversores de potencia, los cuales son los equipos encargados de convertir la corriente directa proveniente de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna, y de sincronizar el sistema solar con la red eléctrica, la recomendación del experto consiste en utilizar microinversores, los cuales son equipos pequeños y que tienen la particularidad de que se debe instalar uno por

cada módulo fotovoltaico, en algunos casos por cada dos y máximo hasta cuatro; sin embargo, el estándar es un microinversor por cada módulo.

La ventaja, según Juan Esteban Hincapié, consiste en que, a diferencia de los inversores centrales, los microinversores permiten el monitoreo de cada módulo y mejoran la eficiencia general del sistema, debido a que tienen un comportamiento superior frente a las sombras; adicionalmente, los microinversores cuentan con garantías superiores a los inversores. Enphase es la marca de microinversores que mejores garantías ofrece, hasta veinticinco años por defectos de fábrica, además cuenta con una de las mejores eficiencias del mercado.

Para efectos del estudio, y siguiendo la recomendación del experto, se define el microinversor M215 de Enphase como el equipo a utilizar para el proyecto.

Enphase cuenta con una amplia cadena de distribuidores autorizados y para Colombia cuenta con una empresa que comercializa sus equipos desde Miami. La empresa se llama WTS World Technology Supply, con quienes se establece contacto y determina que el mínimo para comprar con ellos es de caja de microinversores, la cual contiene doce de estos equipos. Según esta información, el mínimo de equipos para el proyecto será determinado por los módulos solares en los cuales la mínima compra es de 700 unidades. Basados en este número, se solicita la cotización a WTS para una cantidad de 700 microinversores, para la cual presentan un precio de 103 USD por unidad incluyendo el cable de conexión entre microinversores ICOTERM CIF. Según esto, el precio total de la compra de los microinversores para el proyecto es de:

$$\frac{103 \text{ USD}}{\text{und}} * 700 \text{ und} = 72.100 \text{ USD}$$

Es importante tener en cuenta que este costo es con los equipos puestos en Puerto de Buenaventura bajo ICOTERM CIF. Por lo tanto, se debe estimar el costo de nacionalización y transporte terrestre a Medellín.

Para estos dos valores se consulta con una empresa de logística la cual cuenta con experiencia en la importación, nacionalización y transporte de este tipo de carga, la cual otorga un valor aproximado por estos dos rubros de:

$$\text{Transporte terrestre + nacionalización} = 7.000.000 \text{ COP}$$

$$(\text{Transporte terrestre + nacionalización}) \text{ por microinversor} = \frac{7.000.000 \text{ COP}}{700}$$

$$(\text{Transporte terrestre + nacionalización}) \text{ por microinversor} = 10.000 \text{ COP}$$

### 6.3.2.3 Cableado, accesorios, estructura y medidor bidireccional

Los sistemas solares fotovoltaicos se componen, además de los equipos principales de otra serie de elementos como lo son el cableado, los accesorios eléctricos como canaletas, interruptores, tableros, entre otros, la estructura para el soporte de los módulos y el contador bidireccional, elemento indispensable para la medición de los consumos y, por lo tanto, para el cobro de la energía.

Para efectos del proyecto se solicita a la empresa Erco Energía que realice una cotización de los elementos necesarios para la instalación de los sistemas solares de 2,43 kWp, asumiendo una distancia máxima de los módulos fotovoltaicos al punto de conexión de veinticinco metros.

**Tabla 9.**

Cotización estimada sistema solar de 2,43 kWp

1	Medidor bidireccional	595.000	1	595.000
2	Cableado y accesorios	725.760	1	725.760
3	Estructura tipo techo	508.090	1	508.090
TOTAL				1.828.850

Fuente: Erco Energía.

Con esta información resta, únicamente, el costo de la instalación para tener el total del costo de cada sistema del paquete.

#### **6.3.2.4 Instalación o mano de obra**

El estudio sobre el empaquetamiento de sistemas solares fotovoltaicos para determinar la viabilidad de los acuerdos de compra de energía para sistemas de menos de 20 kWp se realiza basado en cotizaciones de terceros expertos en el tema de instalación de sistemas solares, logística, importación e ingeniería. Por lo tanto, no se realizará un análisis de los costos que implica tener un equipo de montajes, sino que se procede a cotizar con una de las compañías con más trayectoria en Colombia en la instalación de proyectos solares y EPC en general, Erco Energía, para determinar el costo total del EPC del proyecto.

Juan Esteban Hincapié hace la aclaración de que cada montaje, así el sistema sea del mismo tamaño, puede tener unas pequeñas variaciones debido al acceso, las condiciones del techo para la instalación, las condiciones de las redes eléctricas entre otros factores en los precios del EPC, pero que, sin embargo, un precio promedio puede dar una muy alta precisión al estudio, ya que estas variaciones, según su experiencia, no son significativas.

$$\text{Precio EPC Proyecto } 2,43 \text{ kWp} = 3.645.000$$

#### **6.3.2.5 Operación y mantenimiento**

Para estimar el valor y periodicidad de los mantenimientos se consultó con el asesor Juan Esteban Hincapié, quien indicó que estos sistemas solo requieren un mantenimiento dos veces al año, que consta de la limpieza de los paneles para garantizar la generación y la revisión de los parámetros eléctricos. Estos mantenimientos tienen un costo aproximado de 360.000 COP anuales.

### 6.3.3 Determinación del mínimo de proyectos a empaquetar

Una vez obtenidos los datos por parte de los fabricantes. sobre la mínima compra posible. y teniendo el tamaño real del sistema solar, se puede determinar el mínimo de proyectos a empaquetar.

$$\text{Número mínimo de proyectos} = \frac{\text{Potencia mínima importación directa}}{\text{Tamaño real sistema}}$$

$$\text{Número mínimo de proyectos} = \frac{189 \text{ kWp}}{2,43 \left(\frac{\text{kWp}}{\text{und}}\right)}$$

$$\text{Número mínimo de proyectos} = 77,77 \text{ und}$$

El número mínimo de proyectos para empaquetar, con el fin de poder realizar compras directas y obtener beneficios por escala en las importaciones, es de 77 proyectos.

### 6.3.4 Análisis de viabilidad estudio técnico

Con el número de proyectos mínimo para realizar el empaquetamiento, y según el estudio de mercado, se puede verificar que hay viabilidad para el desarrollo del proyecto del estudio, ya que la demanda calculada de manera conservadora en dicho estudio es muy superior al mínimo técnicamente viable de proyectos a empaquetar.

$$2896 > 77$$

Adicionalmente, se determina que, con respecto al aspecto técnico, no hay ningún impedimento para el desarrollo del proyecto. Por ende, se concluye que este estudio es viable y que se justifica continuar con los demás.

## **6.4 Estudio legal**

### **6.4.1 Desarrollo estudio legal**

Como se ha mencionado durante todo el estudio, la viabilidad para el desarrollo de proyectos con energía solar fotovoltaica es muy dependiente de la legislación. De ahí la importancia de conocerla fondo y entender las limitaciones y las ventajas que ofrece para el desarrollo de los proyectos, sobre todo porque el limitante principal para los acuerdos de compra de energía en proyectos de pequeña escala ha sido la interpretación que se ha hecho de la ley. Se resaltarán aquellos artículos que favorecen y desfavorecen el desarrollo de este proyecto para, finalmente, determinar si desde el punto de vista legal es viable realizar el empaquetamiento.

Se hará entonces una revisión de la ley 1715 de 2014, a partir de la cual se empezó a regular la integración de energías renovables al sistema energético nacional; la ley consta de diez capítulos divididos en 46 artículos, en ella se describen y sintetizan las reglas para la generación de energía eléctrica con fuentes no convencionales y los incentivos para la inversión en este tipo de proyectos como son la promoción de generación distribuida y autogenerada a pequeña escala, entrega de excedentes de energía, sistemas de medición bidireccionales y mecanismos de conexión simplificados e incentivos fiscales (Escobar et al., 2016). Paralelamente, se hará una revisión de los decretos y resoluciones que surgieron a partir de esta ley en los que se expiden las regulaciones que permitirán su implementación.

Para empezar, se resaltarán algunas definiciones que se encuentran en el capítulo 1 de la ley 1715, que pueden ser importantes para entender el contexto; entre ellas se encuentran (Congreso de Colombia, 2014):

Autogeneración: actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades. En el evento en que se generen excedentes de energía eléctrica, estos podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la CREG.

Autogeneración a pequeña escala: autogeneración cuya potencia máxima no supera el límite establecido por la UPME.

Contador bidireccional: contador que acumula la diferencia entre los pulsos recibidos por sus entradas de cuenta ascendente y cuenta descendente.

El límite establecido por la UPME, para definir los autogeneradores de pequeña escala, es de 1MW (UPME, 2015b); de esta forma, sabemos que los proyectos que se pretenden evaluar con este estudio pertenecen a esta categoría y se ven beneficiados por el artículo 8, que se refiere a la promulgación de la autogeneración a pequeña escala:

Se autoriza a los autogeneradores a pequeña y grande escala, a entregar sus excedentes a la red de distribución. (Una vez la CREG expida la regulación correspondiente). Para el caso de autogeneradores a pequeña escala los excedentes que entreguen a la red se reconocerán mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía. Los acreedores de estos créditos podrán negociarlos con terceros naturales o jurídicos (Congreso de Colombia, 2014).

Este artículo es tal vez uno de los más importantes y que más favorece el desarrollo de este proyecto, pues el hecho de que se puedan entregar los excedentes a la red, a cambio de créditos de energía negociables, hace que sea posible realizar instalaciones solares para suplir el 100 % de la energía que se consume en una residencia, local comercial o industria; esto debido a que la energía que se consume durante la noche puede ser generada durante el día, almacenada en la red en forma de créditos y, posteriormente, utilizada para los consumos nocturnos.

En marzo de 2017, tres años después de la promulgación de la ley, se expidió el decreto 348 de 2017, con el que se adiciona una sección completa al decreto 1073 de 2015 (por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector

Administrativo de Minas y Energía) con los lineamientos de política energética en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala. En este se definen los parámetros para ser considerado autogenerador a pequeña escala. Como se mencionó anteriormente, la potencia instalada deber ser igual o menor al límite máximo determinado por la UPME; además, la energía producida debe ser para su propio consumo sin necesidad de usar los activos del Sistema de Transmisión Regional o Sistema de Distribución Local. La cantidad de energía sobrante o excedente podrá ser cualquier porcentaje del valor de su consumo propio, los activos de generación pueden ser de propiedad de la persona natural o jurídica o de terceros, y la operación de dichos activos puede ser desarrollada por los propietarios o por terceros (Ministerio de Minas y Energía, 2017). Como está planteado el desarrollo de este proyecto, se cumplirían todos estos parámetros, lo que permitiría obtener los beneficios que implica ser autogeneradores de pequeña escala.

Posteriormente, en agosto del 2017, la CREG presentó el borrador de la resolución 121 de 2017, en la que se regulan los aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional. Cabe anotar que, como se ha mencionado anteriormente, para efectos del desarrollo de este estudio se asumirá que no van a darse cambios en el borrador y que la resolución es aprobada de acuerdo con lo allí establecido.

En este borrador de la resolución, la CREG resuelve que para los autogeneradores de pequeña escala, que utilizan fuentes no convencionales de energía renovable, con capacidad instalada menor a 0,1MW (CREG, 2017a):

- Los excedentes que sean menores o iguales a su importación serán permutados por su importación de energía eléctrica de la red en el periodo

de facturación. Por estos excedentes el comercializador cobrará al autogenerador, por cada KWh, el costo de comercialización.

- Los excedentes que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red, en el periodo de facturación, se liquidarán al precio promedio de la bolsa del mes  $m-2$  considerando  $m$  al mes del momento de la liquidación, calculado con todos aquellos precios en el periodo que no superaron el precio de escasez ponderado.

En esta resolución, la CREG también indica que el comercializador es el responsable de la liquidación y la facturación, y debe incluir en las facturas información detallada de consumos, exportaciones, cobros, entre otros (CREG, 2017a).

Además de la posibilidad de entregar los excedentes a la red y recibir beneficios a partir de esto, la ley presenta, en el capítulo 3, los incentivos que se darán a los que inviertan en proyectos de fuentes no convencionales de energía; previamente, en el capítulo 1, se define la energía solar como una de estas fuentes. Algunos de estos incentivos se presentan a continuación:

Los obligados a declarar renta que realicen inversiones en el ámbito de la producción y utilización de fuentes de energía no convencionales tendrán derecho a reducir anualmente su renta por los cinco años siguientes al año gravable en que hayan realizado la inversión, el 50 % del valor total de la inversión realizada. El valor a deducir no podrá ser mayor al 50 % de la renta líquida del contribuyente, determinada antes de restar el valor de la inversión. Esto siempre y cuando la inversión tenga el certificado de beneficio ambiental por el Ministerio de Ambiente y sea debidamente certificada como tal por el Ministerio de medio Ambiente y Desarrollo Sostenible.

Los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la preinversión e inversión, para la producción y utilización de energía a través de fuentes no convencionales, así como para medición y evaluación de potenciales recursos, estarán excluidos de IVA. El Ministerio de Ambiente certificará los equipos y servicios excluidos del gravamen.

Las personas naturales o jurídicas que sean titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos de fuentes no convencionales de energía gozarán de exención del pago de los derechos arancelarios de importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para el desarrollo de estos

proyectos. La exención deberá ser solicitada a la DIAN mínimo quince días hábiles antes de la importación.

La actividad de generación de energía a partir de fuentes no convencionales gozará del régimen de depreciación acelerada. Se aplicará a la maquinaria, equipos y obras civiles que sean adquiridos o construidos exclusivamente para este fin. La tasa anual de depreciación no será mayor al 20 % y podrá ser variada anualmente con previa autorización de la DIAN (Congreso de Colombia, 2014).

Todos estos incentivos resultan ser muy atractivos, tanto para el cliente como para los desarrolladores solares y EPCistas; sin embargo, para poder obtener estos beneficios se debe incurrir en algunos costos y trámites, como la presentación del proyecto ante la UPME y la ANLA para obtener las certificaciones necesarias para acceder a los beneficios tributarios, estos trámites tienen un costo aproximado de 890.000 pesos, independientemente del tamaño del proyecto, además toma un tiempo total de entre cuatro y diez meses, lo cual para un proyecto pequeño puede significar la inviabilidad. A continuación, se describe el proceso para la obtención de los certificados.

En un principio se debe realizar el registro del proyecto ante la UPME, de esto se obtiene el certificado de registro y puede tardar hasta treinta días calendario. Una vez se tiene el certificado de registro se procede a pedir a la UPME la certificación sobre el aval del proyecto. Esta certificación puede ser solicitada únicamente por la persona que realiza la inversión, conjuntamente con la que realiza la importación o conjuntamente con la empresa EPCista (Ministerio de Minas y Energía, 2016).

El procedimiento de la solicitud consta de tres pasos: primero se debe radicar la información en la ventanilla de la UPME. Entre la información requerida se encuentra el formato de presentación, formato de especificaciones del elemento, equipo, maquinaria o servicios, copia de cédula o certificado de existencia y representación legal, descripción del proyecto, descripción de la función que cumple cada uno de los elementos, equipos, maquinaria o servicios a adquirir y, por último, catálogos y planos descriptivos que incluyan las especificaciones técnicas de los elementos, equipos, maquinaria o servicios objeto de la solicitud. Una vez radicada la información la UPME tendrá quince días calendario para solicitar información

adicional; el solicitante tendrá quince días para allegar la información requerida. Finalmente, en un término de quince días calendario, el comité evaluador de la UPME tomará la decisión sobre la expedición o no de la certificación, la cual se dará mediante carta o correo electrónico en un término no mayor a 45 días. En caso de aprobación la carta vendrá acompañada por el certificado que tiene una vigencia de dieciocho meses (Ministerio de Minas y Energía, 2016).

Por último, se debe realizar el procedimiento para la emisión de la certificación de incentivo ambiental frente a la ANLA. En este caso, quienes podrán realizar la solicitud serán:

Para fines de la exclusión del IVA: a) La persona natural o jurídica que adquiere y destina para su uso los elementos, equipos o maquinaria, o que adquiere los servicios necesarios para las nuevas inversiones y preinversiones en proyectos de FNCE b) Conjuntamente, quien realiza la inversión y quien realice la importación. c) Conjuntamente, quien realiza la inversión y la entidad bancaria que bajo la modalidad de *leasing* financiero con opción irrevocable de compra realice la inversión.

Para fines de la deducción especial de renta y complementarios: el contribuyente declarante del impuesto sobre la renta y complementarios que realice directamente nuevas erogaciones en investigación, desarrollo e inversión en el ámbito de la producción y utilización de energía a partir de FNCER o Gestión Eficiente de Energía (Ministerio de Minas y Energía, 2016).

El procedimiento de la solicitud consta de cuatro pasos, el primero es radicar ante la ANLA la solicitud con todos los requisitos; posteriormente, la ANLA tendrá cinco días hábiles para expedir el acto que da inicio al trámite o para requerir el cumplimiento de los requisitos documentales para iniciar el trámite; en el término de los siguientes diez días hábiles la ANLA evaluará la información y podrá solicitar información adicional, para lo que otorga un plazo de máximo un mes prorrogable por quince días hábiles más. Finalmente, en caso de que no se haya solicitado información adicional, o que el solicitante la haya presentado a tiempo, la ANLA tendrá veinticinco días hábiles para certificar o no el incentivo ambiental mediante resolución motivada. La certificación tendrá una vigencia de un año, se presentará

ante la VUCE y con esto se dará la notificación a la DIAN del acceso a los beneficios de IVA y aranceles (Ministerio de Minas y Energía, 2016).

Adicionalmente, la importación se debe realizar individualmente para el proyecto, para obtener la exención del pago de los derechos arancelarios y del IVA. Esto implica que si el proyecto es muy pequeño los costos de la importación sean muy altos, ya que no existe economía de escala y se debe comprar a través de distribuidores y el costo del transporte por kWp sea mucho más elevado de lo normal; por lo tanto, en algunos casos la exención de los aranceles y el IVA es menor al costo adicional que implica importar en volúmenes tan pequeños.

Se encuentra entonces que los incentivos de la ley favorecen el desarrollo del proyecto siempre y cuando sea posible realizar el empaquetamiento de varios proyectos pequeños que hagan que los beneficios tributarios y los incentivos sean mayores a los costos de importación y presentación de los proyectos ante la UPME y la ANLA.

Finalmente, el artículo 19 de la ley 1715, que habla del desarrollo y promoción de la energía solar, indica que:

El Gobierno nacional considerará la viabilidad de desarrollar la energía solar como fuente de autogeneración para los estratos 1, 2 y 3 como alternativa al subsidio existente para el consumo de electricidad de estos usuarios. Y que a través del Ministerio de Minas y Energía considerará esquemas de medición para todas aquellas edificaciones oficiales o privadas, industriales, comercios y residencias que utilicen fuentes de generación solar. El esquema de medición contemplará la posibilidad de la medición en doble vía (*net metering*), de forma que se habilite un esquema de autogeneración para dichas instalaciones (Congreso de Colombia, 2014).

De lo anterior, se puede concluir que hay intenciones del Gobierno de promover este tipo de iniciativas, y que posiblemente más adelante se pueda pensar en

ampliar el mercado objetivo de este estudio hasta personas de estratos 1, 2 y 3, contando con el apoyo del gobierno.

Durante la revisión de la legislación no se encontró nada acerca del empaquetamiento de proyectos, sin embargo, no hay mención alguna que indique que no es posible realizar la presentación conjunta de varios proyectos; por lo tanto, para efectos del trabajo de grado, se asume la posibilidad de presentar proyectos empaquetados siempre y cuando sea un único desarrollador solar el que realice la inversión en los activos de generación solar y pueda acceder a los beneficios que la ley establece para las personas naturales y jurídicas que realicen inversiones en estas tecnologías.

#### **6.4.2 Análisis de viabilidad del estudio legal**

Previamente, se había dicho que el entorno legal actual de Colombia favorece el desarrollo de proyectos con energías renovables de fuentes no convencionales. Ahora, a partir de un análisis más profundo de la legislación vigente, se puede decir que hay muchos puntos favorables para el proyecto dentro de la legislación actual y que todos los puntos desfavorables para el desarrollo de este proyecto se resuelven con la supuesta aprobación del empaquetamiento.

Por ende, se concluye que este estudio es viable y que se justifica continuar con los demás.

#### **6.5 Estudio financiero**

El estudio financiero tiene como finalidad integrar los resultados principales de los demás estudios para la elaboración de un flujo de caja proyectado que permita determinar la viabilidad económica del proyecto, mediante el estudio de indicadores como la TIR y el VPN, y establecer factores como el tiempo en años del acuerdo de compra de energía y el precio por kWh que hacen viable el proyecto. Por último, con los datos obtenidos, se analiza la viabilidad desde la perspectiva del cliente en

comparación con los ejemplos presentados previamente de la oferta con la que se cuenta en el mercado.

Los cálculos de soporte están en el Anexo A de este texto.

### 6.5.1 Consolidación CAPEX del proyecto

Se recopila la información de los costos obtenidos en el estudio técnico para consolidar el total del costo de los equipos y la instalación de cada sistema de 2,43 kWp, para posteriormente calcular el total de la inversión.

**Tabla 10.**

Consolidación CAPEX por sistema solar fotovoltaico

CONSOLIDACIÓN CAPEX POR SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO 2,43KwP				
Ítem	Descripción	Precio Unitario	Cantidad	Total
1	Panel Fotovoltaico Jinko Solar 270 Wp	307.054	9	2.763.486
2	Micro Inversor M215	308.700	9	2.778.300
3	Medidor bidireccional	595.000	1	595.000
4	Cableado y accesorios	725.760	1	725.760
5	Estructura	508.090	1	508.090
6	Instalación y transporte	2.963.400	1	2.963.400
TOTAL				10.334.036

Fuente: elaboración propia.

Una vez obtenido el costo total de cada sistema se calcula el total de la inversión, teniendo en cuenta la cantidad mínima de sistemas a empaquetar obtenida en el estudio técnico.

**Tabla 11.**

Consolidación CAPEX por sistema

CONSOLIDACIÓN CAPEX POR SISTEMA				
Ítem	Descripción	Precio Unitario	Cantidad	Total
1	Sistema solar fotovoltaico 2,46kWp	10.334.036	77	795.720.772
TOTAL				795.720.772

Fuente: elaboración propia.

## **6.5.2 Supuestos del modelo**

Para el desarrollo del estudio financiero se establecen los siguientes supuestos para el modelo.

### **6.5.2.1. Tasa de cambio dólar - peso colombiano**

Una de las variables que puede afectar el proyecto directamente, y que no es posible de controlar, es la tasa de cambio entre el dólar y el peso colombiano; por esto, para efectos del análisis, se establece una distribución para la TRM basada en los datos de los últimos cuatro años de historia obtenidos en la página del Banco de la República, que permite tener en cuenta el riesgo en el modelo financiero de las posibles variaciones en la tasa de cambio. Para efectos del estudio, y la generación de las tablas de datos, se establece una tasa de cambio inicial de 2.900 COP/USD.

Las variaciones de la tasa de cambio se simulan con @Risk y se obtiene la siguiente distribución ajustada a los 1.426 valores de los últimos cuatro años de la tasa de cambio (Banco de la República, 2016):

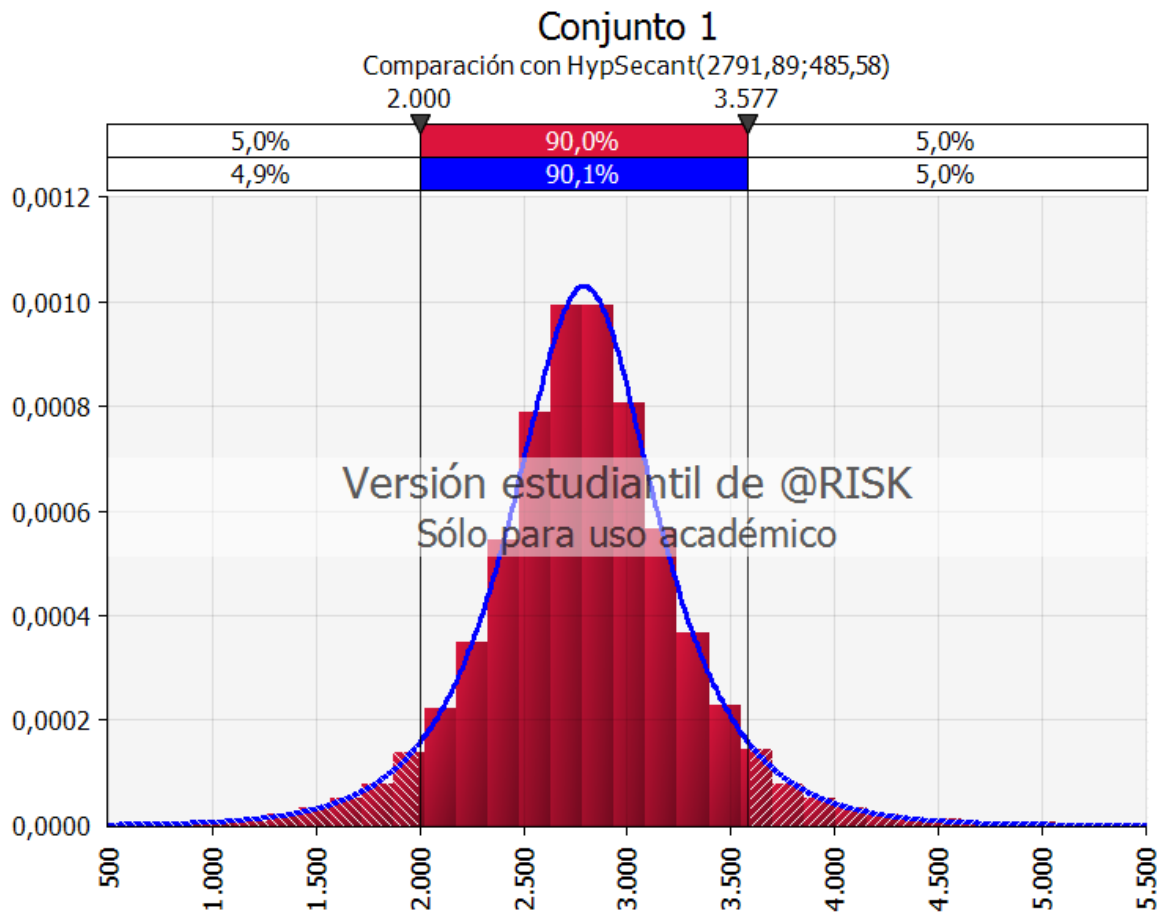


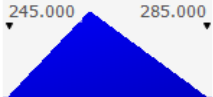
Figura 15. Distribución ajustada TRM últimos cuatro años. Fuente: elaboración propia.

#### 6.5.2.2. Generación de energía de cada sistema

La generación estimada para el cálculo del proyecto se basa en datos de radiación solar y la ficha técnica de los equipos; sin embargo, la generación puede variar según los fenómenos climáticos, por esta razón, se establece una distribución triangular para esta variable de la siguiente manera:

**Tabla 12.**

Variación generación de energía de cada sistema

Nombre	Gráfico	Min.	Media	Máx.
Generación energía anual / Variables		245.863	263.847	284.108

Fuente: elaboración propia.

Como valor inicial se utiliza el obtenido del estudio técnico, el cual es un valor con una alta probabilidad de ocurrencia: 261.570 kWh/año

### **6.5.2.3. Tasa de descuento**

Para la tasa de descuento se asume una tasa del 12 % EA. Se establece que con TIR al 12 % EA el proyecto es viable.

### **6.5.2.4. Precio y porcentaje de crecimiento del precio de la energía generada**

En la definición del producto se estableció que, para los acuerdos de compra de energía o PPA, se tendrán precios de energía por debajo de los que el cliente paga actualmente y que, además, la tasa de crecimiento anual del precio de la energía, ofrecida mediante los acuerdos y generada por los sistemas solares fotovoltaicos, será inferior a la tasa de crecimiento promedio de la energía convencional; es por esto que para el modelo se establece un análisis de sensibilidad entre 0 %, que es el caso en el cual la tarifa se mantiene estable durante la duración del acuerdo y 5 %, tasa que está un poco por debajo del crecimiento promedio anual de la energía eléctrica para los estratos 5 y 6. Con respecto al precio, se establece que el máximo precio posible es de 560 pesos, el cual se encuentra un poco por debajo del precio que paga un cliente actualmente en estos estratos.

#### **6.5.2.5 Empresa que realiza el proyecto de empaquetamiento**

Como se menciona en los supuestos del proyecto, para efectos del estudio se asume que la empresa que desarrolla el proyecto de empaquetamiento de sistemas solares, para el desarrollo de acuerdos de compra de energía, es una empresa en operación, que cuenta con renta líquida suficiente para acceder a todos los beneficios tributarios que se generan al invertir en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables. Adicionalmente, se asume que la empresa cuenta con infraestructura para la facturación y recaudo. Por ejemplo, una compañía de comercialización de energía o un operador de red. Con base en lo anterior, se establece que los recursos necesarios para facturación, recaudo y demás ya existen dentro de la empresa y, por lo tanto, los costos fijos asociados al proyecto representarán un total del 5 % de los ingresos debido a las actividades y recursos adicionales que se requieran para la ejecución de este proyecto particular.

Sin embargo, paralelamente, y para efectos demostrativos, se realizará el análisis para una empresa nueva que se constituya exclusivamente para el desarrollo del proyecto.

### **6.5.3 Resultados del estudio financiero**

Los resultados del estudio financiero se presentan para tres escenarios de tiempo del acuerdo de compra de energía: diez, quince y veinte años, con el fin de establecer los precios y tasas de crecimiento para cada uno de estos horizontes de tiempo que hacen viable, económicamente, el proyecto, tanto para la empresa que lo desarrolla como para el cliente final.

#### **6.5.3.1 Acuerdo de compra de energía a diez años**

Los resultados del análisis financiero para un horizonte de diez años se presentan a continuación:

**Tabla 13.**

TIR a diez años

TIR 10 AÑOS		TASA DE CRECIMIENTO PRECIO ENERGIA										
		0,0%	0,5%	1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%	3,5%	4,0%	4,5%	5,0%
P R E C I O  V E N T A  K W H	300	-5,33%	-4,86%	-4,40%	-3,94%	-3,49%	-3,05%	-2,61%	-2,17%	-1,74%	-1,31%	-0,89%
	310	-4,70%	-4,24%	-3,78%	-3,33%	-2,89%	-2,45%	-2,01%	-1,58%	-1,15%	-0,72%	-0,30%
	320	-4,10%	-3,64%	-3,19%	-2,74%	-2,30%	-1,86%	-1,43%	-1,00%	-0,57%	-0,15%	0,27%
	330	-3,51%	-3,06%	-2,61%	-2,17%	-1,73%	-1,29%	-0,86%	-0,44%	-0,01%	0,41%	0,83%
	340	-2,94%	-2,49%	-2,05%	-1,61%	-1,17%	-0,74%	-0,31%	0,11%	0,53%	0,95%	1,37%
	350	-2,39%	-1,94%	-1,50%	-1,06%	-0,63%	-0,20%	0,22%	0,65%	1,07%	1,48%	1,90%
	360	-1,85%	-1,41%	-0,97%	-0,53%	-0,10%	0,32%	0,75%	1,17%	1,59%	2,00%	2,42%
	370	-1,32%	-0,88%	-0,45%	-0,02%	0,41%	0,84%	1,26%	1,68%	2,10%	2,51%	2,93%
	380	-0,81%	-0,37%	0,06%	0,49%	0,92%	1,34%	1,76%	2,18%	2,60%	3,01%	3,42%
	390	-0,31%	0,13%	0,56%	0,99%	1,41%	1,84%	2,25%	2,67%	3,09%	3,50%	3,91%
	400	0,18%	0,62%	1,05%	1,47%	1,90%	2,32%	2,74%	3,15%	3,57%	3,98%	4,39%
	410	0,67%	1,10%	1,52%	1,95%	2,37%	2,79%	3,21%	3,62%	4,04%	4,45%	4,86%
	420	1,14%	1,57%	1,99%	2,42%	2,84%	3,26%	3,67%	4,09%	4,50%	4,91%	5,32%
	430	1,60%	2,03%	2,45%	2,88%	3,30%	3,71%	4,13%	4,54%	4,96%	5,37%	5,77%
	440	2,06%	2,48%	2,91%	3,33%	3,75%	4,16%	4,58%	4,99%	5,40%	5,81%	6,22%
	450	2,50%	2,93%	3,35%	3,77%	4,19%	4,61%	5,02%	5,43%	5,84%	6,25%	6,66%
	460	2,94%	3,37%	3,79%	4,21%	4,63%	5,04%	5,45%	5,87%	6,28%	6,69%	7,09%
	470	3,37%	3,80%	4,22%	4,64%	5,05%	5,47%	5,88%	6,29%	6,70%	7,11%	7,52%
	480	3,80%	4,22%	4,64%	5,06%	5,48%	5,89%	6,30%	6,72%	7,13%	7,53%	7,94%
	490	4,22%	4,64%	5,06%	5,48%	5,89%	6,31%	6,72%	7,13%	7,54%	7,95%	8,36%
500	4,63%	5,05%	5,47%	5,89%	6,31%	6,72%	7,13%	7,54%	7,95%	8,36%	8,76%	
510	5,04%	5,46%	5,88%	6,30%	6,71%	7,12%	7,54%	7,95%	8,35%	8,76%	9,17%	
520	5,44%	5,86%	6,28%	6,70%	7,11%	7,52%	7,94%	8,35%	8,75%	9,16%	9,57%	
530	5,84%	6,26%	6,68%	7,09%	7,51%	7,92%	8,33%	8,74%	9,15%	9,56%	9,96%	
540	6,23%	6,65%	7,07%	7,48%	7,90%	8,31%	8,72%	9,13%	9,54%	9,95%	10,35%	
550	6,62%	7,04%	7,45%	7,87%	8,28%	8,70%	9,11%	9,52%	9,92%	10,33%	10,74%	
560	7,00%	7,42%	7,84%	8,25%	8,66%	9,08%	9,49%	9,90%	10,31%	10,71%	11,12%	

Fuente: elaboración propia.

Como se observa en la tabla, con precios inferiores a los 560 pesos y crecimientos anuales máximos del 5 %, con un acuerdo de compra de energía a diez años, no es posible obtener la TIR esperada del 12 %.

Por lo tanto, se concluye que no hay viabilidad financiera para los acuerdos de compra de energía a diez años para proyectos de menos de 20 kWp, mediante la estrategia de empaquetamiento.

### 6.5.3.2 Acuerdo de compra de energía a quince años

Los resultados del análisis financiero para un horizonte de quince años se presentan a continuación:

**Tabla 14.**

TIR a 15 años

TIR 15 AÑOS		TASA DE CRECIMIENTO PRECIO ENERGIA										
		0,0%	0,5%	1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%	3,5%	4,0%	4,5%	5,0%
P R E C I O  V E N T A  K W H	300	-2,47%	-1,69%	-0,95%	-0,24%	0,43%	1,08%	1,71%	2,32%	2,92%	3,50%	4,06%
	310	-1,77%	-1,02%	-0,30%	0,38%	1,04%	1,68%	2,29%	2,89%	3,48%	4,05%	4,60%
	320	-1,10%	-0,37%	0,32%	0,98%	1,63%	2,25%	2,85%	3,44%	4,02%	4,58%	5,13%
	330	-0,47%	0,24%	0,91%	1,56%	2,19%	2,80%	3,39%	3,97%	4,54%	5,09%	5,64%
	340	0,14%	0,83%	1,48%	2,12%	2,73%	3,33%	3,92%	4,49%	5,05%	5,60%	6,14%
	350	0,72%	1,39%	2,03%	2,66%	3,26%	3,85%	4,43%	4,99%	5,54%	6,09%	6,62%
	360	1,28%	1,93%	2,57%	3,18%	3,77%	4,35%	4,92%	5,48%	6,02%	6,56%	7,09%
	370	1,82%	2,46%	3,08%	3,68%	4,27%	4,84%	5,40%	5,95%	6,49%	7,03%	7,55%
	380	2,35%	2,97%	3,58%	4,17%	4,75%	5,32%	5,87%	6,42%	6,95%	7,48%	8,00%
	390	2,85%	3,47%	4,07%	4,65%	5,22%	5,78%	6,33%	6,87%	7,40%	7,92%	8,44%
	400	3,34%	3,95%	4,54%	5,11%	5,68%	6,23%	6,78%	7,31%	7,84%	8,36%	8,87%
	410	3,82%	4,42%	5,00%	5,57%	6,13%	6,68%	7,21%	7,75%	8,27%	8,79%	9,30%
	420	4,29%	4,88%	5,45%	6,01%	6,57%	7,11%	7,64%	8,17%	8,69%	9,20%	9,71%
	430	4,74%	5,32%	5,89%	6,45%	7,00%	7,53%	8,06%	8,59%	9,10%	9,62%	10,12%
	440	5,19%	5,76%	6,32%	6,87%	7,42%	7,95%	8,48%	9,00%	9,51%	10,02%	10,52%
	450	5,62%	6,19%	6,74%	7,29%	7,83%	8,36%	8,88%	9,40%	9,91%	10,42%	10,92%
	460	6,05%	6,61%	7,16%	7,70%	8,24%	8,76%	9,28%	9,80%	10,30%	10,81%	11,30%
	470	6,46%	7,02%	7,57%	8,10%	8,63%	9,16%	9,67%	10,19%	10,69%	11,19%	11,69%
	480	6,87%	7,42%	7,96%	8,50%	9,03%	9,55%	10,06%	10,57%	11,07%	11,57%	12,06%
	490	7,27%	7,82%	8,36%	8,89%	9,41%	9,93%	10,44%	10,95%	11,45%	11,94%	12,44%
500	7,67%	8,21%	8,74%	9,27%	9,79%	10,31%	10,82%	11,32%	11,82%	12,31%	12,80%	
510	8,06%	8,59%	9,12%	9,65%	10,17%	10,68%	11,18%	11,69%	12,18%	12,68%	13,16%	
520	8,44%	8,97%	9,50%	10,02%	10,54%	11,04%	11,55%	12,05%	12,54%	13,03%	13,52%	
530	8,81%	9,34%	9,87%	10,39%	10,90%	11,41%	11,91%	12,41%	12,90%	13,39%	13,88%	
540	9,18%	9,71%	10,23%	10,75%	11,26%	11,76%	12,26%	12,76%	13,25%	13,74%	14,22%	
550	9,55%	10,07%	10,59%	11,11%	11,61%	12,12%	12,61%	13,11%	13,60%	14,09%	14,57%	
560	9,91%	10,43%	10,95%	11,46%	11,96%	12,46%	12,96%	13,45%	13,94%	14,43%	14,91%	

Fuente: elaboración propia.

Para los acuerdos de compra de energía a quince años se evidencia, en la tabla de datos, que hay varias posibilidades entre precio y tasa de crecimiento del precio que generan una TIR superior al 12 % esperado, cumpliendo con las condiciones del producto, las cuales son ofrecer al cliente un precio por kWh inferior al que paga

actualmente (563 COP/kWh) y una tasa de crecimiento inferior al promedio de los últimos años (5,2 %).

Para efectos de analizar el impacto de las variables, como el dólar y la generación de energía, en la viabilidad financiera del proyecto, se toma el escenario de un precio de 520 pesos con una tasa de incremento anual de 3,5 %, que genera la menor TIR por encima del 12 % y se hace un análisis de sensibilidad con @Risk utilizando las distribuciones establecidas en los supuestos del modelo. Los resultados son los siguientes:

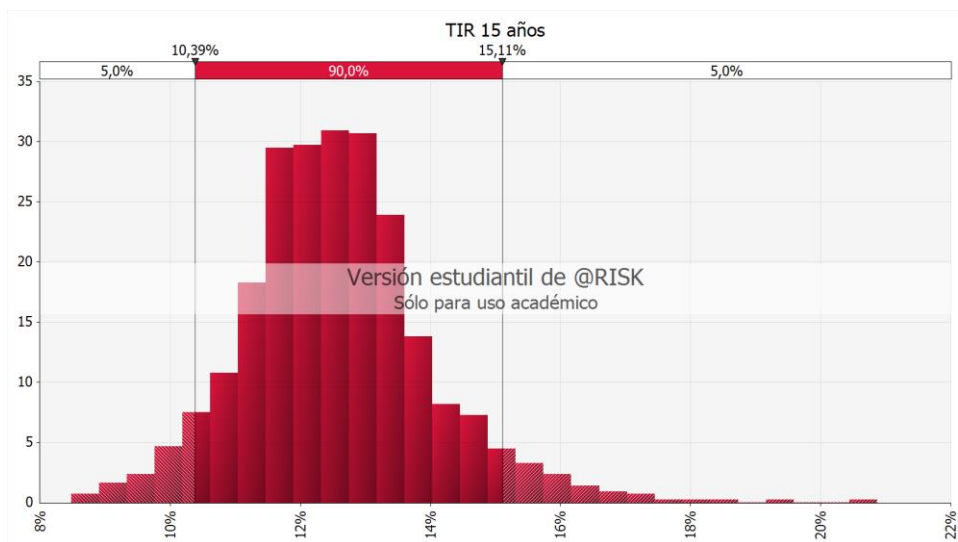


Figura 16. TIR a 15 años @Risk 1. Fuente: elaboración propia.

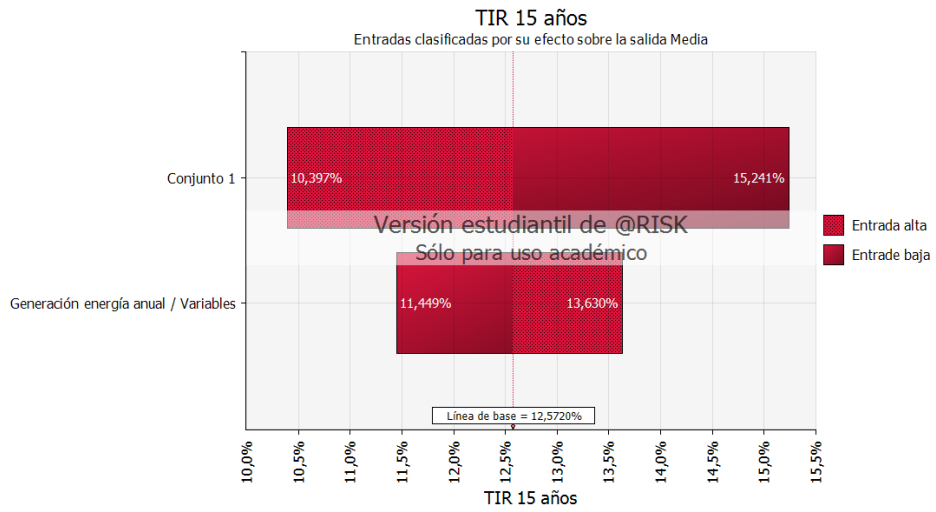


Figura 17. TIR a 15 años @Risk 2. Fuente: elaboración propia.

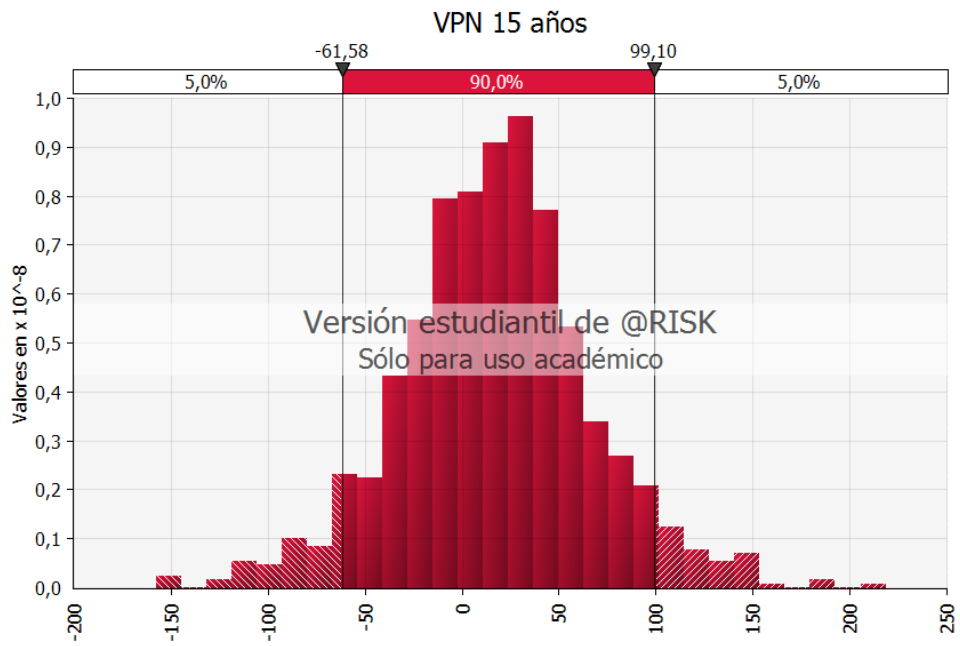


Figura 18. VPN a 15 años @Risk 1. Fuente: elaboración propia.

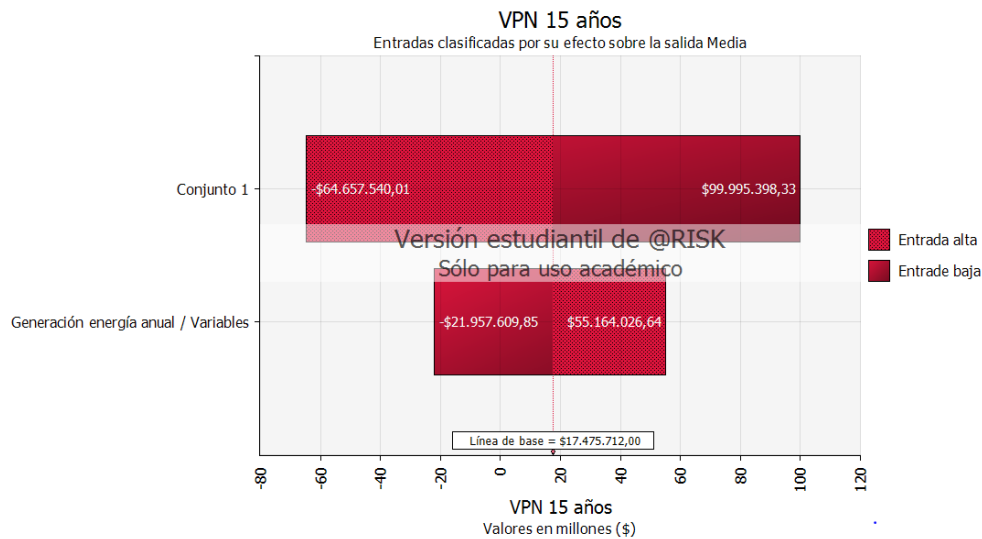


Figura 19. VPN a 15 años @Risk 2. Fuente: elaboración propia.

Como se observa en las figuras anteriores, la variación en la tasa de cambio es el riesgo más importante para el proyecto; se evidencia que la TIR puede llegar a bajar del 12 % esperado y, por lo tanto, el VPN llegar a ser negativo; sin embargo, el percentil izquierdo es de una TIR de 10,39 % y el percentil derecho es una TIR del 15,11 %, lo cual indica que el riesgo se encuentra en obtener un 1,61 % EA por debajo de lo esperado. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que el análisis se realiza con las condiciones que generan la tasa más cercana al 12 %, y que por lo tanto hay combinaciones que pueden producir tasas superiores y ser menos sensibles a la variación de la tasa de cambio y de la generación de la energía, conservando aún beneficios para el cliente.

Teniendo en cuenta que la variable más crítica es la tasa de cambio, se propone, para efectos de la viabilidad del proyecto, realizar una cobertura de tasa que reduce este riesgo y garantiza la viabilidad del proyecto.

Por lo tanto, se concluye que hay viabilidad financiera para los acuerdos de compra de energía a quince años para proyectos de menos de 20 kWp, mediante la estrategia de empaquetamiento.

Posteriormente, se analiza, desde el punto de vista del cliente, si el acuerdo de compra es beneficioso para él según el VPN de los pagos anuales que tiene que realizar durante la duración del acuerdo para, posteriormente, compararlo con el VPN de las alternativas existentes.

**Tabla 15.**

VPN costo energía PPA (15 años)

Año	Costo Energía [\$/kWh]	Consumo anual Energía kWh	Costo anual energía eléctrica
1	520	3.240	-\$ 1.684.800
2	538	3.240	-\$ 1.743.768
3	557	3.240	-\$ 1.804.800
4	577	3.240	-\$ 1.867.968
5	597	3.240	-\$ 1.933.347
6	618	3.240	-\$ 2.001.014
7	639	3.240	-\$ 2.071.049
8	662	3.240	-\$ 2.143.536
9	685	3.240	-\$ 2.218.560
10	709	3.240	-\$ 2.296.209
11	734	3.240	-\$ 2.376.577
12	759	3.240	-\$ 2.459.757
13	786	3.240	-\$ 2.545.848
14	813	3.240	-\$ 2.634.953
15	842	3.240	-\$ 2.727.177
VPN COSTO ENERGÍA PPA (15 años)			-\$ 13.754.311
TASA DE DESCUENTO			12%
CRECIMIENTO TARIFA ANUAL			3,50%

Fuente: elaboración propia.

En comparación con las alternativas que se tienen actualmente, y que se muestran en el estudio de mercado, el VPN de los pagos que tiene que realizar un cliente con la propuesta de un acuerdo de compra de energía a quince años, con un precio de 520 y un crecimiento anual de 3,5 %, es inferior en un 6,83 % a la alternativa de compra de un sistema solar y un 18,81 % inferior a la alternativa de continuar

comprando la energía convencional al operador de red. Por lo tanto, se determina que el acuerdo de compra de energía a quince años es viable financieramente para un cliente, ya que este gastará menos dinero por la energía con esta alternativa.

### 6.5.3.3 Acuerdo de compra de energía a veinte años

Los resultados del análisis financiero para un horizonte de veinte años se presentan a continuación:

**Tabla 16.**

TIR a veinte años

TIR 20 AÑOS		TASA DE CRECIMIENTO PRECIO ENERGIA										
		0,0%	0,5%	1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%	3,5%	4,0%	4,5%	5,0%
P R E C I O  V E N T A  K W H	300	-2,01%	-0,72%	0,37%	1,34%	2,23%	3,05%	3,82%	4,55%	5,24%	5,91%	6,55%
	310	-1,12%	0,04%	1,07%	1,99%	2,84%	3,63%	4,37%	5,08%	5,76%	6,41%	7,04%
	320	-0,33%	0,76%	1,72%	2,60%	3,41%	4,17%	4,90%	5,59%	6,26%	6,90%	7,52%
	330	0,41%	1,42%	2,33%	3,17%	3,96%	4,70%	5,41%	6,08%	6,74%	7,37%	7,98%
	340	1,09%	2,04%	2,92%	3,73%	4,49%	5,21%	5,90%	6,56%	7,20%	7,82%	8,43%
	350	1,72%	2,63%	3,47%	4,26%	5,00%	5,70%	6,38%	7,03%	7,66%	8,27%	8,86%
	360	2,33%	3,20%	4,00%	4,76%	5,49%	6,17%	6,84%	7,48%	8,10%	8,70%	9,29%
	370	2,90%	3,73%	4,52%	5,26%	5,96%	6,64%	7,29%	7,92%	8,53%	9,12%	9,71%
	380	3,44%	4,25%	5,01%	5,73%	6,42%	7,08%	7,72%	8,34%	8,95%	9,54%	10,11%
	390	3,96%	4,75%	5,49%	6,19%	6,87%	7,52%	8,15%	8,76%	9,36%	9,94%	10,51%
	400	4,47%	5,23%	5,95%	6,64%	7,30%	7,94%	8,56%	9,17%	9,76%	10,34%	10,90%
	410	4,95%	5,69%	6,40%	7,07%	7,73%	8,36%	8,97%	9,57%	10,15%	10,73%	11,29%
	420	5,42%	6,14%	6,83%	7,50%	8,14%	8,76%	9,37%	9,96%	10,54%	11,11%	11,66%
	430	5,87%	6,58%	7,26%	7,91%	8,55%	9,16%	9,76%	10,35%	10,92%	11,48%	12,03%
	440	6,32%	7,01%	7,68%	8,32%	8,94%	9,55%	10,14%	10,72%	11,29%	11,85%	12,40%
	450	6,75%	7,43%	8,08%	8,72%	9,33%	9,93%	10,52%	11,09%	11,66%	12,21%	12,76%
	460	7,16%	7,83%	8,48%	9,10%	9,71%	10,31%	10,89%	11,46%	12,02%	12,57%	13,11%
	470	7,57%	8,23%	8,87%	9,49%	10,09%	10,68%	11,25%	11,82%	12,37%	12,92%	13,46%
	480	7,97%	8,62%	9,25%	9,86%	10,46%	11,04%	11,61%	12,17%	12,72%	13,27%	13,80%
	490	8,37%	9,01%	9,63%	10,23%	10,82%	11,40%	11,96%	12,52%	13,07%	13,61%	14,14%
500	8,75%	9,38%	9,99%	10,59%	11,18%	11,75%	12,31%	12,86%	13,41%	13,95%	14,48%	
510	9,13%	9,75%	10,36%	10,95%	11,53%	12,10%	12,65%	13,20%	13,75%	14,28%	14,81%	
520	9,50%	10,11%	10,71%	11,30%	11,87%	12,44%	12,99%	13,54%	14,08%	14,61%	15,14%	
530	9,86%	10,47%	11,06%	11,65%	12,22%	12,78%	13,33%	13,87%	14,41%	14,94%	15,46%	
540	10,22%	10,82%	11,41%	11,99%	12,55%	13,11%	13,66%	14,20%	14,73%	15,26%	15,78%	
550	10,57%	11,17%	11,75%	12,32%	12,89%	13,44%	13,98%	14,52%	15,05%	15,58%	16,10%	
560	10,92%	11,51%	12,09%	12,66%	13,21%	13,76%	14,31%	14,84%	15,37%	15,89%	16,41%	

Fuente: elaboración propia.

Para los acuerdos de compra de energía a veinte años se evidencia, en la tabla de datos, que hay varias posibilidades entre precio y tasa de crecimiento del precio que generan una TIR superior al 12 % esperado, cumpliendo con las condiciones del producto, las cuales son ofrecer al cliente un precio por kWh inferior al que paga actualmente (563 COP/kWh) y una tasa de crecimiento inferior al promedio de los últimos años (5,2 %).

Para efectos de analizar el impacto de las variables como el dólar y la generación de energía en la viabilidad financiera del proyecto, se toma el escenario de un precio de 460 pesos con una tasa de incremento anual de 4,0 % que genera la menor TIR por encima del 12 %, y se hace un análisis de sensibilidad con @Risk utilizando las distribuciones establecidas en los supuestos del modelo. Los resultados son los siguientes:

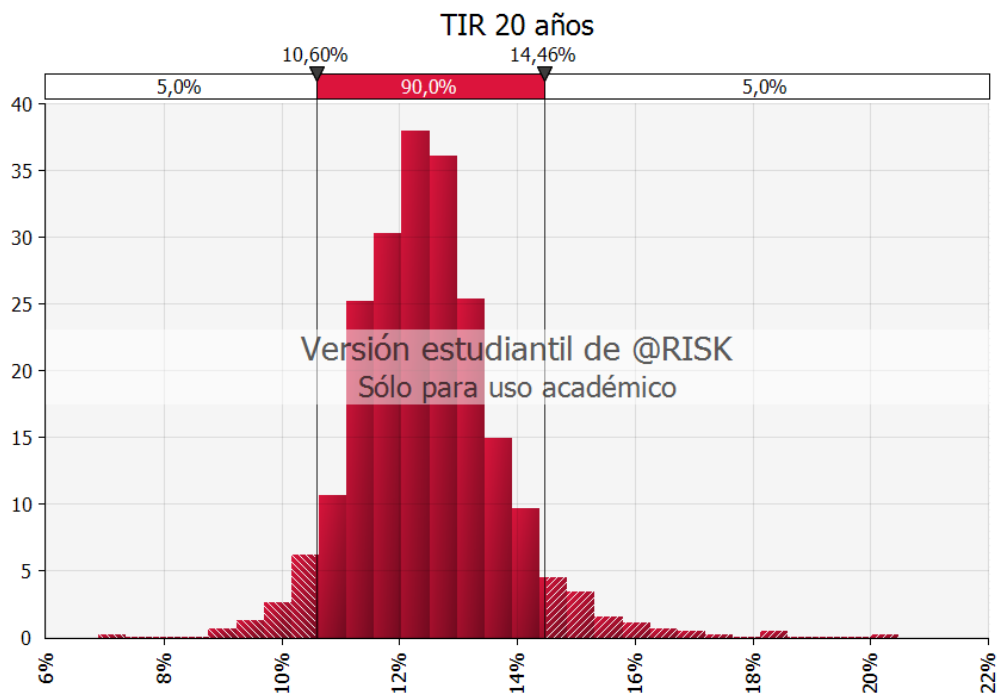


Figura 20. TIR a 20 años @Risk 1. Fuente: elaboración propia.

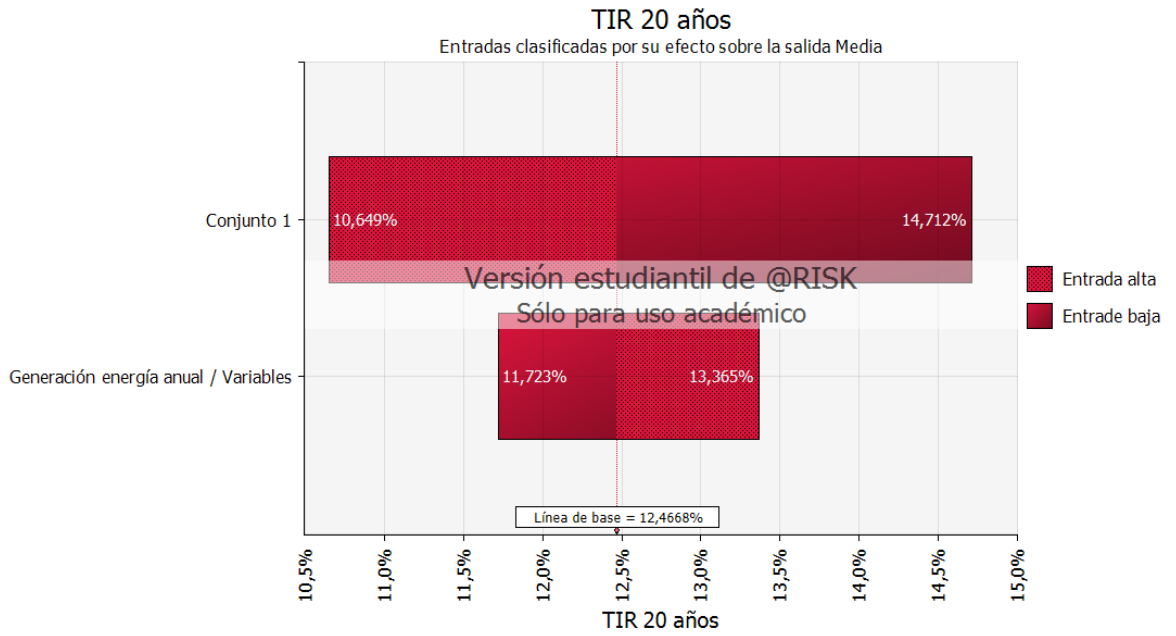


Figura 21. TIR a 20 años @Risk 2. Fuente: elaboración propia.

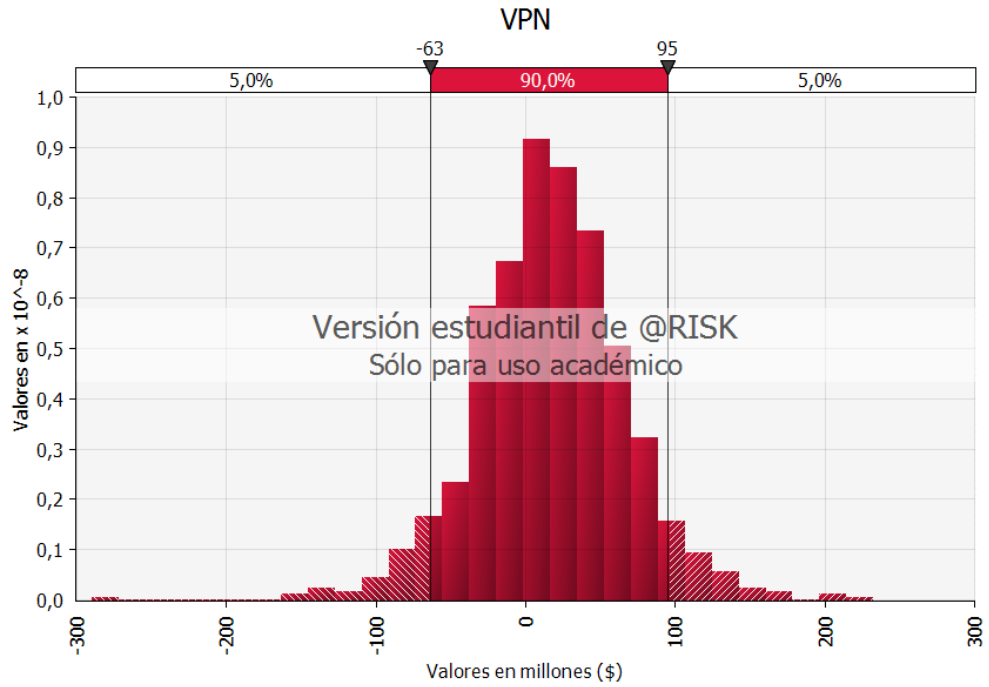


Figura 22. VPN a 20 años @Risk 1. Fuente: elaboración propia.

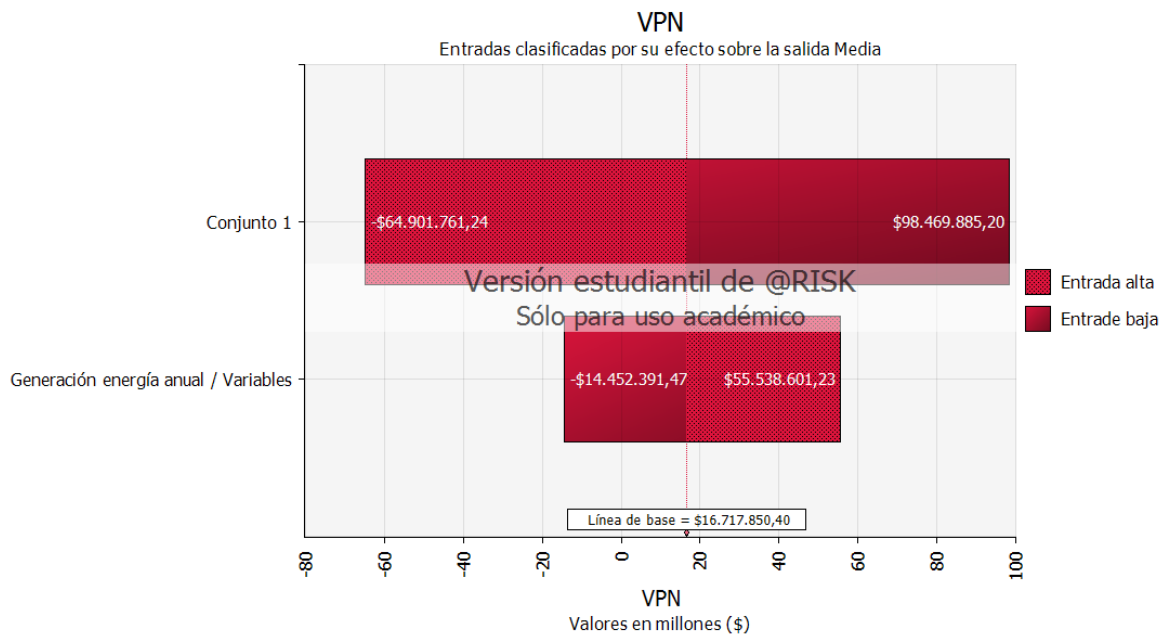


Figura 23. TIR a 20 años @Risk 2. Fuente: elaboración propia.

Como se observa en las figuras anteriores la variación en la tasa de cambio es el riesgo más importante para el proyecto. Se evidencia que la TIR puede llegar a bajar del 12 % esperado y, por lo tanto, el VPN llega a ser negativo; sin embargo, el percentil izquierdo es de una TIR de 10,6 % y el percentil derecho es una TIR del 14,46 %, lo cual indica que el riesgo se encuentra en obtener un 1,4 % EA por debajo de lo esperado. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que el análisis se realiza con las condiciones que generan la tasa más cercana al 12 % y que por lo tanto hay combinaciones que pueden producir tasas superiores y ser menos sensibles a la variación de la tasa de cambio y de la generación de la energía, conservando aún beneficios para el cliente.

Teniendo en cuenta que la variable más crítica es la tasa de cambio se propone, para efectos de la viabilidad del proyecto, realizar una cobertura de tasa que reduce este riesgo y garantiza la viabilidad del proyecto.

Por lo tanto, se concluye que hay viabilidad financiera para los acuerdos de compra de energía a veinte años para proyectos de menos de 20 kWp mediante la estrategia de empaquetamiento.

Posteriormente, se analiza, desde el punto de vista del cliente, si el acuerdo de compra es beneficioso para él, según el VPN de los pagos anuales que tiene que realizar durante los primeros quince años, para luego compararlo con el VPN de las alternativas existentes, las cuales se analizaron a plazos de quince años para efectos comparativos.

**Tabla 17.**

VPN costo energía PPA (20 años)

Año	Costo Energía [\$/kWh]	Consumo anual Energía kWh	Costo anual energía eléctrica
1	480	3.240	-\$ 1.555.200
2	499	3.240	-\$ 1.617.408
3	519	3.240	-\$ 1.682.104
4	540	3.240	-\$ 1.749.388
5	562	3.240	-\$ 1.819.364
6	584	3.240	-\$ 1.892.139
7	607	3.240	-\$ 1.967.824
8	632	3.240	-\$ 2.046.537
9	657	3.240	-\$ 2.128.399
10	683	3.240	-\$ 2.213.535
11	711	3.240	-\$ 2.302.076
12	739	3.240	-\$ 2.394.159
13	768	3.240	-\$ 2.489.925
14	799	3.240	-\$ 2.589.522
15	831	3.240	-\$ 2.693.103
VPN COSTO ENERGÍA (20 años)			-\$ 13.043.741
TASA DE DESCUENTO			12%
CRECIMIENTO TARIFA ANUAL			4,00%

Fuente: elaboración propia.

En comparación con las alternativas que se tienen actualmente, y que se muestran en el estudio de mercado, el VPN de los pagos que tiene que realizar un cliente con la propuesta de un acuerdo de compra de energía a veinte años, por los primeros quince años, con un precio de 480 y un crecimiento anual de 4 %, es inferior en un 12,65 % a la alternativa de compra de un sistema solar y un 25,28 % inferior a la alternativa de continuar comprando la energía convencional al operador de red. Por lo tanto, se determina que el acuerdo de compra de energía a veinte años es viable financieramente para un cliente, ya que este gastará menos dinero por la energía durante los primeros quince años con esta alternativa en comparación con las demás opciones durante este mismo periodo de tiempo.

#### **6.5.4 Análisis del proyecto para una empresa nueva**

Con este análisis se pretende determinar si existe viabilidad financiera para una compañía creada únicamente con el fin de desarrollar este proyecto, que no cuenta con una renta líquida existente para hacer uso pleno de los beneficios tributarios de la ley 1715 y que, adicionalmente, requiere de recursos e infraestructura exclusivos para el proyecto.

Basado en lo anterior, se estima que los costos anuales de operación son, para el primer año, de un 32 % aproximado de los ingresos. Adicionalmente, para facilitar el análisis se realiza el modelo con los valores máximos en precio 560 COP/kWh y tasa de crecimiento del precio del 5 %, y se conservan los valores de las demás variables utilizadas en el análisis anterior.

Los resultados son los siguientes:

TIR 10 años: -1,7 %

No hay viabilidad para una nueva empresa que pretenda realizar acuerdo de compra de energía a diez años para proyectos de menos de 20 kWp, bajo la estrategia del empaquetamiento de proyectos.

TIR 15 años: 4,68 %

No hay viabilidad para una nueva empresa que pretenda realizar acuerdo de compra de energía a quince años para proyectos de menos de 20 kWp, bajo la estrategia del empaquetamiento de proyectos, si se tiene una tasa esperada mínima del 12 %.

TIR 20 años: 7,52 %

No hay viabilidad para una nueva empresa que pretenda realizar acuerdo de compra de energía a veinte años para proyectos de menos de 20 kWp, bajo la estrategia del empaquetamiento de proyectos, si se tiene una tasa esperada mínima del 12 %.

## **7. Análisis de riesgos**

Durante el desarrollo del estudio se identificaron algunos riesgos que tendría el proyecto a la hora de ser ejecutado. Entre ellos están la variabilidad en la tasa de cambio y la variabilidad en la generación de energía; estas dos variables fueron analizadas, como se menciona en el estudio financiero, mediante un análisis de sensibilidad del modelo a las mismas haciendo uso de la herramienta @Risk, y se determinó que la tasa de cambio significa, financieramente, el riesgo más importante para el proyecto. Es necesario mencionar que, a pesar de ser el mayor riesgo, la TIR mínima que se puede llegar a obtener no es inferior al 10 % y, por lo tanto, el riesgo no es muy elevado.

Adicionalmente, se identificaron otros riesgos que no se tuvieron en cuenta en el estudio financiero, pues hacían parte de los supuestos establecidos para el desarrollo del estudio como la no aprobación del borrador de la CREG (resolución 121 de 2017).

También se debe considerar la posibilidad de que con un cambio de gobierno cambie la regulación vigente, y con ella los incentivos tributarios que plantea la ley 1715 que en parte son los que hacen atractivo el proyecto para los desarrolladores solares, EPCistas y clientes, y que a su vez hacen viable el proyecto.

Existe un riesgo en el cambio climático, ya que se puede presentar un fenómeno de La Niña anormal que genere una disminución en la generación de energía y, por lo tanto, en los ingresos.

Un cambio en la regulación del sector energético, que genere una caída en los precios de la energía, puede afectar el proyecto, ya que los precios posibles con este modelo podrían estar por encima de los precios de la energía convencional y no habría viabilidad para los clientes.

## **8. Conclusiones**

- Los acuerdos de compra de energía de proyectos solares fotovoltaicos, de menos de 20 kWp, en Antioquia, son viables con mínimo 77 proyectos para acuerdos con duración de quince a veinte años.
- Las características del sector, analizadas desde los ámbitos tecnológico, económico, legal y político, geográfico y sociocultural y ambiental, favorecen el desarrollo del proyecto.
- Con tan sólo el 2 % de la demanda estimada (2.896 proyectos) se hace viable el desarrollo del proyecto, por lo que se puede concluir que hay un gran mercado potencial para los acuerdos de compra de energía de proyectos solares fotovoltaicos de menos de 20 kWp.
- Durante el estudio se analizó el caso para proyectos de 2,43kWp, que representan un sistema promedio para una residencia estrato 5-6, y que es el caso más crítico debido al tamaño tan pequeño y a costos más elevados que proyectos de más potencia. A partir de esto, se puede determinar que los

acuerdos de compra de energía para proyectos solares fotovoltaicos, desde 2,43 kWp a 20 kWp, son viables mediante la estrategia de empaquetamiento de proyectos solares para la obtención de los certificados UPME y ANLA y de los beneficios tributarios.

- A partir de la estrategia de empaquetamiento se pueden aprovechar todos los beneficios de la ley que hacen que los acuerdos de compra de energía, para este tipo de proyectos, sean viables. Se puede concluir que la legislación vigente favorece el desarrollo del proyecto.
- Con respecto al análisis financiero, se concluye que el proyecto es viable siempre y cuando se desarrolle por parte de una empresa que cuente con posibilidad de aplicar a todos los descuentos y beneficios tributarios, y que tenga una operación estándar que soporte el proyecto; por el contrario, se determina que para una compañía nueva que sea creada con la finalidad exclusiva de llevar a cabo el proyecto, no hay viabilidad financiera, principalmente por la imposibilidad de aplicar los beneficios tributarios.
- Para los clientes es rentable firmar un acuerdo de compra de energía, ya que el VPN que deben pagar por la energía de los años del acuerdo es inferior al VPN de seguir comprando energía convencional al comercializador u operador de red.
- Finalmente, se concluye que es factible el desarrollo de acuerdos de compra de energía mediante el empaquetamiento de proyectos solares fotovoltaicos de menos de 20 kWp en Antioquia.

## 9. Referencias

- Agresta, P. (2015). House of the enterprising sun: the iowa supreme court votes for distributed solar power. *Vermont Journal Of Enviromental Law*, 17(2012), 283-303.
- Aristizábal, S., y Arbeláez Salgado, S. (2013). Configuración de la cadena de suministro para la comercialización de sistemas de energía fotovoltaicos en Colombia [trabajo de grado, Ingeniería Industrial], . Escuela de Ingeniería de Antioquia, medellín, Colombia. Recuperado de <http://repository.eia.edu.co/bitstream/11190/319/1/INDU0208.pdf>
- Banco de la República (2016). Tasa de cambio del peso colombiano (TRM). Recuperado de <http://www.banrep.gov.co/es/trm>
- Behrens, W., y Hawranek, P. M. (1994). Manual para la preparación de estudios de viabilidad industrial. Viena: ONUDI
- Bolstad, S. D. (2014). Note Your Local Solar Panel Store : Developing State Laws To Encourage Third-Party Power Purchase Agreements and Distributed Generation. *Minnesota Law Review*, 99(2), 705-746.
- Botero, S., y Morales, C. (2008). Análisis del instrumento regulatorio “Medición Neta”(Net Metering) y su potencial aplicación al caso colombiano. *Energética*, (40), 53-66. Recuperado de <http://www.revistas.unal.edu.co/index.php/energetica/article/download/9396/10012>
- Cadavid, L., Jiménez, M. & Franco, C. J. (2015). Financial analysis of photovoltaic configurations for Colombian households. *IEEE Latin America Transactions*, 13(12), 3832-3837.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. (2010). El mercado eléctrico colombiano. Recuperado de [www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. (2017a). Resolución 121. Recuperado de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/b5341fbcfab96db80525819b006d42fa/\\$FILE/Creg121-2017.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/b5341fbcfab96db80525819b006d42fa/$FILE/Creg121-2017.pdf)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. (2017b). Taller CREG Res

- 121 - 2017. Recuperado de [http://www.creg.gov.co/phocadownload/presentaciones/2017/PDF/autogeneracion\\_a\\_pequea\\_escala\\_y\\_generacion\\_distribuida\\_en\\_el\\_sin.pdf](http://www.creg.gov.co/phocadownload/presentaciones/2017/PDF/autogeneracion_a_pequea_escala_y_generacion_distribuida_en_el_sin.pdf)
- Congreso de Colombia (2014). Ley 1715. Recuperado de [http://servicios.minminas.gov.co/compilacionnormativa/docs/ley\\_1715\\_2014.htm](http://servicios.minminas.gov.co/compilacionnormativa/docs/ley_1715_2014.htm)
- Departamento Administrativo Nacional de Estadística (2012). Clasificación Industrial Internacional Uniforme de todas las actividades económicas- Revisión 4 adaptada para Colombia. *Estudios Gerenciales*, 1-496.
- Domínguez, J. & Pinedo-Pascua, I. (2009). GIS tool for rural electrification with renewable energies in Latin America. *Proceedings of the International Conference on Advanced Geographic Information Systems and Web Services, GEOWS 2009*, 171–176.
- 2017 Company Presentation (2018). [documento inédito].
- Empresas Públicas de Medellín (2017a). Tarifas EPM. Recuperado de [https://www.epm.com.co/site/clientes\\_usuarios/clientes-y-usuarios/hogares-y-personas/energ%C3%ADa/tarifas](https://www.epm.com.co/site/clientes_usuarios/clientes-y-usuarios/hogares-y-personas/energ%C3%ADa/tarifas)
- Empresas Públicas de Medellín (2017b). *Dinámica del mercado en el operador de red EPM* [documento inédito].
- Escobar, A. M., Santamaría, F. & Rivas, E. (2016). Efficient home energy management based on incentives of the Colombian Law 1715 / 2014. *Ingeniería y Universidad*, 20(2), 91-118.
- Farkas, S. (2012). Third Party PPAs: Unleashing America's Solar Potential. *Journal of Land Use & Environment Law*, 28(1), 91-119.
- Hernández, J. A., Velasco, D. & Trujillo, C. L. (2011). Analysis of the effect of the implementation of photovoltaic systems like option of distributed generation in Colombia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(5), 2290-2298.
- IDEAM (2000). Mapas de radiación solar global sobre una superficie plana. *Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial*, 3, 15-40. Recuperado de [http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas\\_Radiacion\\_Solar/2-Mapas\\_Radiacion\\_Solar.pdf%5Cnhttp://scholar.google.com/scholar?hl=en&bt](http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas_Radiacion_Solar/2-Mapas_Radiacion_Solar.pdf%5Cnhttp://scholar.google.com/scholar?hl=en&bt)

nG=Search&q=intitle:Mapas+de+Radiaci?n+Solar+Global+Sobre+una+Superficie+Plana#0

Jinkosolar (2008). Ficha técnica JKM270PP-60. Recuperado de [www.jinkosolar.com](http://www.jinkosolar.com)

Kommeh, M., Agrawal, R. y Olurin, A. (2016). Ranking solar energy potential by class and country. *MEDES Proceedings of the 8th International Conference on Management of Digital EcoSystems*, 22-25.

Mulcué-Nieto, L. F. & Mora-López, L. (2014). A new model to predict the energy generated by a photovoltaic system connected to the grid in low latitude countries. *Solar Energy*, 107, 423-442.

Ortiz, D. C., Sabogal, J., y Hurtado, E. (2012). Una revisión a la reglamentación e incentivos de las energías renovables en Colombia. *Revista Facultad de Ciencias Económicas*, 2(2), 55-67.

Plitnik, G. R. (2016). Solar ENERGY. En *Salem Press Encyclopedia of Science*. Recuperado de <https://www.salempress.com/ebooks.html>

Pyper, J. (2017). Global Solar Market to Hit 85GW in 2017—Double the Amount Installed in 2014. Recuperado de <https://www.greentechmedia.com/articles/read/global-solar-market-forecast-to-hit-85gw-in-2017-with-surge-in-china>

Sahoo, S. K. (2016). Renewable and sustainable energy reviews solar photovoltaic energy progress in India: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 927-939.

Sampaio, P. G. V. & González, M. O. A. (2017). Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 74, 590-601.

Sánchez, C. (2013). Cálculo de una tarifa de alimentación para instalaciones fotovoltaicas residenciales en Colombia. *Semestre Económico*, 16(34), 13-40. Recuperado de <http://revistas.udem.edu.co/index.php/economico/article/view/904/999>

Singh, G. K. (2013). Solar power generation by PV (photovoltaic) technology: A review. *Energy*, 53, 1-13.

- Udipi, S. (2017). 4 Charts Explaining Latin America's Impending Solar Boom. Recuperado de <https://www.greentechmedia.com/articles/read/explaining-latin-americas-impending-solar-boom1>
- UPME (2010). Proyección de demanda de energía en Colombia. Recuperado de [http://www.upme.gov.co/Docs/Energia/PROYECC\\_DEMANDA\\_ENERGIA\\_OCTUBRE\\_2010.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Energia/PROYECC_DEMANDA_ENERGIA_OCTUBRE_2010.pdf)
- UPME (2013). Plan de expansion de referencia generacion - transmisión, 2016-2030. Recuperado de [http://www.upme.gov.co/Docs/Plan\\_Expansion/2016/Plan\\_GT\\_2016\\_2030/Plan\\_GT\\_2016\\_2030\\_Final\\_V1\\_12-12-2016.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2016/Plan_GT_2016_2030/Plan_GT_2016_2030_Final_V1_12-12-2016.pdf)
- UPME(2015a). Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050. *Unidad de Planeación Minero Energética, Republica de Colombia*, 184. Recuperado de [http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN\\_IdearioEnergetico2050.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf)
- UPME (2015b). Resolución 281 del 2015. Recuperado de [https://www.minminas.gov.co/documents/10180/18995913/res\\_281.pdf/6077cb6c-dabc-43fc-8403-cb1c5e832b37](https://www.minminas.gov.co/documents/10180/18995913/res_281.pdf/6077cb6c-dabc-43fc-8403-cb1c5e832b37)
- UPME(2016). Boletín Estadístico: Minas y energía 2012-2016, 200. Recuperado de [http://www.upme.gov.co/Boletines/Boletin\\_Estadistico\\_2012\\_2016.pdf](http://www.upme.gov.co/Boletines/Boletin_Estadistico_2012_2016.pdf)
- UPME, y BID. (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. *Recuperado de* [http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion\\_Energias\\_Renovables/INT\\_EGRACION\\_ENERGIAS\\_RENOVANLES\\_WEB.pdf](http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INT_EGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf)
- U.S. Solar market insight - Executive Summary (2016). Recuperado de <https://www.greentechmedia.com/research/subscription/u-s-solar-market-insight>
- Zuniga, S., Álvarez, M., Santander, M., y Serrano, E. (2012). Análisis económico de una casa eficiente con uso de energía fotovoltaica. *Horizontes Empresariales*, 1, 9-22. Recuperado de [http://www.sergiozuniga.cl/01/Publicaciones/2013\\_Analisis Economico de una Casa Eficiente uso Energia Fotovoltaica .pdf](http://www.sergiozuniga.cl/01/Publicaciones/2013_Analisis Economico de una Casa Eficiente uso Energia Fotovoltaica .pdf)

## **10. Anexo A**

(adjunto en archivo Excel)