

**Análisis de factibilidad de un proyecto de autogeneración
eléctrica fotovoltaica en Colombia para áreas productivas
menores de 10.000 m²**

Luis Hernando Higuera Aguilar

Hernán Carmona Valencia

UNIVERSIDAD EAFIT

ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN

MAESTRÍA EN GERENCIA DE PROYECTOS

Medellín

2017

**Análisis de factibilidad de un proyecto de autogeneración
eléctrica fotovoltaica en Colombia para áreas productivas
menores de 10.000 m²**

Luis Hernando Higuera Aguilar

lhiguer1@eafit.edu.co

Hernán Carmona Valencia

hcarmona@eafit.edu.co

TRABAJO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR AL
TÍTULO DE MAESTRÍA EN GERENCIA DE PROYECTOS

Asesor temático: Elkin Arcesio Gómez Salazar

**UNIVERSIDAD EAFIT
ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN
MAESTRÍA EN GERENCIA DE PROYECTOS**

Medellín

2017

Tabla de contenido

1	Introducción	12
1.1	Situación de estudio y pregunta	12
1.2	Contexto que origina la situación	16
1.3	Antecedentes	18
1.4	Alcance	18
1.5	Objetivos	20
1.5.1	Objetivo general	20
1.5.2	Objetivos específicos	20
1.6	Formulación de la pregunta que permite abordar el tema.....	21
1.7	Marco conceptual.....	21
1.7.1	Conceptos y definiciones.....	23
1.7.2	Método de solución	28
1.8	Justificación	32
2	Análisis sectorial	34
2.1	Dimensión económica.....	34
2.1.1	Condiciones de mercado de energía en Bolsa para Colombia.....	34
2.1.2	Barreras de entrada a Colombia.....	36
2.1.3	Condiciones de una posible venta de excedentes de energía en bolsa según casos de éxito analizados	38
2.2	Dimensión tecnológica	39
2.2.1	Estado de la tecnología	39
2.2.2	Descripción de la tecnología de generación eléctrica fotovoltaica....	40
2.2.3	Equipos que pueden entregar energía a la red pública	41
2.2.4	Eficiencia disponible en los equipos del mercado.....	41
2.2.5	Pérdida probable de eficiencia de equipos con el paso de tiempo y garantías del fabricante.....	42
2.3	Dimensión política legal	43
2.3.1	Políticas exitosas en otros países para masificar el uso de energía solar	43
2.3.2	Casos de éxito en legislación para estímulo de energías alternativas en otros países	44
2.4	Dimensión sociocultural	48

2.5	Dimensión ambiental	49
2.5.1	Licencias	49
2.5.2	Impactos ambientales	50
2.5.3	Huella de carbono: toneladas de CO ₂ que se dejan de emitir anualmente a la atmosfera por cada MWh (1000KWh).....	53
2.6	Dimensión natural y geográfica	54
3	Estudio de mercado	56
4	Estudio técnico	63
4.1	Consideraciones y premisas	63
4.2	Estimación del CAPEX	64
4.2.1	Componentes generales del sistema de generación fotovoltaico.....	64
4.2.2	Componentes particulares	69
4.2.3	Inversiones en estructura civil	70
4.2.4	Inversiones para acceder a los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014	75
4.3	Estimación del OPEX	78
4.3.1	Costo de mantenimiento y operación	78
4.3.2	Cargo de respaldo	81
4.3.3	Costos de operación en modalidad PPA.....	85
4.3.4	Cálculo del beneficio tributario	89
4.4	Comparación de OPEX entre modalidad PPA y EPC	95
5	Marco legal.....	98
6	Modelo de viabilidad con las condiciones actuales	104
6.1	Estimación de ingresos	104
6.1.1	Proyección del costo de la energía de red pública.....	104
6.1.2	Comparación de costos de energía	117
6.2	Flujo de caja del proyecto en las condiciones actuales.....	118
6.2.1	Cálculo de los ingresos	118
6.2.2	Cálculo de los egresos para el flujo de caja.....	124
6.2.3	Flujo de caja para el proyecto de autogeneración en las condiciones actuales bajo modalidad EPC.....	125
6.2.4	Flujo de caja para el proyecto de autogeneración en las condiciones actuales bajo modalidad PPA.....	131
6.2.5	Conclusiones sobre la situación actual	138

6.3	Simulación de la evaluación financiera incorporando los casos de éxito analizados.....	143
6.4	Análisis de sensibilidad para la simulación de la evaluación financiera incorporando los casos de éxito analizados	149
7	Estudio de riesgos.....	153
7.1	Identificación de los riesgos	154
7.2	Modelo de cálculo para los riesgos.....	158
7.3	Evaluación con @Risk de riesgos a 20 años	162
8	Conclusiones	165
9	Referencias bibliográficas	168

Tabla de figuras

<i>Figura 1.</i> Precio promedio de Bolsa – Precio de escasez – Precio promedio de contratos.	35
<i>Figura 2.</i> Precio de Bolsa vs. precio de contratos UR vs. precio de contratos UNR.	35
<i>Figura 3.</i> Ciclo de vida del producto en relación al tipo de mercado.	36
<i>Figura 4.</i> Tipos de energía renovable que podrían ser sustitutos.	37
<i>Figura 5.</i> Evolución de la eficiencia de paneles fotovoltaicos.	41
<i>Figura 6.</i> Durabilidad y desempeño en la intemperie células fotovoltaicas.	42
<i>Figura 7.</i> Irradiación global horizontal media diario anual.	55
<i>Figura 8.</i> Producción mundial de energía.	57
<i>Figura 9.</i> Crecimiento mundial promedio anual de capacidad instalada de diferentes fuentes renovables.	57
<i>Figura 10.</i> Producción de electricidad en Colombia 1975-2016.	58
<i>Figura 11.</i> Producción de electricidad en Colombia por fuente 2012-2016.	59
<i>Figura 12.</i> Composición del consumo en la demanda de energía eléctrica por sector.	60
<i>Figura 13.</i> Crecimiento anual consumo demanda de energía eléctrica por sector. .	61
<i>Figura 14.</i> Distribución Consumo de Energía Eléctrica (KWh) por Estratos.	61
<i>Figura 15.</i> Elasticidad precio-demanda energía eléctrica-sector industrial.	62
<i>Figura 16.</i> Relación entre la inversión inicial y la capacidad instalada.	66
<i>Figura 17.</i> Estructuras para placas fotovoltaicas.	67
<i>Figura 18.</i> Ejemplo de paneles instalados en edificios.	71
<i>Figura 19.</i> Modelo para calcular el precio de una escalera de emergencias.	72
<i>Figura 20.</i> Proyección del precio de la energía en el mercado regulado.	113
<i>Figura 21</i> Relación histórica entre el volumen de los embalses y el precio de la energía en Bolsa.	114
<i>Figura 22.</i> Cambios históricos en el clima.	115
<i>Figura 23.</i> Precio histórico de energía en Bolsa, antes y después del fenómeno de sequía El Niño en el año 2015.	116
<i>Figura 24.</i> Proyección del costo de la energía en los próximos 20 años en tres tipos de mercado.	118
<i>Figura 25.</i> Estimación mediante @Risk de la cantidad de días al año que serán aprovechados para consumir la energía autogenerada.	120

<i>Figura 26.</i> Ahorro probable por autogeneración con energía solar en el primer año usando @Risk.....	122
<i>Figura 27.</i> Estimación en @Risk del VPN para el proyecto de autogeneración en las condiciones actuales con modalidad EPC.....	128
<i>Figura 28.</i> Análisis de sensibilidad del VPN frente a cambios en la tasa mínima esperada por el inversionista. Aplicado al modelo EPC en la situación del entorno actual.....	130
<i>Figura 29.</i> Análisis de sensibilidad del VPN frente a cambios en el valor de la inversión inicial en sistemas fotovoltaicos en el modelo EPC, aplicado al contexto actual.....	131
<i>Figura 30.</i> Proyección de costos de la energía solar fotovoltaica bajo contrato PPA.	132
<i>Figura 31,</i> Estimación en @Risk del VPN para el proyecto de autogeneración en las condiciones actuales, con modalidad PPA.....	138
<i>Figura 32.</i> Estimación en @Risk del VPN para el proyecto de autogeneración con modalidad EPC, simulando oportunidades de mejora que no están vigentes a la fecha de realizar el presente análisis de factibilidad.....	146
<i>Figura 33.</i> Análisis de sensibilidad del VPN ante variaciones de la inversión en paneles solares USD\$/W, para los casos de éxito analizados que no están vigentes a la fecha de efectuarse el presente análisis de factibilidad.	150
<i>Figura 34.</i> Sensibilidad a la tasa del crédito de fomento para invertir en fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), para los casos de éxito analizados que no están vigentes a la fecha de efectuarse el presente análisis de factibilidad.	151
<i>Figura 35.</i> Sensibilidad al precio de venta de los excedentes de energía solar fotovoltaica en los casos de éxito analizados que no están vigentes a la fecha de efectuarse el presente análisis de factibilidad.....	152

Lista de tablas

Tabla 1. Metodología cualitativa diseñada a partir de la investigación-acción.....	30
Tabla 2. Estimación de las toneladas de CO ₂ que se podrían dejar de emitir a la atmósfera	54
Tabla 3. Concepto de expertos sobre la capacidad instalada y costos de inversión para generar energía fotovoltaica en los alrededores de Medellín	65
Tabla 4. Componentes del sistema fotovoltaico.....	66
Tabla 5. Trámites para acceder a beneficios tributarios y a la posibilidad de venta de energía excedente.....	75
Tabla 6. Resumen de la inversión inicial estimada	77
Tabla 7. Costos de la instalación de energía solar fotovoltaica en Colombia en 2015	77
Tabla 8. Prestaciones por mes estimadas para el empleado de mantenimiento	78
Tabla 9. Costo total para el empleador por año.....	79
Tabla 10. Costo total de operación y mantenimiento con recursos internos	79
Tabla 11. Costos de operación y mantenimiento.....	80
Tabla 12. Valor anual estimado para el cargo por respaldo máximo	82
Tabla 13. Valor mensual de cargo por respaldo en varios porcentajes de la capacidad instalada.....	83
Tabla 14. Valor anual estimado para el cargo por respaldo probable en Medellín .	84
Tabla 15. Resumen de los costos anuales de operación y mantenimiento	85
Tabla 16. Ejemplo de ahorro en el valor del kWh de energía solar frente a la energía de red en función del tiempo de contrato en modalidad PPA	86
Tabla 17. Estimación de la producción anual por desgaste máximo admisible	87
Tabla 18. Impuestos sobre la renta al momento de hacer el presente estudio (antes de la reforma tributaria del año 2016)	90
Tabla 19. Beneficios tributarios por inversión en fuentes de energía renovables ...	91
Tabla 20. Estimación del valor de la inversión no recuperada con beneficio tributario que se refleja en cada kWh producido en el horizonte de 20 años	91
Tabla 21. Costo de operación y mantenimiento diferido en cada kWh que se produce en el primer año	92
Tabla 22. Costo total del kWh para el usuario final, sin incluir la utilidad del vendedor de la energía en modalidad PPA.....	93

Tabla 23. Estimación del costo anual de la energía fotovoltaica en el primer año, sin contar la utilidad del vendedor de la energía en modalidad PPA.....	93
Tabla 24. Valores de referencia para el costo de la energía solar fotovoltaica por cada kWh	94
Tabla 25. Valor de la inversión en modalidad EPC diferido a cada kWh producido durante el horizonte de evaluación de 20 años	95
Tabla 26. Valor estimado por cada kWh en modalidad EPC	96
Tabla 27. Comparación de costos entre las modalidades EPC y PPA el primer año	96
Tabla 28. Componentes del precio de la energía tomado de siete cotizaciones de energía en Medellín para mercado no regulado, en septiembre 2016	106
Tabla 29. Variación anual del IPP histórica	108
Tabla 30. Valor histórico del componente fijo en el precio de energía.....	110
Tabla 31. Proyección del valor de la energía en el mercado no regulado para 20 años.....	111
Tabla 32. Valor de la energía en mercado regulado en Tarifa no Residencial Industrial y Comercial de EPM	112
Tabla 33. Estimación del precio de energía en Bolsa, por observación de registros históricos durante fechas con fenómenos climáticos extremos	115
Tabla 34. Ahorros probables por año estimados con @Risk	122
Tabla 35. Impuestos que afectan el proyecto, según la Reforma Tributaria Estructural de la Ley 1819 de 2016.....	124
Tabla 36. Indicadores financieros para la modalidad EPC en las condiciones actuales	125
Tabla 37. Flujo de caja en modalidad EPC, en millones de COP\$	127
Tabla 38. Análisis IRVA para el proyecto de autogeneración con energía solar en la modalidad EPC	129
Tabla 39. Indicadores financieros para el flujo de caja en modalidad PPA	134
Tabla 40. Análisis IRVA para el proyecto de autogeneración con energía solar en la modalidad PPA	135
Tabla 41. Flujo de caja para la modalidad de compra de energía PPA sin inversión en equipos, en millones de COP\$.....	137
Tabla 42. Premisas para la simulación de los casos de éxito en el flujo de caja del proyecto de autogeneración con energía solar fotovoltaica en modalidad EPC....	143
Tabla 43. Indicadores financieros para la modalidad EPC simulando oportunidades de mejora que no están vigentes a la fecha de efectuarse el presente análisis de factibilidad	145

Tabla 44. Inversión recuperada y valor agregado IRVA para el proyecto de autogeneración con modalidad EPC, simulando oportunidades de mejora que no están vigentes a la fecha de realizar el presente análisis de factibilidad	146
Tabla 45. Flujo de caja en modalidad EPC, simulando oportunidades de mejora que no están vigentes a la fecha de realizar el presente análisis de factibilidad. En millones de COP\$.....	148
Tabla 46. Resumen de los resultados de cada escenario para la evaluación del proyecto de autogeneración con el criterio del VPN.....	153
Tabla 47. Riesgos e impactos en los proyectos de autogeneración solar fotovoltaica	155
Tabla 48. Matriz de probabilidades para modelo de Poisson.....	158
Tabla 49. Ejemplo de un escenario de la tabla “Impacto, si ocurre”, para la modalidad EPC simulando las oportunidades de mejora que no están vigentes a la fecha de realizarse el presente análisis de factibilidad. Valores en millones de COP\$	160
Tabla 50. Ejemplo de un escenario de la tabla “Impacto si ocurre” para la modalidad PPA en las condiciones actuales del mercado y regulatorias. Valores en millones de COP\$.....	161
Tabla 51. Resultados del valor presente en la cuantificación del riesgo. Fuente propia usando @Risk.....	163
Tabla 52. Posibles medidas para mitigar los riesgos evaluados	164

Resumen

La energía solar fotovoltaica es reconocida a nivel mundial como una fuente renovable, con bajo impacto ambiental y con costos menores comparados con otras fuentes de energía. A nivel de Colombia, las condiciones geográficas son favorables para esta tecnología y esta es beneficiaria de estímulos gubernamentales como la Ley 1715 del 2014; sin embargo, en Colombia no ha tenido una amplia utilización.

En el presente trabajo se hace un análisis de factibilidad por metodología ONUDI para un proyecto de autogeneración con energía solar fotovoltaica en una organización simulada. El análisis se hace simulando la evaluación de un proyecto de autogeneración con energía solar fotovoltaica para producir 1.000.000 de kWh por año. La factibilidad se hace para una organización que cuente con 10.000 m² de techos capaces de soportar los equipos necesarios y que requiera consumir la mayor parte de la energía generada en el mismo lugar donde esta se genera.

Se pretende evaluar la factibilidad en las condiciones actuales y también se simula evaluación financiera incorporando algunos factores que han tenido impacto positivo en otros países, en los proyectos de autogeneración con energía solar fotovoltaica, donde puede llegar percibirse como buen negocio para los consumidores de energía eléctrica y promover de esta manera su utilización en Colombia.

Palabras clave: energía solar fotovoltaica, panel solar, autogeneración, viabilidad, política energética

1 Introducción

1.1 Situación de estudio y pregunta

Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA),¹ la energía renovable actualmente es vista como uno de los factores que más ayudarán frente a la problemática del cambio climático. Hoy el 2% de la energía eléctrica mundial es producida con energía solar fotovoltaica y se espera que para el año 2030 este porcentaje se eleve al 13%, para lo cual debe haber ajustes en las políticas de cada país.

Colombia no es ajena a esta situación. En este país se está generando legislación para promover el uso de energías renovables, como la Ley 1715 del 2014; sin embargo, este tipo de energía aún no ha tenido una amplia utilización.

En la exposición “Regulación Sector Eléctrico, Situación Actual y Perspectivas” presentada por Empresas Públicas de Medellín (EPM, 2016a),² en agosto 2016, se explica que Colombia presenta un déficit de oferta de energía hidroeléctrica, que se debe cubrir con generación termoeléctrica a un costo mayor. Esto se debe a que las hidroeléctricas no pueden atender la demanda total, y su capacidad se ve disminuida en épocas de intenso verano.

Según entrevista con asesores de EPM pertenecientes a la Unidad de Ofertas Grandes Clientes en Noviembre 2016, las plantas de generación termoeléctrica aportan a que en Colombia se tenga un factor de emisión en la red eléctrica de 0,221 ton CO₂/MWh, para el año 2015. Esto significa que 1 MWh por año equivale a 221 toneladas de CO₂ emitidas a la atmósfera.

En este contexto, varios países han ajustado sus políticas energéticas para promover el uso de energías renovables; entre ellas, la fuente solar fotovoltaica. Alemania, por ejemplo, desde el año 1991 obligó a los actores de su red eléctrica a darle

¹ IRENA: International Renewable Energy Agency.

² EPM es uno de los más grandes generadores de energía en Colombia.

prioridad a la compra de energía proveniente de fuentes renovables, y les garantizó el ingreso a los productores de este tipo de energía, pagándoles un 10% más por esta que por la energía generada a partir de fuentes hidráulicas o de combustibles fósiles.

En Japón, durante el año 2015 la producción de energía solar fotovoltaica fue equivalente al 3,7% del total de energía, y en los planes futuros de este país se espera que para el año 2030 esta producción sea equivalente al 15% (IEEFA, 2016), y se busca suspender el uso de energía nuclear.

En Chile se hacen grandes inversiones, como la planta “Amanecer Solar CAP”, considerada el parque solar fotovoltaico más grande de Latinoamérica, con una capacidad total instalada de 100 MW, que corresponden al consumo anual de 125.000 hogares (Energía Estratégica, s. f.-a).

En diciembre de 2014, la capacidad instalada de generación eléctrica de Colombia era 15.645 MW, de los cuales menos del 0,6% fue generado con fuentes renovables, principalmente eólicas y plantas de cogeneración con biomasa. En 2010, se estimaba que en Colombia se tenían cerca de 9 MWp de capacidad solar fotovoltaica instalada y a partir del 2015 se está haciendo un inventario para estimar la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica a través del Sistema de Gestión de Información y Conocimiento en FNCER de la UPME³ (SIG&G - FNCER, 2015).

En comparación con países donde se ha logrado promover la energía solar fotovoltaica, la generación en Colombia no se ha difundido a pesar de los esfuerzos legislativos. Surgen entonces las preguntas:

- ¿Qué resultado arroja un estudio de factibilidad para autogeneración en Colombia en las condiciones actuales?

³ UPME: Unidad de Planeación Minero Energética. Es una Unidad Administrativa Especial del orden Nacional, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, regida por la Ley 143 de 1994 y por el Decreto 255 de enero 28 de 2004.

El análisis de factibilidad puede hacerse desde varios marcos conceptuales, como una visión jurídica de las políticas y legislación que constituyen el contexto legal. También se puede evaluar el impacto económico sobre el sistema interconectado nacional y sobre las utilidades de los grandes generadores, como hidroeléctricas y termoeléctricas.

El presente trabajo aborda el análisis de factibilidad para el consumidor de la energía desde la perspectiva de evaluación de proyectos a pequeña escala. Al abordar el tema desde la perspectiva de los proyectos, existe la alternativa de atraer la atención de inversionistas a pequeña escala, que pueden generar una posibilidad de aumentar la oferta de energías renovables para atender la demanda de electricidad en Colombia. Dichos inversionistas podrían verse beneficiados por la autogeneración eléctrica, lo cual les permitiría mejorar sus costos de operación y crear una fuente de ingresos alterna a sus modelos de negocio. De lograrse esto, se contribuiría a promover el uso de la energía solar.

Para tener un lenguaje que atraiga inversionistas, se deben analizar los factores involucrados en la energía eléctrica, vistos desde su efecto sobre la rentabilidad en proyectos de autogeneración. Esta estimación de rentabilidad forma parte del campo de la evaluación de proyectos.

La evaluación de proyectos con metodologías como la ONUDI (Bahrens & Hawranek, 1994), forma parte del lenguaje común entre inversionistas y legisladores y constituye también una herramienta que permite abordar el tema y muestra los beneficios de las políticas energéticas a nivel de negocios en el entorno de los inversionistas.

En el análisis de factibilidad se incorporan también los factores de éxito que han promovido el uso de la energía solar fotovoltaica en otros países.

El presente trabajo propone simular la evaluación de un proyecto de autogeneración, ubicado en los alrededores de Medellín, con una potencia instalada en kWp,⁴ suficiente para producir hasta 1.000.000 de kWh en un año.

Se toma esta zona porque tiene un promedio de irradiación solar equivalente al promedio nacional. En este sentido: “El país cuenta con una irradiación promedio de 4,5 kWh/m²/d, la cual supera el promedio mundial de 3,9 kWh/m²/d, y está muy por encima del promedio recibido en Alemania (3,0 kWh/m²/d)” (UPME, 2015a, pág. 40).

Se tomará como premisa que esta planta autogeneradora será instalada en el techo de una organización con capacidad de inversión y(o) de endeudamiento suficientes para adquirir los sistemas fotovoltaicos. Esta organización debe tener al menos 10.000 m² de techo con características suficientes para soportar el peso del sistema fotovoltaico, y se asumirá que consume en el lugar la mayor parte de la energía generada.

En este modelo de evaluación de proyectos se analizará un estudio de factibilidad que explique la baja utilización de la energía solar fotovoltaica y se cotejará con una estimación de rentabilidad para el proyecto de autogeneración en condiciones actuales.

Tomando el modelo propuesto de evaluación de proyectos, se analizarán los factores de éxito y sus resultados se incorporarán a la estimación de rentabilidad. En este procedimiento, los riesgos y los costos del caso de simulación en Colombia se involucrarán con los factores de éxito usados en otros países para promover el uso de energía solar fotovoltaica.

El análisis de factibilidad del proyecto de autogeneración solar fotovoltaica será una herramienta útil para los inversionistas que actualmente se cuestionen acerca de la posibilidad de invertir en este tipo de proyectos energéticos, pues se dispondrá de un caso referente y general, que podrá ajustarse a los detalles de cada organización.

⁴ kWp: potencia máxima que puede generar una planta de energía solar fotovoltaica.

Este análisis se hace desde el punto de vista de la rentabilidad del proyecto, para tomar en cuenta los intereses del inversionista. Para esto, el análisis de factibilidad es normalmente aceptado en la calificación de posibilidades de inversión, dándole validez teórica a la decisión de invertir.

Este lenguaje de negocios y rentabilidad puede ser un medio para que el Gobierno promueva el uso de la energía solar, buscando así lograr disminuir el déficit en la oferta de electricidad y disminuir el impacto ambiental.

Como ejemplo de esta intención del gobierno colombiano, en octubre de 2016 la UPME (2016a) dictó una serie de conferencias en Medellín con el lema “Invierta y Gane con Energía”, en las que se explicó la manera de acceder a incentivos regulatorios tales y como: la Ley 1715 de 2014, que regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional; el Decreto 2143 de 2015, para aplicar el incentivo depreciación fiscal acelerada; y las Resoluciones de la Comisión de Regulación de energía y Gas 171 y 179 de 2015, sobre ventas excedentes de energía autogenerada.

Este tipo de análisis de factibilidad es también importante para Colombia, pues actualmente está vinculado a acuerdos internacionales para la protección del medio ambiente y podría implicar mejoras en sus políticas energéticas para incentivar el uso de energías renovables.

1.2 Contexto que origina la situación

La energía fotovoltaica se ha difundido en el mundo rápidamente por varios factores, tales y como la simplicidad de la tecnología misma, la reducción en costo de los equipos, la conciencia ambiental, la diferencia en el costo de generación contra el precio de red y las políticas estatales de estímulo que, en muchos casos, llegan a subsidiar la inversión (Jimenez, Franco & Dyner, 2016).

La expansión rápida de la energía fotovoltaica logra afectar las utilidades de los sistemas interconectados de la red pública, haciendo que los países deban reformular sus políticas frente a la energía solar (Jimenez et ál., 2016).

En países en vías de desarrollo como Colombia no se ha logrado una difusión significativa, a pesar de la difusión y las políticas estatales de estímulo a las energías renovables como la Ley 1715 del 2014.

Según afirma la Gerencia Mercadeo Mayorista de Empresas Públicas de Medellín en su reporte “Situación MEM⁵ 2017-2022” publicado en agosto de 2016, más del 70% de la energía en Colombia es producida por hidroeléctricas y el resto es producido por termoeléctricas a base de gas o de combustibles fósiles como carbón y diésel, sin que exista una participación visible de energías renovables, específicamente de la energía fotovoltaica (EPM, 2016b).

Según el documento “Regulación Sector Eléctrico, Situación Actual y Perspectivas” presentado por EPM (2016a) en agosto 2016, se declara que Colombia presenta un déficit de oferta de energía que se debe cubrir con generación termoeléctrica, a un costo mayor y recargado con sobretasas como el cargo por confiabilidad (CREG, s. f.).

Colombia tiene este déficit de oferta de energía para atender la demanda, lo cual se hizo notorio durante el fenómeno de El Niño en el año 2015 y parte de 2016. EPM considera que durante épocas de sequía la generación hidráulica puede atender menos del 55% de la demanda (EPM, 2016b).

Lograr el interés de los inversionistas en generar energía fotovoltaica puede ser una alternativa que aporte a disminuir el déficit energético y a sustituir en parte la generación termoeléctrica, que tiene un valor superior por cada kWh⁶, debido principalmente al costo y a la volatilidad de los hidrocarburos.

Es importante evaluar la viabilidad de los sistemas fotovoltaicos en las condiciones actuales, y compararla con los resultados de una viabilidad simulada, en la cual se proponen una legislación y unas condiciones de mercado que han sido exitosos en otros lugares. Este análisis resulta útil para los inversionistas al momento de evaluar

⁵ MEM: Mercado Eléctrico Mayorista.

⁶ kWh: Kilovatio por hora es la unidad de medida para la venta de energía en Colombia, equivale a un consumo 1000 vatios de potencia durante una hora.

la posibilidad de invertir en fuentes de energía renovables y también para las autoridades encargadas de la legislación respectiva, pues podrán presentar argumentos de viabilidad a la luz de la teoría de evaluación de proyectos, que es un lenguaje en común con los industriales y organizaciones privadas.

1.3 Antecedentes

Según IRENA, la energía renovable es actualmente uno de los factores que más ayudarán a mitigar la problemática del cambio climático. Por otro lado, es posible hacer un acercamiento a lo que será el futuro de estas tecnologías, gracias a las investigaciones que se están haciendo para su desarrollo, aproximadamente 924 millones de dólares en el año 2014, y a los antecedentes de estas mismas en los años anteriores, con lo cual se observa que en los próximos diez años el costo de los paneles solares disminuirá hasta un 59%.

Al comparar las energías renovables a nivel mundial, actualmente la energía solar fotovoltaica es la que más empleos genera: sus cifras están por los lados de 2,8 millones de empleos—; además, está contribuyendo de una manera contundente con la disminución de la cantidad de dióxido de carbono emitido a la atmósfera: por los lados de 300 millones de toneladas al año, y se destaca que esta cifra podría multiplicarse por diez para el año 2030.

Podría decirse que es la hora de la energía solar fotovoltaica, y que el mundo está empezando a ser consciente de ello; en los últimos cinco años el avance ha sido tremendo, en términos de capacidad, en 2012 la cifra era cercana a los 40 gigavatios, y en 2017 tenemos una capacidad de 227 gigavatios a nivel mundial.

1.4 Alcance

Este estudio no pretende simular los efectos en el mercado eléctrico colombiano ni el impacto en los generadores de la red pública que derivarían de la integración de la energía solar al sistema interconectado nacional.

Este impacto sobre la red pública es una barrera de entrada para la energía fotovoltaica, y se considera riesgoso principalmente cuando los sistemas

fotovoltaicos se instalan sin complemento de baterías, pues generan picos de consumo en las horas en las que no hay sol. Esto hace que se requiera un significativo esfuerzo de respaldo por parte de la red pública; además, la disminución en la demanda de energía y el desbalance en las horas de consumo ocasionarán un incremento en las tarifas de energía pública (Jimenez et ál., 2016).

Las condiciones anteriores hacen que el crecimiento de la microgeneración con energía fotovoltaica sea restringido probablemente cuando los efectos sobre las utilidades de los operadores de red pública se hagan visibles. En este caso, Colombia podría llegar expedir una nueva legislación que cambiara las condiciones de estímulo que tiene actualmente la Ley 1715 del 2014.

El alcance se limita a analizar la factibilidad en las condiciones actuales, a compararla con la incorporación de estímulos para invertir en energía solar y a simular experiencias positivas de otros países para que se haga atractiva la inversión en autogeneración a pequeña escala. Se hace a nivel de un solo usuario que tenga un área de techos habilitada cercana a los 10.000 m² y que tenga la posibilidad de autoconsumir la mayor parte de lo que genera con la energía solar.

Para la simulación se define una capacidad de generación de 1.000.000 de kWh por año. Esta magnitud es tomada como propuesta metodológica, que permitirá escalar los resultados como múltiplos de este valor para futuras proyecciones, y está en el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala, el cual es de 1 MW según la Resolución 281 de 2015 (UPME, 2015b).

Se elige este tamaño también porque los equipos necesarios para generar esta energía caben en un área inferior a 10.000 m² de techo. Este tamaño de techo pretende vincular posibles usuarios en el sector institucional e industrial.

El presente estudio no incluye pequeños generadores como el caso de viviendas, que es cercano al 40% de la demanda nacional (Jimenez et ál., 2016).

Dependiendo del fabricante, de la eficiencia de los paneles solares y de las condiciones geográficas y climáticas que se elijan en cada caso, la producción

objetiva de 1.000.000 kWh /año puede ser surtida por una instalación con capacidad entre 800 y 1000 kWp.

El análisis de factibilidad se hace excluyendo la opción de almacenar energía solar en baterías, por el alto costo en inversión y por las consecuencias ambientales de este tipo de equipo.

No se evalúan costos de transmisión, pues se estiman capacidades que en su mayor parte sean consumidas en el mismo sitio donde el usuario genera electricidad con paneles solares; es decir, generar en su propio techo y consumir la energía en su actividad comercial.

Se hace esta proyección de capacidad para las condiciones geográficas y climáticas de los alrededores de Medellín. Para otros lugares de Colombia el valor es similar y debe validarse con programas como PVsyst (s. f.).

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo general

Analizar la factibilidad de un proyecto de autogeneración eléctrica fotovoltaica en áreas productivas menores de 10.000 m² con base en la metodología ONUDI, con el fin de explorar si es viable el uso de la energía solar fotovoltaica en Colombia.

1.5.2 Objetivos específicos

- Llevar a cabo un análisis sectorial.
- Desarrollar un estudio de mercado.
- Hacer un estudio técnico.
- Hacer un estudio legal.
- Efectuar una evaluación financiera.
- Simular una evaluación financiera con los casos de éxito.
- Llevar a cabo un análisis de riesgos.

1.6 Formulación de la pregunta que permite abordar el tema

Entendiendo que Colombia necesita aumentar su capacidad de generación de energía eléctrica y que es un asunto de relevancia ambiental usar fuentes renovables de energía, se crea legislación para impulsar el uso de fuentes renovables no convencionales, como lo es la energía fotovoltaica; sin embargo, los consumidores de la energía normalmente no ven la autogeneración como un negocio atractivo.

Explorando de manera sustentada en la metodología ONUDI el contexto en el cual se analiza la factibilidad del proyecto, se quisiera responder a la pregunta: ¿Qué resultado arroja un estudio de factibilidad para autogeneración en Colombia, en las condiciones actuales?

La investigación incluirá, entre otros, simular en la evaluación financiera casos de éxito que tengan eventuales cambios en el contexto de evaluación y en las políticas sobre la venta de energía excedente; limitar las sobretasas y el cobro por respaldo con energía de red; y mejorar estímulos tributarios, posibilidades de financiación y mecanismos de preferencia en la comercialización de energías renovables para el mercado de energía.

1.7 Marco conceptual

El marco conceptual para esta investigación se expone en dos etapas, a saber:

1. Primera etapa, adoptar un marco conceptual que permita revisar, analizar e interpretar los datos recolectados cualitativamente.
2. Segunda etapa, enmarcar los conceptos y definiciones que se usarán en la investigación, explicando la manera como se interpretan.

En la descripción del problema de investigación, se plantea que entre sus implicaciones está la de contribuir a resolver el problema de aceptación que tiene la energía solar fotovoltaica, como opción para reducir el déficit en la generación de energía eléctrica de Colombia, y otras problemáticas de índole ambiental.

De lograrse aceptación por parte de los usuarios con capacidad de inversión, se podría difundir el uso de energías renovables.

Se requiere entonces un lenguaje común que permita argumentar sobre beneficios de las energías renovables. Este lenguaje se puede usar entre el Gobierno, que está interesado en estimular su aplicación, y los usuarios finales con capacidad de financiar su autogeneración.

La argumentación adecuada puede detonar en las organizaciones la decisión de invertir en fuentes de energías renovables.

La argumentación puede provenir de considerar el proyecto de autogeneración, y calificarlo como buen negocio para justificar la decisión de inversión. Según Baca Urbina (2010), todas las actividades encaminadas a la toma de decisión acerca de invertir en un proyecto son el ámbito de la Evaluación de Proyectos (pág. 3).

Por lo anterior, se usará como marco de referencia conceptual la teoría de evaluación de proyectos. Esta metodología aplica tanto en el sector público como en el privado, donde necesariamente existirán diferentes criterios de decisión, pero evidentemente se comparte el lenguaje de la rentabilidad y retorno de las inversiones para declarar un proyecto como viable.

Para un inversionista es necesario contar con herramientas de decisión fundamentadas en procesos matemáticos aceptados universalmente, que complementen los demás elementos del estudio de viabilidad.

Según la metodología de la ONUDI, el estudio de viabilidad incluye elementos como análisis de mercado, comercialización, materias primas, suministros, ubicación, medio ambiente, ingeniería, tecnología, gastos, recursos humanos, planificación y presupuesto de ejecución, para llegar finalmente a un análisis financiero (Bahrens & Hawranek, 1994).

Este estudio reúne datos que se integran en el análisis financiero, que forma parte de la metodología de evaluación de proyectos, con el fin de que sea una herramienta numérica y sustentada que le ayude al inversionista a tomar una decisión.

A pesar de que la evaluación de proyectos es universalmente aceptada, la decisión de invertir no se toma solamente con el resultado financiero, pues este constituye solamente una base para la toma de dicha decisión.

La evaluación financiera, como parte de la evaluación de proyectos, identifica los ingresos y egresos que genera el proyecto en su ejecución, permitiendo que se calcule la rentabilidad, y con esto juzga el flujo de fondos (Mokate, 2004). De esta manera el inversionista sabe si la inversión tendrá retorno en el tiempo esperado y podrá comparar este proyecto con otras opciones de inversión, priorizando por rentabilidad.

La evaluación de proyectos vincula procedimientos numéricos, pero la recolección de los datos que la alimentan es dependiente del contexto y del análisis sectorial, que obedece a elementos como una idea de negocio y, en este caso, a una problemática por resolver.

Esta situación hace que el marco conceptual se aplique en una dimensión cualitativa, pues las principales variables que se van a contemplar en la investigación son contextos que afectan colectivamente los intereses del país y de las organizaciones.

1.7.1 Conceptos y definiciones

Para simplificar las múltiples variables de la realidad en cada organización que pueda llegar a usar energía solar fotovoltaica, se planteará la simulación de una planta autogeneradora ubicada en los alrededores de Medellín, que tenga una potencia instalada en kWp suficiente para producir hasta 1.000.000 de kWh en un año.

Se tomará como premisa que esta planta instalará en la cubierta de una organización con capacidad de inversión, que tenga al menos 10.000 m² de un techo con características suficientes para soportar el peso de la planta autogeneradora con energía solar fotovoltaica.

La organización con capacidad de inversión en autogeneración tendrá ciertas características de consumo interno, tales como que la mayor parte de la energía autogenerada sea consumida en sitio.

Este es un escenario de simulación general, que podría aplicarse a muchos casos reales ajustando detalles de cada caso en particular, pero que permite explorar la incidencia del contexto legal y económico actual para fuentes no convencionales de energía renovable, considerando mercado regulado y no regulado.

Sobre las condiciones actuales, se desarrolla un modelo probabilístico de evaluación de proyectos para encontrar indicadores de rentabilidad en la situación actual y hacer un análisis con respecto a los problemas de viabilidad.

Posteriormente, usando el marco conceptual se analizarán las condiciones del contexto en otros países que han reportado resultados exitosos en cuanto a la difusión de la energía solar fotovoltaica. Estas condiciones probadas en otros países se aplicarán en el modelo de rentabilidad, con la intención de argumentar sobre los beneficios que se pueden lograr.

Estos beneficios servirán para sustentar el documento con las condiciones exitosas dadas en otros países, que, de ser aplicadas, generarían una mayor aceptación por parte de los usuarios con capacidad de inversión en Colombia para el uso de energía solar fotovoltaica.

La terminología mencionada en la anterior descripción se interpreta de la siguiente manera:

Energía solar fotovoltaica: corresponde a la energía eléctrica producida por medio de paneles solares. Ésta es creada por la transformación de la energía en forma de radiación solar, fotones, que hacen que se excite el material del panel solar y se produzca electricidad (APPA, 2016).

Panel solar: es el elemento principal que compone la planta de autogeneración solar fotovoltaica. Este panel es un elemento construido como un “sándwich” de materiales, entre ellos comúnmente el silicio, que al estar en contacto con la radiación solar produce energía eléctrica (Yingli Solar, 2016).

kW: es la unidad con que se mide la potencia eléctrica en el mercado colombiano. Es también la base para explicar la cantidad de energía consumida en kWh. Un kW equivale a 1000 vatios. Un vatio es la potencia eléctrica producida por una diferencia de potencial de 1 voltio y una corriente eléctrica de 1 amperio (Wikipedia, 2016).

kWh: es la unidad que se usa en Colombia para facturar la cantidad de energía eléctrica consumida por los usuarios. Para esta investigación se define una capacidad de generación de 1.000.000 de kWh por año. Esta magnitud es tomada como una propuesta metodológica que permitirá escalar los resultados como múltiplos de este valor para futuras proyecciones y que está en el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala, el cual es de 1000 kWh o 1 MW (UPME, 2015b).

Se elige este tamaño también porque los equipos necesarios para generar esta energía caben en un área inferior a 10.000 m² de techo. Este tamaño de techo pretende vincular posibles usuarios en el sector institucional e industrial.

Técnicamente un kWh:

Es una unidad de energía. Equivale a la energía desarrollada por una potencia de un kilovatio (kW) durante una hora, equivalente a 3,6 millones de julios. El kilovatio-hora se usa generalmente para la facturación de energía eléctrica, ya que es más fácil de utilizar que la unidad de energía del sistema internacional de unidades, el julio, la cual corresponde a un vatio-segundo (W s). El julio es, por tanto, una unidad demasiado pequeña, lo que obligaría a emplear cifras demasiado grandes. Kv Kilovoltio = 1.000 voltios. Kva Kilo Volt Ampere. Es la potencia aparente. Kw Kilowatt: unidad equivalente a 1.000 watts. Kwh Kilowatt-hora. Unidad de energía utilizada para registrar los consumos (EPM, 2016c).

kWp: es la unidad de medida de potencia con la cual se nombra la capacidad de un sistema de generación solar fotovoltaica. Se denomina potencia pico y corresponde a la máxima potencia que genera un panel solar en las horas de máxima insolación, en promedio 1000 w/m² (energía incidente por metro cuadrado) y a 25 °C de temperatura ambiente.

Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE): según la UPME, estas fuentes son:

Aquellos recursos de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCE la energía nuclear o atómica y las FNCER. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCE según lo determine la UPME. UPME (octubre, 2016a).

Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER): según la UPME, estas fuentes son:

Aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCER según lo determine la UPME. Autogeneración: producción de energía eléctrica para atender total o parcialmente la carga del establecimiento propietario del sistema de generación. UPME (octubre, 2016a).

Organización con capacidad de inversión en autogeneración: es el usuario consumidor de energía eléctrica que tenga un área de techos habilitada cercana a los 10.000 m² y que tenga además la posibilidad de consumir la mayor parte de lo que genera con la energía solar fotovoltaica.

Este tipo de usuario institucional tiene capacidad de gestión en sus organizaciones para manejar nuevos procesos, aportando mantenimiento y administración sin incrementar sus costos significativamente.

Su capacidad administrativa también le permite no solo realizar los trámites legales para obtener los beneficios que ofrecen los estímulos tributarios a las fuentes no convencionales de energía renovable, sino llegar a vender sus excedentes de energía.

Viabilidad: se entiende en este contexto como un resultado de estudios de factibilidad que incluyen la evaluación financiera en el marco de la Evaluación de proyectos. Según Mokate (2004): “La evaluación financiera mide la rentabilidad que un determinado proyecto genera para un determinado agente, para así poder tomar una decisión sobre la bondad de ejecutarlo o participar en él” (pág. 137).

Se califica un proyecto como viable cuando los ingresos que genera son superiores a los que podría recibir el inversionista si los usara en su mejor uso alternativo, es decir, en otro proyecto o actividad que igualmente pueda ejecutar.

La viabilidad no solo se mide con el criterio de la rentabilidad; sin embargo, en esta investigación se calificará la viabilidad usando indicadores financieros relacionados con la rentabilidad y el tiempo de retorno de la inversión. Se puede asumir esta condición, ya que en el capítulo de antecedentes se entiende por verificada la factibilidad legal, ambiental y técnica, con base en la revisión de literatura.

Mercado regulado: en Colombia el mercado regulado corresponde casi a la mayoría de los consumidores, incluyendo residencias, comercio, e industria. En este mercado, entidades como la CREG son los que fijan las tarifas, y corresponde a todos los usuarios que consumen menos de 55 MWh (Acolgen, 2016).

Mercado no regulado: para Colombia, corresponde a los usuarios que consumen más de 55 MWh. Con este consumo, los usuarios pueden acceder directamente a las empresas comercializadoras de energía y negociar el valor de ésta o comprar la energía en Bolsa (Acolgen, 2016).

Excedentes de energía: la generación eléctrica fotovoltaica tiene la propiedad de producir electricidad mientras se disponga de luminosidad solar. Cuando el usuario de la energía no la consume completamente, por estar en vacaciones o por cualquier otra circunstancia, la energía que se genera se inyecta a la red pública a través de la subestación eléctrica de cada usuario. Estos excedentes

actualmente en Colombia no son objeto de remuneración, por ausencia de regulación para ejecutar la ley, pero puede llegarse a acuerdos locales con comercializadores de energía que representen los intereses del autogenerador en la Bolsa de valores o ante la XM (s. f.).⁷

“En el evento en que se generen excedentes de energía eléctrica a partir de tal actividad, estos podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la Comisión de Regulación de energía y Gas (CREG) para tal fin” (Congreso de Colombia, 2014).

1.7.2 Método de solución

Es un problema para Colombia el déficit en su oferta interna de energía eléctrica. Este déficit se hace visible en condiciones climáticas de sequía, debido a que la mayor parte de la generación es hidroeléctrica.⁸

Otra problemática que tiene este país es que está comprometido en acuerdos internacionales destinados a reducir el calentamiento global atribuible a los gases que causan el efecto invernadero (Velásquez Restrepo y Correa Pérez, 2014), y la generación termoeléctrica que usa Colombia para completar su déficit de oferta es a base de combustibles fósiles que tienen impactos ambientales negativos.

Las fuentes no convencionales de energía renovable, incluyendo la solar fotovoltaica, son una alternativa de solución para esta problemática; pero, a pesar de los esfuerzos legislativos, este tipo de energías no se han difundido en Colombia.

La pregunta del proyecto es: “¿Consideran viable los inversionistas la autogeneración con energía solar fotovoltaica en Colombia?”. Esta pregunta se

⁷ XM es la filial de ISA especializada en la Gestión de Sistemas de Tiempo Real, se encarga de coordinar los diversos generadores del país para satisfacer la demanda en las mejores condiciones. Se basa en la operación del Sistema Interconectado Nacional colombiano y en la Administración del Mercado de Energía en Colombia, incluyendo las transacciones internacionales de electricidad con Ecuador.

⁸ La generación de energía eléctrica a partir de hidroeléctricas requiere que a los embalses les esté entrando agua continuamente para mantener su nivel. Cuando esto no sucede porque hay escasez de lluvia, su nivel empieza a disminuir, con lo cual no se puede producir la energía eléctrica requerida.

plantea a partir de una problemática que afecta colectivamente los intereses del país.

Es necesario para Colombia que los consumidores finales de la energía tengan un cambio en su percepción sobre los beneficios de la autogeneración y se vean motivados a invertir en fuentes de energía renovables, para satisfacer su demanda reduciendo la carga sobre la red pública.

Cuando, según Hernández Sampieri, Fernández Collado y Baptista Lucio (2014): “La “problemática de una comunidad necesita resolverse y se pretende lograr el cambio”, se está en el campo de una investigación cualitativa (pág. 471).

El resultado esperado en la investigación es un análisis de factibilidad de la situación actual que incorpora factores que se han dado en otros lugares y que, de ser aplicados, generarían una mayor aceptación por parte de los usuarios con capacidad de inversión en Colombia para el uso de energía fotovoltaica.

Se propone usar el diseño de la investigación cualitativa del tipo diseños de investigación-acción, puesto que estudia y propone solución a las problemáticas colectivas, ya que, según Hernández Sampieri et ál. (2014): “Puede aportar información que guíe la toma de decisiones para proyectos, procesos y reformas estructurales” (pág. 496).

La metodología cualitativa diseñada desde la investigación-acción plantea tres fases, que se siguen en el presente trabajo para responder la pregunta de la investigación (Hernández Sampieri et ál., 2014, pág. 497). Estas fases son:

1. Observar (construir un bosquejo del problema y recolectar datos)
2. Pensar (analizar e interpretar)
3. Actuar (resolver problemáticas e implementar mejoras)

Aplicando esta metodología al caso específico de la viabilidad para los proyectos de autogeneración solar fotovoltaica, en la Tabla 1 se hace un paralelo entre las fases propias del diseño metodológico y las etapas propuestas de la investigación.

Tabla 1. Metodología cualitativa diseñada a partir de la investigación-acción

Metodología cualitativa	Etapas de la investigación específica	Observación
Observar	<p>Situación actual:</p> <p>Mediante revisión de literatura con legislación vigente, diálogo con personas y organizaciones interesadas, para identificar factores sobre el contexto actual, incluyendo costos de inversión y operación para sistemas de paneles solares.</p> <p>Analizar la factibilidad actual con lo obtenido en esta etapa y mediante el marco teórico y la metodología ONUDI.</p>	<p>Por metodología ONUDI, analizar la factibilidad del proyecto de autogeneración con energía solar fotovoltaica:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Análisis sectorial 2. Posible mercado 3. Estudio técnico 4. Marco legal y administrativo 5. Análisis ambiental 6. Evaluación financiera 7. Estudio de riesgos
Pensar	<p>Soluciones extraídas de casos de éxito:</p> <p>Revisión de literatura sobre casos de éxito en otros países, para identificar factores en el contexto del estudio de factibilidad.</p> <p>Simulando los casos de éxito, se lleva a cabo una evaluación financiera en el estudio de factibilidad hecho para la situación actual en Colombia.</p>	<p>Hacer una evaluación financiera del proyecto con el nuevo contexto sugerido, para verificar si se logran indicadores favorables que lo calificarían como viable.</p>
Actuar	<p>Comparar el análisis de factibilidad de la situación actual con la evaluación financiera de los casos de éxito, para explicar por qué la autogeneración solar fotovoltaica se percibe como un buen negocio en otros países.</p>	<p>Se explora si algunos factores de éxito aportan significativamente a mejorar la viabilidad.</p>

Fuente: elaboración propia, con base en Hernández Sampieri et ál. (2014).

De la Tabla 1 se aclara que los factores evaluados son conceptuales y que están sustentados en casos de éxito desde el enfoque de la evaluación de proyectos. El alcance no incluye detalles sobre la implementación requerida para estos cambios en la legislación o en el MEM de Colombia.

Para Hernández Sampieri et ál. (2014), la metodología cualitativa basada en el diseño de una investigación-acción plantea también como última etapa: “Implementar el plan o programa y evaluar resultados” (pág. 498); sin embargo, el alcance de la investigación no incluye proponer cambios en la legislación ni verificar que el cambio evaluado se introduzca satisfactoriamente en Colombia.

La forma como se hará la recolección de información y el proceso como se analizará define el tipo de resultado que se obtendrá. En cuanto a la recolección de información, se usarán los instrumentos tipo documentos-registro y las entrevistas.

Los documentos son un instrumento valioso para obtener información debido a que la mayoría de personas y organizaciones escriben sus vivencias (Hernández Sampieri et ál., 2014).

Para lo que compete en este desarrollo se puede decir que el principal instrumento será el referente a los documentos y registros, pues la mayor cantidad de información se obtendrá a través de búsquedas documentales en bases de datos especializadas y en la web. Debido a la naturaleza técnica de la problemática que se va a tratar, se deben incluir una cantidad importante de documentos y registros, empezando por los que mencionan el tema a nivel general, y luego por los que se enfocan en otros países, hasta hacer un acercamiento a los más locales.

En cuanto a registros, los más representativos serán los informes en los que se presentan cifras de los diferentes países, los cuales muestran tratamiento estadístico, y debido a que la tecnología en la que se fundamenta el caso corresponde a una tecnología que está en etapa de maduración, los informes deben ser tan actuales como sea posible. Para los registros, la mayor cantidad de estos son de los países desarrollados que han enfocado una gran cantidad de esfuerzo en aprovechar esta tecnología, ya sea por la visión que ha tenido, por pura necesidad o, simplemente, por una mezcla de los dos factores.

Lo mismo sucede con los documentos obtenidos de las bases de datos, los cuales, deben ser recientes.

La entrevista como facilitadora de la comunicación hace uso de las preguntas y respuestas para intercambiar información entre dos o más personas y lograr la construcción de un tema, y esta debe ser planeada para que se use de una forma adecuada (Hernández Sampieri et ál., 2014).

Para la recolección de información mediante las entrevistas, se presume que habrá unas dos o tres, dirigidas a personas que tienen a cargo proyectos relacionados con el tema, como en el caso específico de Empresas Públicas de Medellín, que tiene intereses particulares en el sector. Las entrevistas se harán principalmente debido a que al nivel local la información es un poco más escasa y restringida, pues las empresas que tienen interés en el tema desempeñan el papel de innovadoras, y por lo tanto hay en ellas preocupación por el uso de esta información.

En el anexo A se propone un diagrama para presentar un vínculo entre el marco conceptual y la realidad que se pretende analizar, relacionando las variables, los parámetros y los instrumentos que hacen parte de la investigación.

Los instrumentos referidos en el anexo A son: revisión bibliográfica, documentos-registro, entrevistas, flujo de caja libre e indicadores. Adicionalmente, se explica qué tipo de datos será explorado con los instrumentos para cada parámetro, con el fin de recabar datos suficientes para responder la pregunta de la investigación.

1.8 Justificación

Esta investigación tiene implicaciones prácticas, pues contribuirá a resolver el problema de aceptación que tiene la energía fotovoltaica como opción para reducir el déficit en la generación de energía eléctrica de Colombia.

De lograrse una mayor aceptación por parte de los usuarios con capacidad de inversión, se podría reducir la emisión de gases efecto invernadero a la atmósfera, generar nuevas fuentes de ingreso para los inversionistas y bajar los costos de la energía eléctrica para los usuarios finales.

Algunos estudios previos que exploran la introducción de energías renovables en economías emergentes se enfocan en las consecuencias que tienen estas fuentes en la red pública del país. También se enfocan en las políticas, y se hace el análisis sobre usuarios de vivienda con pequeñas capacidades, como 153,96 kWh (Jimenez et ál., 2016).

Sin embargo, esta investigación complementa lo que ya se ha escrito al respecto desde el punto de vista del usuario institucional que cuenta con un techo cercano a 10.000 m² disponible para la instalación de paneles solares y que tiene actividades económicas que consumen cerca de 1.000.000 de kWh/año. Para este tipo de consumidor, se proponen cambios en la legislación y en el mercado de energía que podrían hacer atractiva la inversión en un sistema fotovoltaico.

Este tipo de usuario institucional tiene más capacidad de gestión en sus organizaciones para manejar nuevos procesos, aportando así una capacidad de mantenimiento y administración que no tendrían los hogares.

El usuario institucional de estas características bajaría sus costos de operación por consumo de energía, porque disminuye el riesgo de la volatilidad en el precio de la energía causado por los fenómenos climáticos y por la variación en el precio de los combustibles fósiles. También podría acceder a beneficios marginales, como reputación de marca, capitalizando el cuidado del medio ambiente como parte de su oferta de valor.

Por otro lado, se espera que la demanda de energía en Colombia para el año 2030 se duplique según la proyección de demanda de UPME (junio, 2016). En virtud de esto, el país está instado a aumentar la oferta de energía y puede usar como opción las fuentes renovables financiadas por los usuarios finales. El presente trabajo propone de manera general políticas y condiciones que hagan ver esta opción como atractiva para los inversionistas.

2 Análisis sectorial

A continuación se analiza el entorno en la dimensión económica, tecnológica, política, legal, sociocultural, ambiental, natural y geográfica.

2.1. Dimensión económica

Varios factores económicos afecta directamente el desempeño del proyecto, a saber:

TRM: la tasa del cambio frente al dólar, o favorece, o va en detrimento de la viabilidad del proyecto, porque los equipos son importados y la devaluación incrementa los costos para el importador. Actualmente el escenario no es favorable, pues la devaluación en Colombia está en crecimiento.

DTF: por la baja rentabilidad de este tipo de proyectos, puede ser probable que una alta DTF haga más rentable para el inversionista colocar sus recursos en el mercado de valores que en la autogeneración de energía. Esto también implica un alza en las tasas de interés de los créditos que se usan para adquirir los equipos.

Legislación y estímulos tributarios: mientras se formulen y apliquen leyes como la 1715 de 2014, se va a tener más justificación para invertir en autogeneración con fuentes renovables de energía.

2.1.1 Condiciones de mercado de energía en Bolsa para Colombia

El precio de generación y transmisión de la energía de red pública en Colombia ha variado alrededor de 120 COP\$/kWh para los contratos de energía, que es la forma de adquisición más probable para el tipo de proyecto que se analiza en el presente estudio; sin embargo, como referencia, si se compra, ya sea o en Bolsa o a precio de escasez, se pueden alcanzar los 450 CO\$/kWh (Figura 1 y Figura 2).

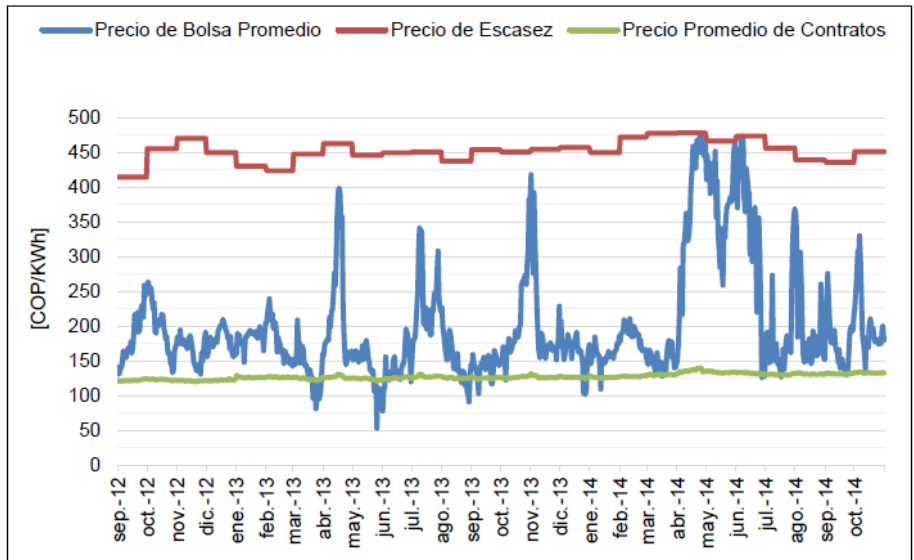


Figura 1. Precio promedio de Bolsa – Precio de escasez – Precio promedio de contratos.

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2014).

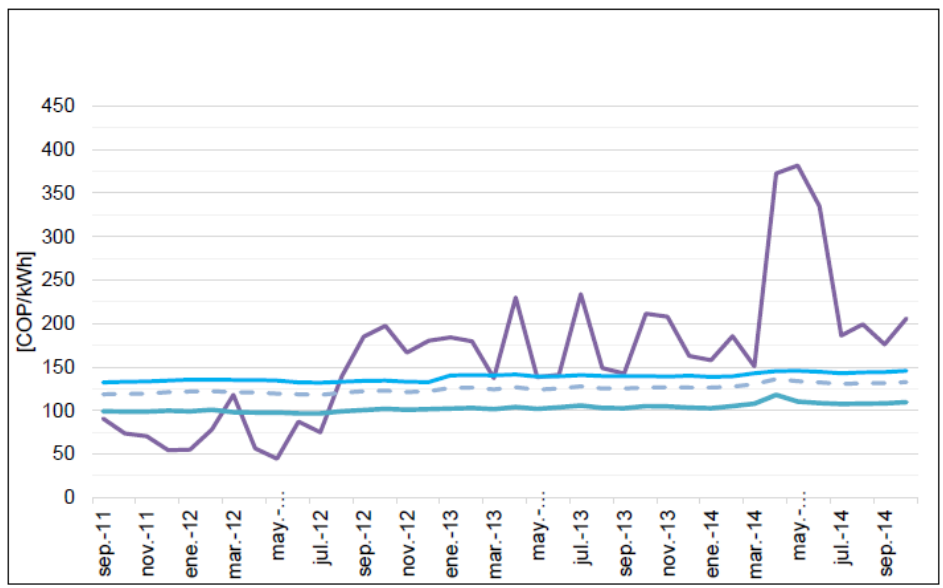


Figura 2. Precio de Bolsa vs. precio de contratos UR vs. precio de contratos UNR.

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2014).

2.1.2 Barreras de entrada a Colombia

Por la gran cantidad de competidores en el mercado, y considerando que es una tecnología internacionalmente conocida, no se puede esperar tener los beneficios de un monopolio.

Es un mercado de competencia monopolística, donde existen muchos competidores y hay muy poco control sobre el precio. Excepto por el alto costo del producto, no existen barreras de entrada; de hecho, hay estímulos gubernamentales para masificar la utilización de este tipo de producto.

Hay muchos proveedores internacionales de tecnología con productos similares, pero no idénticos, especialmente por su eficiencia.

En una curva de vida de los productos, podría decirse que la energía solar está en el rango de competencia abierta en un mercado de expansión, donde los sustitutos cada vez son más competitivos (figura 3).

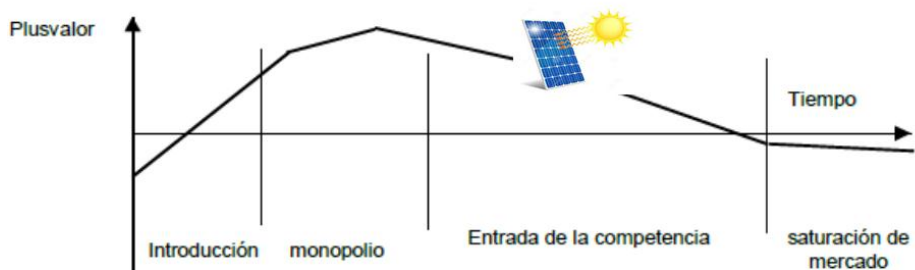


Figura 3. Ciclo de vida del producto en relación al tipo de mercado.

Fuente: elaboración propia.

En cuanto a la existencia o a la posibilidad de desarrollo de productos sustitutos o similares, las fuentes renovables son aquellas fuentes primarias inagotables o con capacidad de regeneración en un período de tiempo inferior al de su uso. En general, todas las fuentes provenientes directa o indirectamente del sol son consideradas renovables.

Adicionalmente, como fuentes renovables se clasifican el calor proveniente de la tierra y las mareas ocasionadas por la atracción gravitacional entre la Tierra y la Luna.

La disponibilidad está sujeta a la geografía y a recursos como el viento, el agua o el sol, que tienen altos potenciales de explotación en sitios específicos.

Estas fuentes pueden depender directamente de la disponibilidad del recurso en un lugar específico, o depender de una hora a otra, o entre el día y la noche (García, Corredor, Calderón y Gómez, 2013), según se aprecia en la figura 4.

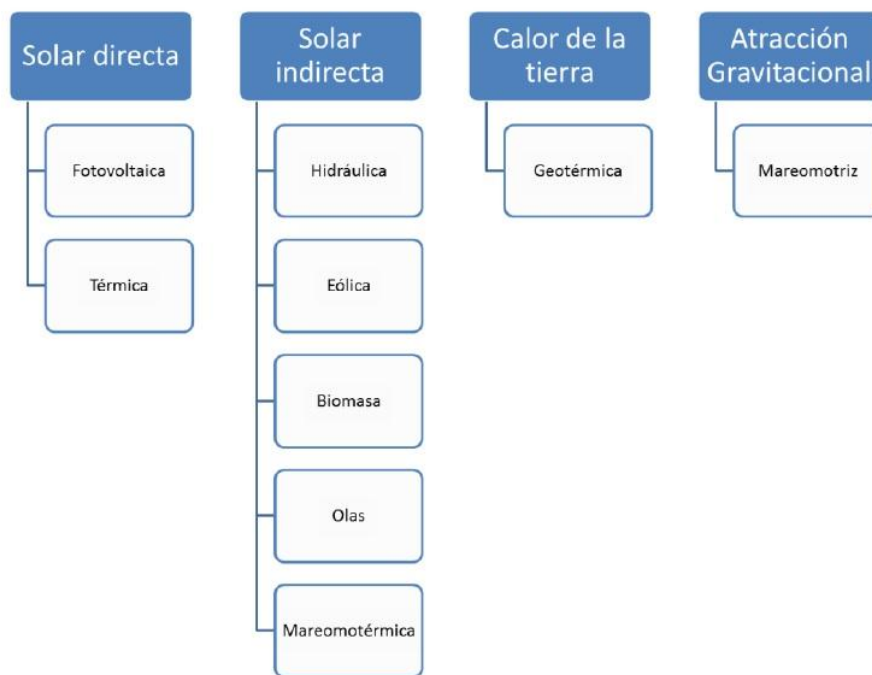


Figura 4. Tipos de energía renovable que podrían ser sustitutos.

Fuente: Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia (García et ál., 2013).

Cargo de respaldo

Antes de la Ley 1715 de 2014, los autogeneradores debían pagar un cargo de respaldo para que el generador de la red pública le reservara una capacidad para

atender su demanda en caso de que sus sistemas de autogeneración no pudieran proveer energía en un momento dado. Este dato se estima en 80 \$/kWh (Cargo por confiabilidad, CREG, s. f.).

Mercado secundario de energía firme

El mercado secundario de Energía Firme es un mercado de contratos bilaterales, en el que sólo participan los generadores. Los oferentes son aquellos que cuentan con energía firme que no fue vendida en la subasta, o que no ha sido comprometida en el mercado secundario, y los demandantes son los generadores que requieren temporalmente ENFICC para cumplir con sus OEF (obligación de energía firme).

Cuando un generador anticipa que no puede generar la energía suficiente para cumplir con su OEF, o cuando programa el mantenimiento de una de sus plantas o unidades de generación, puede acudir a este mercado para negociar con otro generador el respaldo total o parcial de su Obligación. El acuerdo que formaliza esta negociación se denomina Contrato de Respaldo. En este mercado también se registran los respaldos que se efectúen entre plantas o unidades de generación del mismo propietario o representante comercial. Estos acuerdos reciben el nombre de Declaración de Respaldo.

Para que estos respaldos sean considerados por el ASIC al momento de verificar el cumplimiento de las OEF de un agente y liquidar el Cargo por Confiabilidad, éstos deben estar registrados en el sistema de información del Mercado Secundario. En este sistema se publica la oferta de energía para el mercado secundario, identificando al agente que está dispuesto a venderla. También se publican los precios a los que se han ejecutado las transacciones de respaldo conservando el anonimato de las partes que efectuaron la negociación. (Cargo por confiabilidad, CREG, s. f.).

2.1.3 Condiciones de una posible venta de excedentes de energía en bolsa según casos de éxito analizados

Para llegar a esta opción, desde el punto de vista de este análisis se debe tener en cuenta que hay una serie de requisitos que aún no están reglamentados, y otros que no están ni definidos. En ese orden de ideas, desde el punto de vista del generador se tendría como primer elemento la posibilidad de que los equipos de medición

podrían medir el flujo de energía eléctrica en las dos direcciones, para poder llevar el récord de lo generado y que se efectuara adecuadamente el cálculo de los créditos. También es necesario aclarar la opción del cargo de respaldo, pues las empresas que, ya sea por su tamaño o por algún otro motivo, producen su propia energía no lo tienen bien definido o no saben cómo manejarlo debido a la ambigüedad y a la falta de claridad de las normas.

2.2 Dimensión tecnológica

Los costos de la tecnología para la generación con fuentes renovables han disminuido en un 20% por cada duplicación de la capacidad instalada, o en alrededor de 5% por año.

Se prevén futuras reducciones en los costos debido a las mejoras en los materiales, el diseño, el proceso y la eficiencia, y también por las economías de escala (Caspary, 2009).

La tecnología de acumulación de energía que permite usar en las noches la energía colectada en el día ha evolucionado, ya que las baterías para uso fotovoltaico tienen que cumplir los siguientes requisitos: bajo valor de autodescarga, larga vida útil, bajos requerimientos de mantenimiento y elevado número de ciclos de carga-descarga.

La tecnología actual permite usar baterías solares específicas de plomo ácido de larga duración. También existen baterías de última generación de *sodio-níquel* (SONICK) que tienen la gran ventaja de no resultar afectadas por la temperatura, pueden ser descargadas hasta el 85% de su capacidad y tienen una vida útil de aproximadamente 15 años. Estas baterías son ideales para medianas y grandes plantas aisladas (Green Energy Latin America, 2016).

2.2.1 Estado de la tecnología

El ser humano siempre ha tenido presente la importancia de la energía solar. Es así como las diferentes culturas ancestrales desde muy temprano comprendieron sus efectos, y como consecuencia adoraron al sol por los beneficios que de él obtenían.

La primera idea de una célula solar fotovoltaica fue descubierta por el científico Alexandre Edmond Becquerel en el año 1839, mientras realizaba un experimento con una célula electrolítica. Esto permitió que otros científicos abordaran el tema, y en el año de 1873 el científico Willoughby Smith descubrió la fotoconductividad de selenio. Algunos años más tarde, en el año 1877, los científicos William G. Adams and R. E. Day desarrollaron la primera celular solar fotovoltaica de selenio (Schlager & Weisblatt, 2006).

La primera célula solar fotovoltaica que tendría un uso relevante fue creada en Estados Unidos en el año de 1953 en los laboratorios Bell, por el científico Gerald Pearson, la cual empezó a tener un uso muy importante, aunque tímido, debido a que era una tecnología muy nueva que apenas se estaba empezando a desarrollar a finales de la década. Su desarrollo se debió a las necesidades de la carrera espacial. En la década de los años setenta el sistema fotovoltaico se empezó a utilizar en las zonas remotas, a las que era demasiado costoso llegar con las redes de interconexión, y aunque los paneles continuaban siendo costosos, esta era una mejor opción. En las décadas de los años chenta y noventa se hicieron grandes adelantos en la tecnología de los paneles solares, es así como se logró desarrollar paneles solares que fueran energéticamente más eficientes y a la vez mucho menos costosos (Perlin, 1999).

2.2.2 Descripción de la tecnología de generación eléctrica fotovoltaica

El uso final es el mismo que el de la electricidad o las fuentes de calor, ya sea industrial o en los hogares. La generación de electricidad con energía solar empleando sistemas fotovoltaicos en Colombia ha estado enfocada a sectores alejados, principalmente rurales, donde los costos de generación usando combustibles fósiles son altos, al igual que los costos de la transmisión desde la red pública. Por esta razón, la generación eléctrica con energía solar en estos casos se ha hecho más económica y confiable a largo plazo.

En la actualidad se usan paneles solares que aprovechan la naturaleza y las características de los materiales semiconductores que los forman. Son llamados células fotovoltaicas y pueden clasificarse en varios grupos, principalmente las

células fabricadas a partir de silicio monocristalino y las células de silicio policristalino y, más recientemente, las de alta concentración.

Esta última tecnología usa materiales alternos al silicio, que cada vez es más escaso, y algunas de estas tecnologías utilizan lentes para aumentar la potencia del sol que llega a la célula. También se usa concentrar con un sistema de espejos la energía del sol en células de alta eficiencia, para obtener un rendimiento máximo de energía (opex-energy, 2016).

2.2.3 Equipos que pueden entregar energía a la red pública

Ver detalles de medidor bidireccional en el numeral 4.2.2 de la página 69.

2.2.4 Eficiencia disponible en los equipos del mercado

En lo que se refiere a esta tecnología, es muy joven, por lo cual todos los días aparecen nuevos desarrollos, y por lo tanto el riesgo de obsolescencia temprana se incrementa, aunque es importante resaltar que en Colombia hay paneles en funcionamiento con más de 15 años. A continuación se muestran los cambios en la eficiencia de los paneles (figura 5).

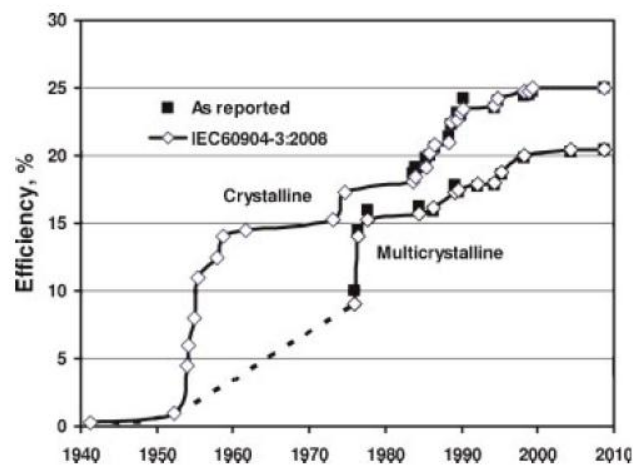


Figura 5. Evolución de la eficiencia de paneles fotovoltaicos.

Fuente: Green (2009).

Con eficiencias de los paneles solares fotovoltaicos entre el 40% y el 50% se podría competir directamente con cualquier energía convencional, sin necesidad de buscar estímulos por parte del gobierno (King et ál., 2012).

2.2.5 Pérdida probable de eficiencia de equipos con el paso de tiempo y garantías del fabricante

Los fabricantes de módulos fotovoltaicos, garantizan que los paneles solares tendrán una vida útil de 20 años, por lo que cualquier desperfecto que estos tengan en este tiempo, ya sea que entreguen un voltaje menor al especificado u otra anomalía, ellos devuelven un módulo nuevo reemplazando el defectuoso. Aun cuando luego de 20 años la garantía expire, un módulo fotovoltaico tiene una vida útil de 40 años, en donde el nivel de eficiencia del módulo baja a razón de un 3 a un 8 % por año. (Pereda, 2005, pág. 80).

LCOE Considerations for Different PV Technologies	Efficiency		Durability		Temperature Coefficient
	Champion Research Cell and Theoretical Maximum (Green et al. 2015) ^a	2015 Commercial Production Modules ^b	Degradation Rate (95% confidence interval) ² (Jordan and Kurtz 2013; Jordan et al. 2015)	Total Range (Jordan and Kurtz 2013)	Range of 90% Confidence Interval ^c (Kinsey et al. 2008)
a-Si	13.6% (28%)	8% (6%–10%)	1.0% to 1.3%/yr	0.2% to 4.5%/yr	-0.1% to -0.3%/oC
CdTe	21.5% (28%)	16% (13%–18%)	0.7% to 1.0%/yr	0% to 1.5%/yr	-0.2% to -0.3%/oC
CIS/CIGS	22.3% (26–29%)	14% (12%–17%)	0.7% to 1.0%/yr	0.4% to 3.0%/yr	-0.3% to -0.4%/oC
Monocrystalline Silicon	25.6% (28%)	16% (14%–22%)	0.5% to 0.8%/yr	0.4% to 2.8%/yr	-0.3% to -0.5%/oC
Multicrystalline Silicon	21.3% (28%)	16% (13%–19%)	0.5% to 0.8%/yr	0.4% to 3.2%/yr	-0.4% to -0.5%/oC

Figura 6. Durabilidad y desempeño en la intemperie células fotovoltaicas.

Tomado de Woodhouse et ál. (2016).

2.3 Dimensión política legal

El estado colombiano ha declarado como un asunto de interés social, público y de conveniencia nacional la promoción del uso de energías no convencionales, de manera sostenible con el medio ambiente y los recursos naturales. Con la Ley 697 de 2001, reglamentada por el Decreto Nacional 3683 de 2003, mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones.

Más recientemente se sanciona la Ley 1715 de 2014, que promueve el aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía mediante incentivos en renta, venta y aduanas, para las inversiones en fuentes no convencionales de energía, especialmente las renovables.

Ver detalles en el análisis del marco legal actual en el numeral 5.

2.3.1 Políticas exitosas en otros países para masificar el uso de energía solar

Los países pioneros en el uso de la energía solar han estimulado su desarrollo de varias maneras, entre las cuales se podrían destacar las siguientes prácticas:

1. Posibilidad de venta de excedentes a la red pública.
2. Prioridad en la compra de energía eléctrica producida con paneles solares por parte de las empresas administradoras.
3. Eliminación de la tarifa de cargo de respaldo.
4. Fuentes de financiación especializadas en el tipo de proyecto.
5. Promoción por parte de las empresas públicas de energía eléctrica.
6. Asesoría por parte de las empresas públicas de energía eléctrica.
7. Disminución de aranceles para los productos relacionados.

El efecto de varias políticas como estas en el entorno colombiano se simula en el numeral 6.3 de la página 143.

2.3.2 Casos de éxito en legislación para estímulo de energías alternativas en otros países

Aunque la obtención de energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos se realiza desde el siglo XX, con la creación de consciencia hacia el medio ambiente, y con el futuro poco alentador de las fuentes de energía no renovable como el petróleo y el carbón, desde el año 2000 se ha venido acelerando el desarrollo y la utilización de la energía solar. Los pioneros en la utilización de esta tecnología son los países desarrollados, una buena parte de los cuales se encuentran en Europa y en Oriente, y en América, Estados Unidos. En Europa los principales son Alemania, Italia, España, y los Países Bajos, y en Oriente son Japón y China.

2.3.2.1 Alemania

En Europa el caso más exitoso en el uso de la energía solar fotovoltaica es Alemania, el cual se debe fundamentalmente a sus políticas, las cuales han sido el eje fundamental de su desarrollo. Estas políticas se han trabajado en varias fases: una fase inicial en 1991, y la siguiente fase se empezó en 1999.

La fase inicial sentó el precedente de lo que sería el futuro energético de Alemania, y en ella se destaca lo siguiente:

- Ley de suministro de energías renovables a la red pública, con la cual se obligaba a los gestores de las redes a comprar energía de fuentes renovables como prioridad.
- Garantizar una remuneración mínima a los productores. De este modo se pagaba un 10% más por la energía producida por los paneles solares que por la generada a partir de la hidráulica y la de combustibles fósiles.

La fase siguiente consistió en reforzar lo que se tenía inicialmente, y su objetivo era duplicar el uso de energía renovable para el año 2010. De esta fase se destaca lo siguiente:

- Se hizo mayor énfasis en la diferenciación de la fuente de producción de la energía, con lo cual la remuneración era diferente dependiendo del tipo, la ubicación y el tamaño de la planta.

- Se creó una remuneración fija por kilovatio para los titulares de las plantas de energía renovable por un período de 20 años.
- Disminución progresiva de las tasas de remuneración para las plantas eléctricas renovables que entraran en operación desde el año 2005, con lo cual la remuneración del suministro garantizada se minimiza a medida que pasa el tiempo; es decir, si se tardaba más en conectar la planta a la red, se tendría menos remuneración.
- Los operadores de plantas de producción eran los responsables de los costos de conexión a la red y los operadores de las redes eran responsables de los costos de adaptación de las redes, así como de la creación de nuevas redes.
- Se mejoró la posición de los operadores de plantas, pues dejó de ser obligatorio el uso de contratos para la inyección de la energía.
- En el año 2009 se estableció como objetivo que para 2020 el 35% de la electricidad fuera de fuentes renovables.
- Se redefinió quién era pequeño productor y quién era gran productor.

Además de todo lo anterior, se creó un plan de energía eléctrica hasta el año 2050 para todo el país, con el cual se buscaba eficiencia, disminución del uso de combustibles fósiles y cuidado del medio ambiente. En estas medidas se destaca la disminución progresiva del uso de energía nuclear hasta el 2036; pero, debido al desastre de Fukushima en Japón, se decidió que el año sería el 2022 (Dombrowski, 2013).

2.3.2.2 Japón

Otro país que se ha venido destacando por el uso de energías renovables es Japón. Esto como consecuencia del devastador terremoto de 2011, que generó un desastre nuclear al afectarse sus plantas de energía nuclear. Japón en los últimos años ha venido manifestando disminución de la demanda de energía eléctrica. En 2014, Japón fue uno de los tres países con mayores instalaciones de paneles solares, con unas inversiones de aproximadamente 20 mil millones de dólares al año en proyectos de producción de energía solar fotovoltaica, mientras que la producción

de energía nuclear se ubicaba por los lados del 2,2% debido a que la mayoría de plantas fueron cerradas.

En 2015, la producción de energía solar fotovoltaica fue equivalente al 3,7% del total de energía, y en los planes futuros se espera que para 2030 esta producción sea equivalente al 15% (IEEFA, 2016).

2.3.2.3 España

En América Latina cuando se habla de energías renovables siempre se hace referencia al país ibérico, España, pues, gracias a sus huertas solares, se constituye en un ejemplo a seguir. Esto se debe fundamentalmente a que estos sistemas en suelo se desarrollaron debido a incentivos como el pago por kilovatio hora producido, que era muy atractivo para los inversionistas tanto nacionales como extranjeros. Las rentabilidades de este tipo de proyectos llegaron a tener valores superiores al 20% para tasas internas de retorno de 25 años.

Este efecto multiplicador se terminó en el año 2008, con la llegada de un nuevo marco regulatorio, que introdujo un límite de mercado de 500 megavatios por año. Esto, sumado a la gran crisis de la construcción y a la gran deflación de los módulos, hizo que el mercado de la producción de energía solar fotovoltaica prácticamente desapareciera durante el año 2009. Como consecuencia de lo anterior, los principales actores se refugiaron en las instalaciones pequeñas en techos de hogares y en las posibilidades de negocios internacionales. Estas medidas finalmente lo que hicieron fue disparar este último mercado, el cual es el que ha venido creciendo (Pérez, Cervantes, Mozetic, Morell, y Martín, 2011).

2.3.2.4 Estados Unidos

En Estados Unidos se considera la energía fotovoltaica como una herramienta decisiva para la lucha contra el calentamiento global, y las investigaciones muestran que las políticas adecuadas son el factor principal de éxito en la expansión de la energía solar.

De acuerdo con el informe “How Smart Local Policies Are Expanding Solar Power in America” de Environment America Research & Policy Center y Frontier Group de abril 2016, las políticas clave que logran incrementar el uso de energía fotovoltaica en Estados Unidos son:

- Ampliar el apoyo financiero para la energía solar incluyendo créditos fiscales.
- Apoyar la investigación sobre innovación en energía solar, entre otros temas, buscando la mejor manera de integrar la energía solar a la red mejorando los métodos de almacenamiento, y estudiar cómo reducir las barreras de mercado.
- Dar ejemplo instalando sistemas solares en los techos de los edificios del Gobierno. Para el año 2025, esperan tener 130 MW de energía solar instalados.
- Aumentar el acceso a la energía solar mediante programas de apoyo a viviendas y comunidades.
- Defender y fortalecer los requerimientos del plan de energía limpia para poder cumplir con las metas ambientales del país.
- Hacer leyes obligatorias para que los Estados inviertan sus utilidades en energía solar donde sea posible.
- Promover una fuerte interconexión a nivel estatal y de las políticas de medición, para que los usuarios puedan ser compensados adecuadamente por la energía que le entregan a la red con sus excedentes de energía solar.
- Establecer políticas que amplíen el acceso a la energía solar a todos los estadounidenses, incluso a hogares con bajos recursos y a arrendatarios.
- Ofrecer beneficios en facturas de servicios públicos u otros mecanismos de financiación para pequeños negocios y viviendas.
- Permitir la venta de electricidad fotovoltaica a terceros. La ley debe permitirles a las empresas que instalen paneles solares en los techos para vender la electricidad a sus clientes, sin someterlos a las mismas normas de las grandes compañías eléctricas.

- Las políticas estatales deben apoyar la expansión de las tecnologías de almacenamiento de energía, redes inteligentes de recarga de vehículos eléctricos y microrredes donde la electricidad se produce en miles de lugares y se comparte a través de una red.
- Utilizar la energía solar para satisfacer y superar las metas establecidas por el plan de energía limpia.
- Los gobiernos locales también deben proporcionar reglas claras que permitan instalaciones de energía solar en los techos residenciales y comerciales, y que permitan también abrir posibilidades de venta de energía solar en las comunidades.
- Legislar sobre estímulos y reglas de construcción para que los sistemas solares puedan instalarse fácilmente en los techos de viviendas y comercio, pues considerarlo desde el diseño arquitectónico inicial de los edificios hace más eficiente la instalación de los sistemas fotovoltaicos.
- Disminuir los trámites burocráticos y los *fee* pagos por permisos e inspecciones de edificaciones para la instalación de sistemas fotovoltaicos (Norman, Sargent & Fanshaw, 2016).

2.4 Dimensión sociocultural

Las fuentes renovables de energía que tengan costos de operación estables van a contribuir a llevar la energía a los sectores más alejados del planeta, donde está la población más vulnerable. En Colombia no solo se puede atender a esta población, sino que es posible aumentar la competitividad de los productos colombianos usando fuentes de energía de menor valor, que no estén supeditadas al costo de los hidrocarburos o a la legislación energética.

El Ministerio de Minas y Energía de Colombia, en una exposición del uso racional y eficiente de la energía (URE), en el contexto colombiano de agosto de 2010, expresa que la situación del acceso a la energía es así:

- 15 % de la población mundial, es decir, los 1.000 millones de habitantes de los países desarrollados, consumen más del 50% de los recursos energéticos del planeta.
- 2.000 millones de personas carecen de acceso a la energía y otros 3.000 millones tienen un suministro insuficiente, lo que imposibilita su desarrollo y las condena a la pobreza.
- Se perpetúa el círculo vicioso donde la pobreza hace muy difícil el acceso a la energía, y, a su vez, la falta de acceso a la energía impone la pobreza.

2.5 Dimensión ambiental

Según Green Energy Latin America (2016), es aceptado globalmente que la energía solar es 100% renovable:

El sol emite una cantidad increíble de energía, la energía que irradia a la Tierra en 20 minutos es suficiente para cubrir las necesidades de toda la humanidad durante un año.

Utilizar esta energía de forma razonable es nuestro principal desafío para el siglo XXI.

Un componente central de la mezcla futura de energías renovables es la solar fotovoltaica, que convierte la luz del sol en energía eléctrica, sin perjudicar el medio ambiente, sin generar basuras y sin dañar la salud; el sol nos ofrece la posibilidad de detener o al menos minimizar el cambio climático y el agotamiento de los recursos naturales. (s. p.).

2.5.1 Licencias

En Colombia la energía solar fotovoltaica es considerada una fuente no convencional de energía renovable FNCE. Por lo tanto, no requiere licencia ambiental.

A nivel legal, el Decreto 2041 del 15 de octubre de 2014 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible define en el Artículo 8° que la Competencia de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) le permitirá otorgar o negar de manera privativa la licencia ambiental para proyectos tales y como generación

eléctrica, detallando que: “Para las energía alternativas requerirán licencia los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes con capacidad instalada superior o igual cien (100) MW”.

El proyecto del presente análisis de factibilidad está simulado con una capacidad de 0,9 MWp (900 kWp), siendo menor al umbral que requiere la licencia según el artículo anterior.

Es necesario adelantar trámites ante la ANLA cuando el proyecto se postula para obtener los beneficios tributarios previstos por la ley o para lograr autorización para la venta de excedentes de energía autogenerada. Para esto, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible emite la Resolución 1283 de 2016: “Por la cual se establece el procedimiento y requisitos de la certificación de beneficio ambiental, para obtener los beneficios tributarios por inversión en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables”.

2.5.2 Impactos ambientales

Analizando los impactos ambientales, se encuentra lo siguiente:

Efecto invernadero: como la energía solar fotovoltaica no requiere combustión, está libre de emisiones de CO₂ y de emisión de gases calientes.

Afectación al clima: no se produce polución térmica ni emisiones de dióxido de carbono (CO₂) que favorezcan el efecto invernadero. EPM estima que el factor emisión red eléctrica Colombia = 0,221 ton CO₂/MWh; por lo tanto, al usar energía solar fotovoltaica se está disminuyendo la emisión de gases de efecto invernadero. Este dato es tomado de la información que usa EPM para ofertar los Certificados de Energía Renovable (REC). Según la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2015):

El mecanismo de certificados de energía renovable (RECs por sus siglas en inglés) consiste en otorgar certificados a los productores de energía renovable, los cuales pueden ser comercializados. La demanda de RECs se genera cuando el Gobierno establece una meta de energía renovable a la cual tienen que someterse las empresas de generación. (pág. 88).

La UPME cuantifica el factor de carbono agregado de la red colombiana en 0,186 t CO₂/MWh. Para otras energías renovables, se estima 0,02 t CO₂/MWh para la energía eólica y un factor de emisiones de 0,04 t CO₂/MWh para una planta geotérmica (UPME, 2015).

Extracción del silicio como materia prima: el silicio es uno de los materiales que más se utilizan en la fabricación de paneles solares y se puede extraer de la arena que, a su vez, es abundante en muchos lugares, haciendo que la minería necesaria para extraerla tenga impactos mínimos.

Impacto en el suelo: la generación de electricidad con una fuente solar fotovoltaica no genera emisiones ni vertimientos, no genera erosión y no altera las propiedades fisicoquímicas del suelo. Para su instalación sobre suelo abierto, no requiere alteración de las características litológicas o estructurales del terreno. No afecta las aguas superficiales ni subterráneas, pues no tiene consumos ni genera vertimientos.

Fauna-flora: más allá del área que ocupen los paneles mismos, que puede ser en este caso el techo de edificaciones existentes, no se genera impacto sobre la vegetación, ni cambian los impactos sobre la fauna que ya tenga la zona del edificio mismo. Debido a que la energía se consume en su mayor parte en el mismo sitio, la necesidad de extender redes de transmisión adicionales es mínima; por lo tanto, no habrá riesgo para la fauna. Solo afecta al proyecto si los requisitos de este involucran una deforestación debido al lugar donde se planifique la construcción de una zona de instalación de los paneles. Este mercado no está planteado como mercado objetivo del proyecto.

Paisaje: se genera una contaminación visual, pero al integrar los paneles solares arquitectónicamente a las edificaciones, por ejemplo en sus techos, se minimiza el impacto. El impacto no será superior al que ya tienen las edificaciones existentes

por sí mismas. La menor cantidad de redes de transmisión generadas, porque la mayor parte de la energía se consume en el mismo sitio, reduce la contaminación visual de las redes de transmisión.

Ruido: los sistemas solares fotovoltaicos son silenciosos; por lo tanto, no generan impactos en este sentido.

Impacto a la comunidad: el espacio que ocupan los sistemas solares fotovoltaicos en el presente análisis de factibilidad corresponde al techo de las edificaciones; por lo tanto, no se requiere intervenir áreas de suelo que actualmente estén en otras aplicaciones que las comunidades necesiten. Además, los menores costos de generación incentivan a las comunidades a ver con buenos ojos este tipo de proyectos.

El suelo necesario para instalar un sistema fotovoltaico de dimensión media no representa una cantidad significativa como para producir un grave impacto; además, en gran parte de los casos se pueden integrar en los tejados de las viviendas.

Impactos negativos: algunos impactos negativos obedecen a la fabricación misma de los paneles solares. Los materiales para los paneles solares son extraídos como cuarzo, una forma de sílice, que tienen impacto negativo sobre las personas que llevan a cabo la minería, por el riesgo de contraer silicosis pulmonar. Luego este elemento se refina para obtener el silicio en una forma llamada polisilicio, que crea también el compuesto tóxico tetracloruro de silicio. Esto se debe a que en el proceso de refinado se usa ácido clorhídrico con silicio para convertirlo en triclorosilano, que reacciona con el hidrógeno y produce el polisilicio con tetracloruro de silicio, hasta cuatro toneladas de tetracloruro de silicio por cada tonelada de polisilicio (Mulvaney, 2014).

2.5.3 Huella de carbono: toneladas de CO₂ que se dejan de emitir anualmente a la atmosfera por cada MWh (1000KWh)

Impacto positivo: en cuanto a impactos positivos, se considera la reducción de las emisiones de CO₂ por las fuentes de energía que se pueden reemplazar con la electricidad solar fotovoltaica.

La UPME estima que en 22 de las principales ciudades de Colombia las edificaciones con utilización industrial tienen techos con un área de 23,68 km². En este orden de ideas, si al menos el 10% de estas edificaciones destinaran su área para instalar sistemas fotovoltaicos, se podrían instalar 104 MWp (UPME, 2015, pág. 266). En el mismo artículo, la UPME indica que entre todas las fuentes de energía de Colombia la capacidad total instalada en 2015 era de 15.645 MW.

Según lo anterior, si el 10% de los techos industriales se usara para la generación eléctrica fotovoltaica se atendería el 0,66% de la capacidad eléctrica instalada del país.

Para estimar la cantidad de toneladas de CO₂ que se dejarían de emitir a la atmósfera en este escenario, se toma la estimación de EPM sobre el factor emisión red eléctrica Colombia* = 0,221 ton CO₂/MWh (ver numeral 1.1).

Luego, se hace una analogía con las capacidades definidas en el presente análisis de factibilidad en el cual para producir 1.000.000 kWh/año (1.000 MWh/año) se instalan equipos fotovoltaicos con una capacidad de 900 kWp (0.9Mwp). Ver numeral 4.2.1 en la página 64.

Con este promedio de producción solar fotovoltaica aplicado a los 104 MWp que estima la UPME, instalando sistemas fotovoltaicos en el 10% de los edificios industriales, se podría evitar la emisión de 25.538 ton CO₂/MWh al año. En la Tabla 2 se aprecia la estimación de las toneladas de CO₂ que se podrían dejar de emitir a la atmósfera si el 10% de los edificios industriales de las 22 principales ciudades de Colombia instalaran sistemas de generación solar fotovoltaica.

Tabla 2. Estimación de las toneladas de CO₂ que se podrían dejar de emitir a la atmósfera

Variable	Simulación en el presente análisis de factibilidad	Proyección usando datos de UPME y EPM
Capacidad instalada MWp	0,9	104
Energía generada MWh/año	1.000	115.556
Toneladas de CO ₂ que se dejan de emitir a la atmosfera por utilización de energía solar, medida en toneladas de CO ₂ /MWh por año	221	25.538

Fuente: elaboración propia.

2.6 Dimensión natural y geográfica

El entorno elegido para la evaluación está situado en los alrededores de Medellín. Se toma esta zona, porque tiene un promedio de irradiación solar equivalente al promedio nacional.

En este sentido, según UPME (2015): “El país cuenta con una irradiación promedio de 4,5 kWh/m²/d, la cual supera el promedio mundial de 3,9 kWh/m²/d, y está muy por encima del promedio recibido en Alemania (3,0 kWh/m²/d)” (pág. 40).

El Instituto de Estudios Ambientales (IDEAM, 2014), ha evaluado la radiación solar para varias regiones del país y ha publicado varios estudios que complementaron esta información, como el *Atlas de Radiación Solar de Colombia*, que mide la radiación solar en (kWh/m² al año).

Se estima que el máximo mundial es de aproximadamente 2.500 kWh/m²/año
Radiación solar para cada región del país: en (kWh/m² al año) (figura 7).

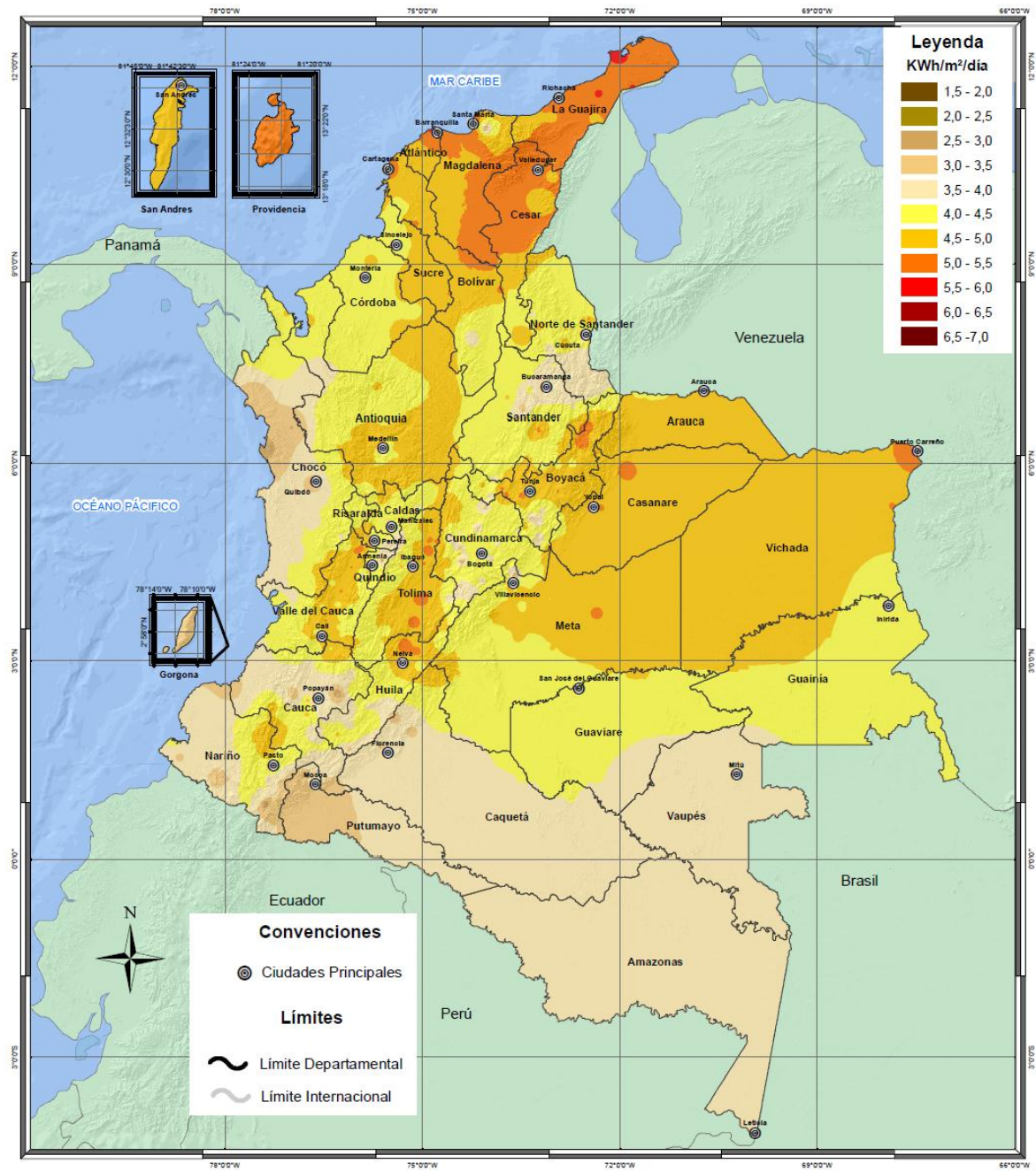


Figura 7. Irradiación global horizontal media diario anual.

Fuente: Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia (IDEAM, 2014).

3 Estudio de mercado

Al estimar la cantidad de usuarios potenciales con cubiertas de aproximadamente 10.000 m², se puede establecer que en Medellín hay 2,37 km² en área de techos industriales y 9,84 km² en áreas comerciales y de servicios (UPME, 2015, pág. 266)

Este tipo de organizaciones podría instalar en sus techos sistemas de autogeneración con energía solar fotovoltaica. Si el 10% de estas organizaciones usara el techo para autogeneración en las condiciones descritas en el presente análisis, se podría tener una capacidad de 53 MWp (UPME, 2015). Como referencia en el presente análisis, una sola edificación de 10.000 m² instala una capacidad de 900 kWp (0,9 MWp).

Consumo de energía en Colombia

En el mundo cerca del 78% de la energía consumida proviene de fuentes no renovables y cerca del 18,9% proviene de fuentes renovables; sin embargo, el crecimiento en el uso de energía renovable ha sido exponencial debido a las preocupaciones ambientales y políticas, para satisfacer la demanda global de energía (Hernandez, Velasco y Trujillo, 2011). Ver figuras 8, 9 y 10.

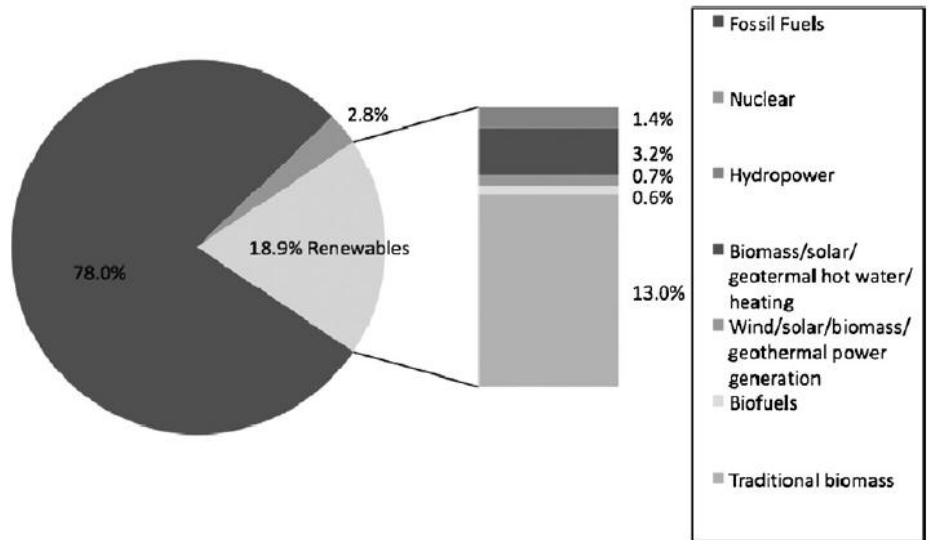


Figura 8. Producción mundial de energía.

Fuente: Hernandez et ál., (2011).

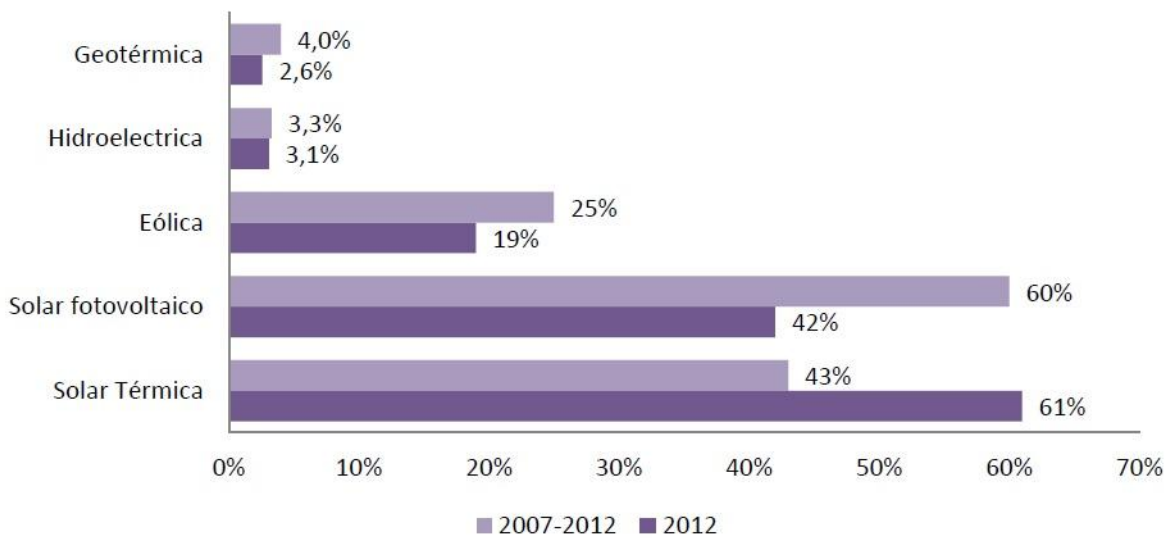


Figura 9. Crecimiento mundial promedio anual de capacidad instalada de diferentes fuentes renovables.

Fuente: García et ál. (2013).

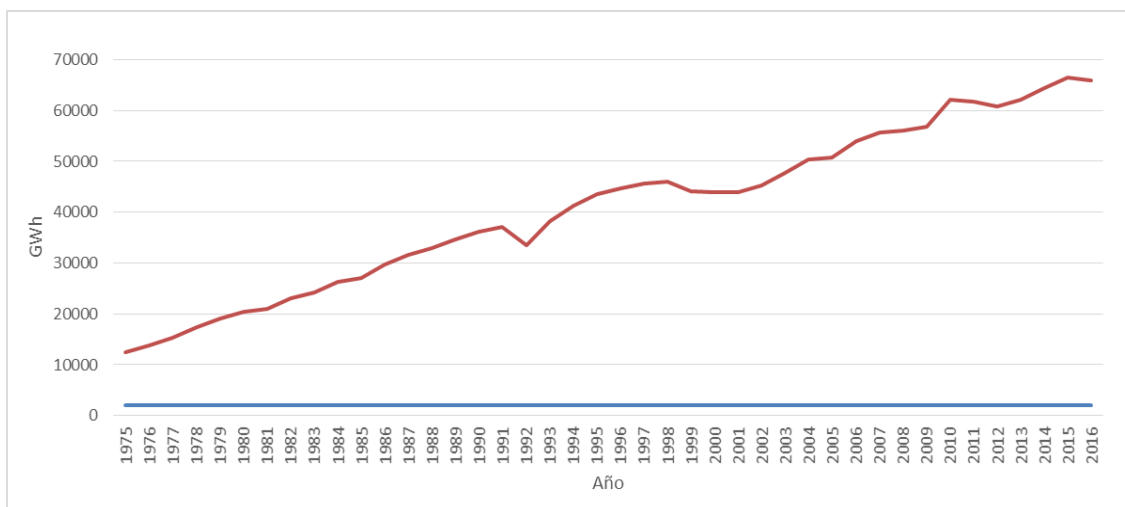


Figura 10. Producción de electricidad en Colombia 1975-2016.

Fuente: elaboración propia con base en UPME (2017a).

Esto ha ocasionado que los costos de inversión y los precios de generación con energía fotovoltaica hayan venido reduciéndose y generando tecnología más eficiente que puede atender las necesidades del mercado, principalmente en áreas alejadas.

En Colombia la energía solar se ha enfocado en el sector rural, por los altos costos de la generación con combustibles fósiles y por el mantenimiento. Esto hace que, a largo plazo, una inversión en energía solar sea aplicable en ese contexto.

En Colombia la mayor parte de la energía se produce en hidroeléctricas (figura 11), y esta tendencia se mantendrá, pues se están desarrollando grandes proyectos hidroeléctricos como Ituango (1200 MW) o Hidrosogamoso (800 MW).

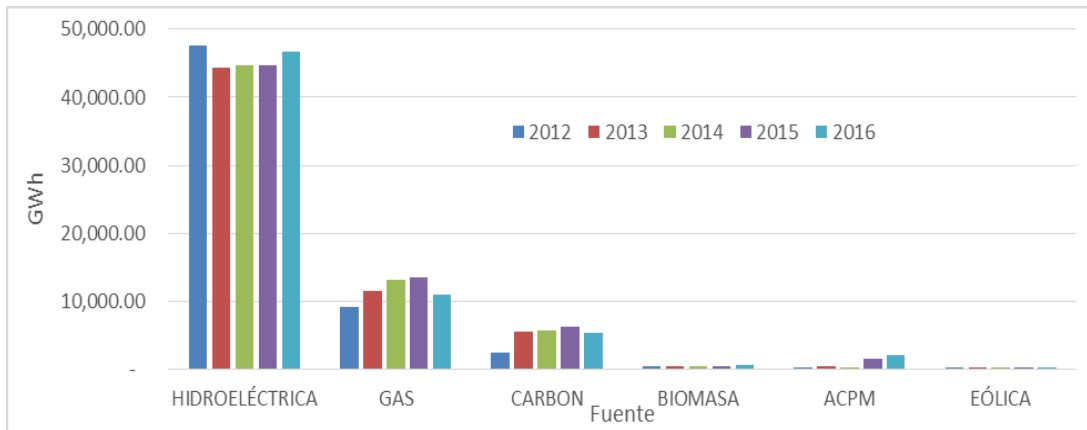


Figura 11. Producción de electricidad en Colombia por fuente 2012-2016.

Fuente: elaboración propia con base en UPME (2017b).

Proyectos como el presente, en el corto plazo tendrán una demanda local, debido al abanico de posibilidades que brindan las áreas industriales intensivas de la ciudad en las que las empresas del sector productivo poseen áreas de magnitud importante para el desarrollo de la idea. Además, es bien sabido que el conocimiento del área, de sus diferentes agentes, puede llevarse a cabo para los inicios del proyecto de una manera más productiva en área local; es decir, aunque se sienten bases y estudios para todo el proyecto, la incertidumbre será un poco menor. A continuación se observa el comportamiento de la demanda de energía eléctrica por región, para las cinco regiones más representativas de Colombia.

En el sector regional y nacional nos enfocaremos en una demanda a mediano y largo plazo debido a que, como ya se mencionó anteriormente, se tratará en principio de hacer un posicionamiento a través de la ejecución de proyectos localmente, y se expandirá de forma natural a las demás regiones.

Características de los usuarios o consumidores: volumen actual, tasa de crecimiento, distribución espacial, nivel actual y tasa media de crecimiento del ingreso, estratos actuales y cambios en la distribución, limitaciones para la comercialización del producto.

En figura 12 se observa la composición del consumo de energía eléctrica por sector y su variación en el período 2013-2014.

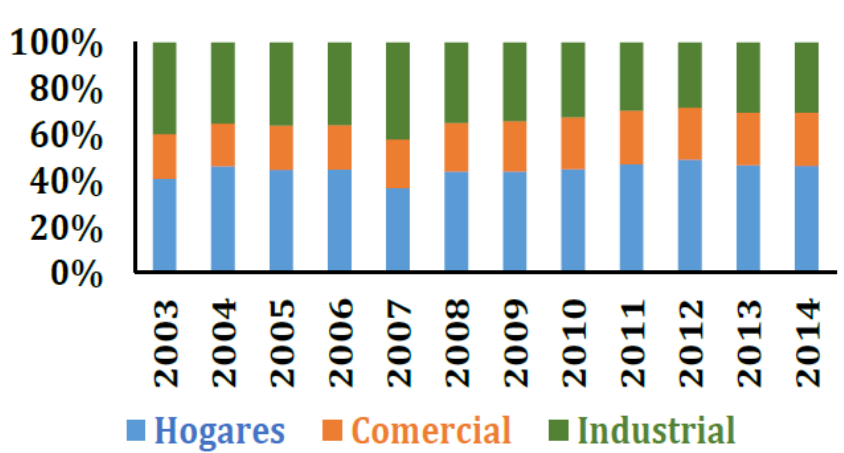


Figura 12. Composición del consumo en la demanda de energía eléctrica por sector.

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2015c).

Aunque no es representativo para este proyecto, se debe mencionar que en este período el consumo de los hogares aumentó su participación en un 5%, y el comercial un 3%. Lo que sí es relevante tanto para este proyecto como para la economía nacional es la disminución de la participación en un 10% en el mismo período del sector industrial, lo que indica un fuerte deterioro de este sector que se ha venido acentuando año tras año.

De acuerdo con la información de la figura 13, el promedio de crecimiento anual en el consumo de los tres sectores: residencial 7%, comercial 8% e industrial 4%, muestra la inelasticidad de la demanda de energía eléctrica. Por otro lado, se observa la volatilidad en el crecimiento del consumo, mostrando unos años de muy alto consumo, y otros de no tanto.

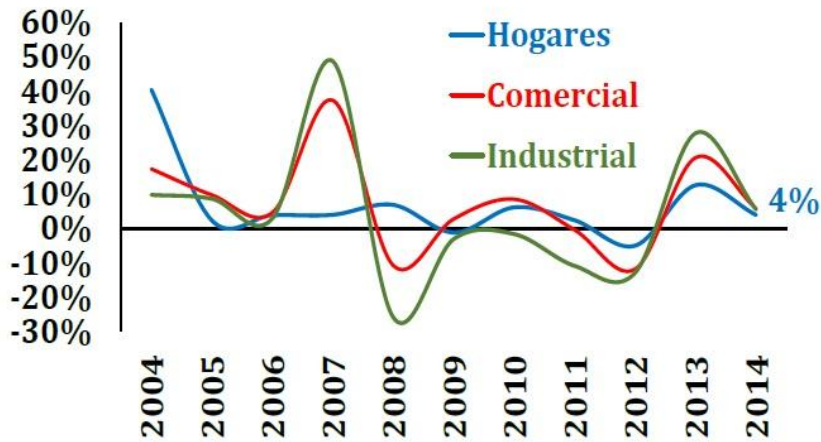


Figura 13. Crecimiento anual consumo demanda de energía eléctrica por sector.

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2015c).

La regulación ha hecho que se observe una mayor distribución del consumo de energía eléctrica en sectores de la población con ingresos inferiores. Los promedios entre 2003 y 2014 muestran que el 58% del consumo de energía eléctrica provino de los estratos uno y dos, el 33% en los estratos tres y cuatro y el nueve por ciento en los estratos cinco y seis. Se detalla un poco más por año en la figura 14.

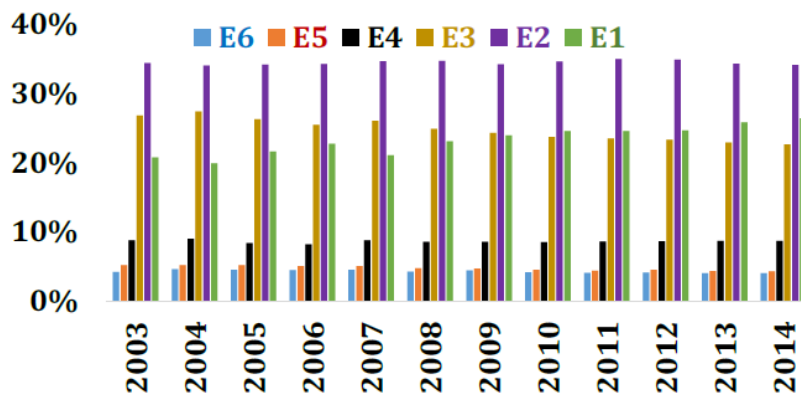


Figura 14. Distribución Consumo de Energía Eléctrica (KWh) por Estratos.

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2015).

La elasticidad demanda-precio de la energía eléctrica en Colombia tiene baja sensibilidad de la demanda a los precios de mercado:

Uno de los aspectos más importantes en el mercado de un bien o servicio como en el caso de la energía, es la sensibilidad del consumidor frente al comportamiento del precio, considerando las variaciones que experimenta su nivel de consumo ante cambios que el precio experimente, independientemente de las razones que lo generan, y suponiendo constante su nivel de ingresos. La mayor parte del consumo de energía eléctrica durante la última década provino de los hogares. El consumo residencial pasó de representar el 41% del consumo total del consumo de energía eléctrica en 2003, a ser el 46% del consumo total en 2014. (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2015c)

Esto se aprecia en la figura 15.

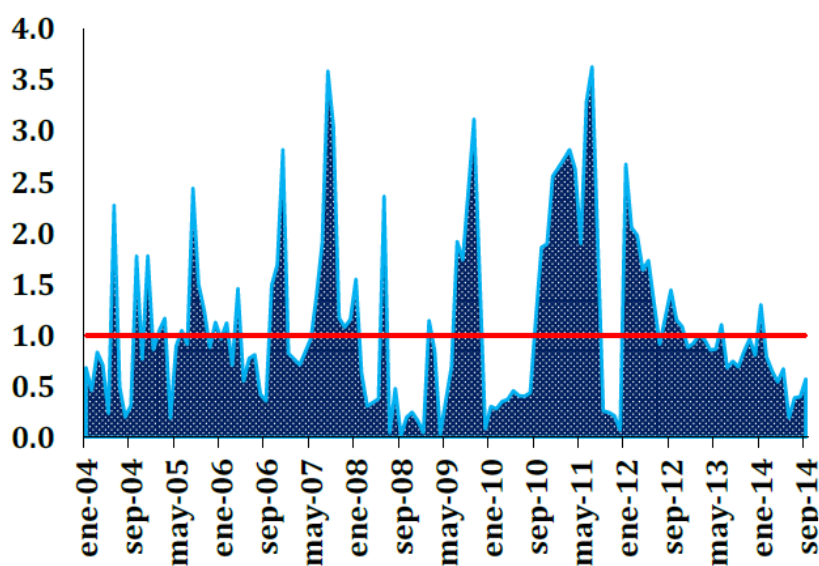


Figura 15. Elasticidad precio-demanda energía eléctrica-sector industrial.

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2015).

El método para nuestro análisis de mercado será la investigación de mercados, ya que parte del análisis de cambios en el entorno y del comportamiento de los consumidores, lo que permite generar un diagnóstico acerca de los recursos, las oportunidades, fortalezas, capacidades, debilidades y amenazas, los cuales se desarrollaron en un capítulo anterior.

4 Estudio técnico

4.1 Consideraciones y premisas

La potencia máxima de una planta fotovoltaica en teoría es ilimitada conectando un número indefinido de paneles solares. En la práctica, la potencia máxima de la instalación se calcula con base a la radiación solar del lugar, las necesidades de energía eléctrica del usuario y la superficie disponible para la instalación de los paneles solares. La potencia máxima de una instalación fotovoltaica se indica en kilovatios pico (kWp) o megavatios pico (MWp) (Green Energy Latin America, 2016).

Se establece como unidad de evaluación una planta solar con capacidad de 1.000.000 de kWh por año. Esta magnitud es tomada como propuesta metodológica, que permitirá escalar los resultados como múltiplos de este valor para futuras proyecciones.

Se elige este tamaño también porque los equipos necesarios para generar esta energía caben en un área inferior a 10.000 m² de la cual se usaría un porcentaje cercano al 70%. Esto hace parte de las consideraciones del alcance del presente estudio; es decir, se aplica a edificaciones de hasta 10.000 m² de superficie al aire; esto es, el área a la que debe llegar la radiación solar.

Dependiendo del fabricante, de la eficiencia de los paneles solares, de las condiciones geográficas y climáticas que se elijan en cada caso y de la producción objetiva de 1.000.000 kWh /año⁹, puede ser surtida por una instalación con capacidad entre 800 y 1.000 kWp¹⁰.

⁹ 1 W: es 1 vatio. / 1 kW: son mil vatios 1.000 W. / 1 MW: son un millón de vatios, 1.000.000 W.

¹⁰ kWp es la potencia pico que corresponde a la máxima que genera un panel en las horas de máxima insolación, en promedio 1000 w/m² (energía incidente por metro cuadrado) y a 25 °C de temperatura ambiente.

Se hace esta proyección de capacidad para las condiciones geográficas y climáticas de los alrededores de Medellín. Para otros lugares de Colombia el valor es similar y debe validarse con programas como PVsyst (s. f.).¹¹

4.2 Estimación del CAPEX

Por su significado en inglés, el *Capital Expenditures* (CAPEX) corresponde a las inversiones de capital que se hacen con el fin de generar beneficios. Según Gómez Salazar y Díez Benjumea (2015): “Se calculan todas las inversiones que se derivan de las necesidades técnicas y todos los demás componentes indispensables para su ejecución” (pág. 20). Los ítems de inversión que se van a considerar se explican en los siguientes numerales.

4.2.1 Componentes generales del sistema de generación fotovoltaico

Esta aproximación de la capacidad instalada proviene de una consulta a cuatro expertos en el tema y se valida con estimaciones y casos reales, que incluso dan un referente del valor DDP¹² de los paneles solares con su instalación, incluyendo equipos de soporte, como inversores, tableros de control y soportería metálica (tabla 3). Todo en modalidad EPC.

¹¹ El programa PVsyst es una herramienta para diseñadores, que usa datos meteorológicos y geográficos para proyectar la generación de un sistema fotovoltaico, y se usa a nivel de estimaciones previas en estudios de viabilidad. Se establecen indicadores esperados que relacionan la eficiencia del equipo que se vaya a usar y las condiciones geográficas:

— Radiación anual (kWh/m²).

— Producción específica (kWh/kWp)

¹²DDP (Incoterms): Delivered Duty Paid (entregado con derechos pagados). Toda la responsabilidad de importación: impuestos, seguros y transporte a cargo del vendedor.

Tabla 3. Concepto de expertos sobre la capacidad instalada y costos de inversión para generar energía fotovoltaica en los alrededores de Medellín

Variable	Experto 1	Experto 2	Experto 3	Experto 4
Capacidad del sistema (KWp)	34,56	500	1.010	838
Producción anual estimada año en un año (ubicación Medellín) kWh/año	43.476	648.749	1.357.103	1.324.719
Área necesaria (m ²)	361	3.462	7.575	6.672
Inversión sin IVA (USD\$)*	111.919	723.619	1.539.117	1.259.848
Costo mantenimiento. Anual (USD\$/año)	8.353	8.353	10.981	13.438
*La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), en consideración a la Ley 1715 de 2014 puede avalar los proyectos como la generación fotovoltaica. Para que, siendo fuentes de energía renovables, puedan acceder a los incentivos tributarios de la Ley y, por lo tanto, no pagarían IVA.				

Fuente: se reserva el nombre de los expertos, por incluir cotizaciones en modalidad EPC.

Con los datos anteriores se evidencia una relación lineal entre el CAPEX (inversión inicial) y la capacidad instalada en kWp, con valores menores y mayores que la capacidad definida como módulo para el presente análisis. Nótese que el coeficiente de correlación tiene un valor aceptable de $R^2 = 0,9973$. Esto se aprecia a continuación en la figura 16.

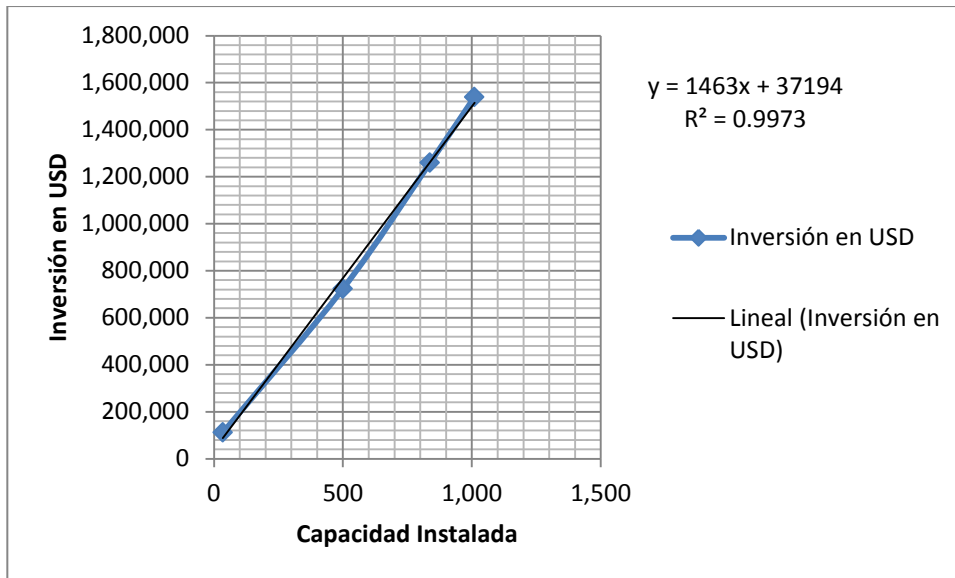


Figura 16. Relación entre la inversión inicial y la capacidad instalada.

Fuente: elaboración propia.

Tomando un valor medio de capacidad instalada de 900 kWp, que, según la Tabla 3, puede producir 1.000.000 kWh/año, se estima una inversión inicial en los equipos fotovoltaicos y sus accesorios así:

$$x = 900 \text{ kWp}$$

$$y = 1.353.894 \text{ USD}$$

Para la instalación del sistema fotovoltaico se deben adicionar algunos elementos propios de cada usuario y el diagrama de cargas eléctricas (tabla 4).

Tabla 4. Componentes del sistema fotovoltaico

Componentes generales	Componentes particulares que dependen de las condiciones internas del autogenerador
<ul style="list-style-type: none"> — Paneles solares — Inversores 	<ul style="list-style-type: none"> — Medidor — Tablero de distribución eléctrica — Red eléctrica de la zona — Cargas (equipos que consume energía al interior de las instalaciones)

Fuente: elaboración propia.

La estimación en modalidad EPC¹³ del sistema de generación fotovoltaico incluye los paneles solares y los inversores, contando en su valor los accesorios de instalación y los cableados.

Sobre la cubierta de la edificación se instalan los paneles mediante estructura livianas adosadas a la teja o losa, que corresponden a la soportería metálica. En la Figura 17 se presentan como ejemplo dos opciones con su precio, según un proveedor que ofrece por internet los sistemas de fijación (Efimarket, 2016).

Nuevamente se aclara que, para el presente estudio, el valor de estas estructuras queda incluido en el valor del panel solar.



Figura 17. Estructuras para placas fotovoltaicas.

Tomado de Efimarket (2016).

Uno de los principales componentes del sistema son las baterías, pues es evidente que los sistemas fotovoltaicos no generan las cantidades necesarias en ausencia del

¹³ EPC: *Engineering, Procurement and Construction*, o compra de equipos llave en mano.

sol. Es por esto que se hace necesario disponer de un mecanismo para almacenar la energía en las noches. Para tal efecto se usan las baterías.

Las baterías, además de que tienen un costo significativo al momento de montar un sistema, presentan desventajas ambientales con varias de las tecnologías disponibles.

La batería es una celda electroquímica que convierte la energía almacenada en energía eléctrica, y es la forma más difundida de almacenar energía, incluso en aplicaciones industriales.

Generalmente las baterías se dividen en dos grupos: las de uso primario y las que pueden ser recargadas.

Según Zeng, Li y Singh (2014), los sistemas fotovoltaicos necesariamente usan las baterías recargables, que son hechas principalmente de:

- Plomo-ácido / *lead-acidbatteries*
- Níquel-cadmio (Ni-Cd) / *nickel-cadmium* (Ni-Cd)
- Níquel metal hidruro (NiMH) / *nickel-metal hydride* (NiMH)
- Baterías de iones de litio (LIB) / *lithium-ion batteries* (LIB)

(Pág. 1130).

El alto precio de las baterías y sus implicaciones ambientales hacen que la energía solar sea más costosa, desestimulando así a clientes que tienen consumos eléctricos significativos en las noches.

La presente evaluación descarta el uso de baterías y se limita a tamaños de producción de kWh que puedan surtir las necesidades durante el día. El alto costo de las baterías y su costo ambiental por disposición final hace que muchos inversionistas desistan de usar esta tecnología.

4.2.2 Componentes particulares

Como se observa más arriba en la Tabla 4, existen también elementos como un tablero de distribución y medidor de energía, para instalar en caso de que sea posible vender energía excedente a la red pública.

Es conveniente incluir un valor para el medidor, pues en Colombia se están dando los primeros pasos para legislar sobre la posibilidad de vender excedentes de energía autogenerada por particulares a la red pública. En otros países es posible venderle los excedentes de energía a la red obteniendo beneficios marginales al proyecto de autogeneración interna.

En Colombia está la Ley 1715 de 2014, por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. Cuando esta ley esté reglamentada, será posible considerar estos ingresos para justificar el desarrollo de proyectos de autogeneración.¹⁴

El medidor ha de ser bidireccional, pues los medidores convencionales que hay en Colombia son positivos. Esto significa que cualquier flujo de energía va a sumar, haciendo que la autogeneración se considere erróneamente como un consumo adicional de la red pública. Esta calibración positiva del medidor se ha hecho posiblemente para evitar el fraude en el consumo de energía.

El medidor bidireccional le resta a la energía consumida la energía autogenerada. En un sistema fotovoltaico que no use baterías de almacenamiento, necesariamente habrá consumos de energía de red en las noches, y por causa de situaciones de mantenimiento o climáticas.

Un contador bidireccional con puertos para transmitir los datos por red IP o por vía telefónica puede costar cerca de 3.000 USD (ver como referencia el fabricante Landis+Gyr -Electricity Meter, s. f.).

¹⁴ Autogeneración: según la ley 1715 del 13 de mayo de 2014, en su Artículo 5º: Definiciones, autogeneración es aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente para atender sus propias necesidades.

En cuanto a los tableros de distribución, dependerán en gran medida de la distribución de cargas y del diagrama unifilar de cada usuario. Por lo tanto, no es práctico para efectos del presente análisis teorizar sobre el valor de los tipos de tablero, pero se dejará una provisión razonable de CAPEX para la modificación de los tableros, que inevitablemente deberá efectuar cada usuario para adaptar el sistema fotovoltaico a su red eléctrica interna.

Normalmente los inversores pueden entregar energía en 440V; por lo tanto, la conexión para consumo interno se hace aguas abajo del transformador principal de la subestación.

Para los casos donde se espera vender energía excedente, se usa el mismo transformador existente en cada subestación, para elevar el voltaje a los niveles de transmisión de la red pública; por ejemplo, 13,2 kV o 44 kV.

Esto no requiere modificaciones en los transformadores, pues por su propio funcionamiento son capaces de hacer esta función al momento de vender energía a la red pública.

Considerando lo anterior, el tablero puede ser simple y estar ubicado cerca de la subestación eléctrica para poder conectarse coherentemente siguiendo el diagrama unifilar de cada caso. Se asumirá un valor de 2.000 USD como provisión para los tableros.

4.2.3 Inversiones en estructura civil

Otro elemento que no es práctico detallar, pero que involucra una inversión inicial, es el efecto sobre la estructura del edificio donde se instalarán los paneles.

Las edificaciones de hasta 10.000 m², deberán tener disponibilidad en sus cubiertas, tanto de carga como de espacio. Esto implica que por lo menos tengan una capacidad libre de 30 kg/m². Este es el peso de paneles y estructuras de fijación. Algunos fabricantes ofrecen paneles con estructura de fijación de 12 a 14 kg/m².

Como referencia, una estructura de cubierta convencional no debe tener capacidades inferiores a 80 kg/m^2 pues requieren soportar el tránsito de personal para mantenimiento.

Teniendo en consideración que los edificios donde se estudia la posibilidad de instalar el sistema de generación eléctrica fotovoltaica fueron construidos sin considerar la instalación de los paneles, es probable que muchos usuarios requieran construir un sistema de acceso como escaleras, líneas de vida y pasamanos. Esto no solo se usa en el montaje del sistema fotovoltaico, sino que es requisito para las operaciones de mantenimiento periódicas.

El sistema de acceso y las pasarelas o barandas dependerán de las condiciones de cada edificio (figura 18).



Figura 18. Ejemplo de paneles instalados en edificios.

Tomado de Mix News Colombia (2014)

No es posible definir una generalidad sobre cuánto puede costar en cualquier caso un acceso al techo de un edificio que no lo tenga, pues cada caso tendrá especificaciones particulares; pero, para efecto de establecer un valor promedio, se

toma como ejemplo una escalera metálica de emergencia para 7 plantas, de altura máxima de planta de 3 m, recta y con dos tramos rectos y dos soportes intermedios de acero laminado, presentados en la Figura 19 y en la tabla 5, que fue tomada de la página de escaleras de emergencia, como Generador de Precios. España © CYPE Ingenieros, S. A. (CYPE Ingenieros, S. A., s. f.).



Figura 19. Modelo para calcular el precio de una escalera de emergencias.

Fuente: CYPE Ingenieros, S. A. (s. f.) España © CYPE Ingenieros, S. A. Tomado de http://www.generadordeprecios.info/obra_nueva/Instalaciones/Contra_incendios/Escaleras_de_emergencia/Escalera_de_emergencia.html

Tabla 5. Ejemplo de cotización para calcular el precio de una escalera de emergencias

Código	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
mt10haf010n ga	m ³	Hormigón HA-25/B/20/Ila, fabricado en central.	,71	76,88	515 ,86
mt07aco020a	Ud	Separador homologado para cimentaciones.	8,8	0,13	6,3 4
mt07aco010g	kg	Acero en barras corrugadas, UNE-EN 10080 B 500 S, suministrado en obra en barras sin elaborar, diámetros varios.	0	0,62	31

mt41esc010a	Ud	Módulo de escalera metálica de emergencia, recta y con dos tramos rectos por planta de 3 m de altura máxima y dos soportes intermedios, realizada la estructura con perfiles laminados de acero S 275 JR, con un ancho útil de 1 m, para una sobrecarga de uso de 400 kg/m², clase A1 según UNE-EN 13501-1, realizada en taller y montada en obra.		2.533,27	17.732,89
mt27pfi010	l	Imprimación de secado rápido, formulada con resinas alquídicas modificadas y fosfato de zinc.	3,5	4,8	352,8
			Subtotal materiales:		18.638,89
2		Equipo y maquinaria			
mqa07gte010a	h	Grúa autopropulsada de brazo telescópico con una capacidad de elevación de 12 t y 20 m de altura máxima de trabajo.	,883	48,88	483,08
			Subtotal equipo y maquinaria:		483,08
3		Mano de obra			
mo042	h	Oficial 1ª estructurista.	,834	18,1	33,2
mo089	h	Ayudante estructurista.	,834	16,94	31,07
mo047	h	Oficial 1ª montador de estructura metálica.	4,559	18,1	444,52
mo094	h	Ayudante montador de estructura metálica.	4,559	16,94	416,03
			Subtotal mano de obra:		924,82
4		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2	20.046,79	400,94
Coste de mantenimiento decenal: 1.022,39€ en los primeros 10 años.			Costes directos (1+2+3+4):		20.447,00
NOTA: los valores están calculados en euros.					

Fuente: CYPE Ingenieros, S. A. (s. f.) España © CYPE Ingenieros, S. A. Tomado de http://www.generadordeprecios.info/obra_nueva/Instalaciones/Contra_incendios/Escaleras_de_emergencia/Escalera_de_emergencia.html

Con una aproximación de 1,12 USD/euro, en el ejemplo anterior (figura 19 y tabla 5) el valor de esta escalera estaría cercano a los 22.901 USD.

Es posible también que el usuario necesite construir, ampliar o modificar el espacio donde está su subestación eléctrica, con el objetivo de alojar adecuadamente los inversores. Este posible ítem tampoco es práctico para generalizar su valor en cualquier caso; sin embargo, se estima que el sistema de inversores ocupará un espacio inferior a 20 m², que debe ser ventilado, estar bajo techo y tener fácil acceso para mantenimiento. Este espacio de los inversores puede estar cerca de la subestación eléctrica, para disminuir las distancias de cableado.

La ampliación de la subestación dependerá de cada caso; pero, para efectos de la presente estimación, se usará un valor de construcción de 1.500.000 COP/m², teniendo como premisa que el terreno es costo muerto; es decir, ya está disponible en el lugar de instalación y no es necesario adquirir el predio.

Con una tasa de cambio de referencia, se puede estimar el valor de la expansión en la subestación en 10.345 USD, para una edificación de 20 m².

Se aclara que algunas marcas ofrecen inversores y elementos eléctricos para exteriores con un grado IP-66¹⁵ que les permita tolerar la lluvia, pero esto tendrá otros valores y sus características de montaje, que se consideran igualmente en el CAPEX.

¹⁵ IP-66: *International Protection*, es el grado de protección de un equipo eléctrico. El primer código numérico, cuando es 6 como en este caso, hace referencia a evitar la entrada de polvo. Y el segundo código numérico, cuando es 6, indica que resiste chorros fuertes de agua sin inmersión.

4.2.4 Inversiones para acceder a los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014

Como lo ha expuesto el IRENA, la energía renovable es uno de los factores que ayudarán a mitigar el cambio climático. Colombia no es ajena a esta situación, y en el país se está generando legislación para promover el uso de energías renovables, como la Ley 1715 del 2014.

Para acceder a los beneficios incluidos en esta ley, se deben seguir varios procedimientos con entidades del Estado. Como este beneficio es ya una realidad en Colombia, se considera pertinente asignar una reserva de inversión para pagar los trámites ante estas entidades. Para la UPME (2016):

Los interesados en realizar inversiones en proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía y Gestión Eficiente de la energía, podrán acceder a los incentivos tributarios enunciados por la Ley, una vez se cumplan los requisitos y procedimientos establecidos por las entidades pertinentes (pág. 5).

A continuación en la tabla 5 se presenta un resumen de estos trámites.

Tabla 5. Trámites para acceder a beneficios tributarios y a la posibilidad de venta de energía excedente

Paso	Entregable
Análisis de factibilidad	Aprobación de la idea.
Proyecto estructurado	Diseños y presupuestos.
Procedimiento – Registro del proyecto ante la UPME	Certificado de registro.
Procedimiento UPME – Certificación sobre el aval del proyecto	Certificado UPME (concepto).
Procedimiento ANLA – Certificación de beneficio ambiental.	Certificación ambiental ANLA.*

Paso	Entregable
Remisión de certificado ANLA a la VUCE.	Notificación a la DIAN** del acceso a los beneficios de IVA y aranceles.
Ejecución del proyecto	<p>IVA: se presenta como documento soporte el certificado ANLA para la solicitud de exclusión de compras nacionales de maquinaria, como en la presentación de la declaración de importación en adquisiciones internacionales.</p> <p>ARANCEL: con el registro ante la VUCE*** se entiende notificada la DIAN de la exención. Este registro debe darse al menos 15 días antes de la nacionalización de los bienes importados.</p> <p>RENTA: se aplican los incentivos en las declaraciones de renta, teniendo como soporte el certificado ANLA. Puede darse durante o posterior a la ejecución del proyecto.</p>
Registro como comercializador, en caso de que se piense vender energía	Estudio de conexión.
<p>*ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. **DIAN: Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales. *** VUCE: Ventanilla Única de Comercio Exterior.</p>	

Fuente: elaboración propia, con base en la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2016, pág. 11).

Establecer un valor de inversión para el estudio de conexión, diseños, presupuestos y demás documentos dependerá de cada caso y del tamaño del proyecto como tal.

Para reservar un valor en el CAPEX se consulta con expertos, quienes sugieren reservar una cifra de 40.000.000 COP\$ (13.300 USD).

Como estimación, para una planta solar con capacidad de 900 kWp ubicada en la cubierta de una edificación con cerca de 10.000 m² para producir cerca de 1.000.000 kWh por año, la inversión será cercana a 1.392.139 USD, o 4.216.418.403 COP con tasa de cambio (3.000 COP/USD). En la Tabla 6 se aprecia el resumen de los componentes de la inversión inicial estimada.

Tabla 6. Resumen de la inversión inicial estimada

Grupo	Descripción	Valor global USD
Componentes generales del sistema de generación fotovoltaico	(900kWp) paneles solares con su instalación, incluyendo los equipos de soporte como inversores, tableros de control y soportería metálica	1.353.894
Componentes particulares	Tablero de distribución	2.000
	Medidor de energía bidireccional	3.000
Estructuras civiles	Adecuaciones de subestación eléctrica	10.345
	Sistema de acceso y pasarelas o barandas	22.901
Trámites del beneficio tributario y posibilidad de venta de excedentes	Estudio de conexión, diseños presupuestos	13.333
	Total USD	1.405.473
	Total COP (3.000 COP/USD)	4.216.418.403

En la Tabla 6 se encuentra que para estas condiciones los costos de instalación de energía solar fotovoltaica, incluyendo IVA y aranceles, es cercano a 1,56 USD/W. Otros estudios del año 2015 al respecto presentan valores mínimos de 2,7 USD/W instalado (tabla 7).

Tabla 7. Costos de la instalación de energía solar fotovoltaica en Colombia en 2015

Tabla 5.16. Costos de instalación de energía solar FV en Colombia (con IVA y aranceles).				
Tamaño	Mínimo (USD/W instalado)	Promedio(USD/W instalado)	Máximo(USD/W instalado)	EE.UU. (USD/W instalado, Berkeley, 2014)
Residencial	2,6	4,8	7,2	4,7
Comercial	2,7	3,4	4,8	3,9
Gran escala	2,7	3,2	3,8	3,0

Fuente: tomado de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2015).

4.3 Estimación del OPEX

OPEX, por su significado en inglés *operating expense*, corresponde a un costo permanente en el cual se incurre para mantener en funcionamiento un sistema, que en este caso es una planta autogeneradora de energía solar fotovoltaica. Los costos de operación son principalmente la operación rutinaria, el mantenimiento y el cargo por respaldo.

4.3.1 Costo de mantenimiento y operación

El mantenimiento es ofrecido por las empresas vendedoras de los sistemas fotovoltaicos en Colombia. En la Tabla 3 de la página 65, en el concepto de los expertos se observa que el valor anual oscila entre 8.300 y 13.400 USD por año, para una planta solar de tamaño igual o menor que la capacidad elegida para el presente estudio, de 900 kWp.

También es posible que la empresa decida usar recursos internos para el mantenimiento de la planta solar, por la simplicidad que tienen la mayoría de las operaciones y lo espaciadas en el tiempo, se estima que es posible hacerlo con un operario, y su costo dependerá en gran medida de los recursos internos que tenga el usuario final y de la manera como compre los insumos, consumibles y repuestos. Para efectos del análisis, se estima un operario que gane \$1.200.000 mensuales, con las siguientes prestaciones (tabla 8).

Tabla 8. Prestaciones por mes estimadas para el empleado de mantenimiento

Tipo	Base	Porcentaje	Valor
Salud	1.200.000	0,00%	0
Pensión	1.200.000	12%	144.000
ARL (se asume la más baja, tomado de <i>gerencie.com</i>)	1.200.000	0,522%	6.264
Caja de compensación familiar	1.200.000	4%	48.000
Instituto Colombiano de Bienestar Familiar	1.200.000	0%	
SENA	1.200.000	0%	

Tipo	Base	Porcentaje	Valor
Provisión cesantías	1.200.000	8,33%	100.000
Provisión prima	1.200.000	8,33%	100.000
Provisión vacaciones	1.200.000	4,17%	50.000
Intereses a las cesantías	1.200.000	1%	12.000
Dotación (hasta 2 salarios mínimos)			0
		Total	460.264

Fuente: elaboración propia.

En total, según se aprecia en la tabla 9, el salario sería:

Tabla 9. Costo total para el empleador por año

Ingresos del mes	1.200.000
Seguridad social, parafiscales y prestaciones sociales	460.264
Total costo al empleador por mes	1.660.264
Anual	19.923.168

Fuente: elaboración propia.

Este empleado tendrá que usar consumibles, repuestos y herramientas, que al consultarlos con personas que usan instalaciones fotovoltaicas actualmente se acercan a \$15.000.000 por año. El costo de mantenimiento total se aprecia en la tabla 10.

Tabla 10. Costo total de operación y mantenimiento con recursos internos

	COP	USD (3.000 COP/USD)
Consumibles y repuestos por año	15.000.000	5.000
Salario por año	19.923.168	6.641
Total	34.923.168	11.641

Fuente: elaboración propia.

Las operaciones de mantenimiento preventivo son principalmente las siguientes:

- Limpieza de polvo y otra suciedad, retirar residuos vegetales o cualquier obstáculo para la luz del sol.
- Verificar visualmente que los paneles no estén rotos o que no presenten cambios físicos.
- Apretar e inspeccionar borneras y conexiones.
- Pintura y limpieza para evitar corrosión en conductores.
- Llevar las planillas de energía producida por unidades fijas de tiempo, para detectar de manera temprana posibles pérdidas de eficiencia.
- Monitorear los inversores para detectar mensajes de error en sus pantallas o calentamiento en bornes y conexiones.
- Soplar para eliminar polvo en los inversores.

El desgaste por uso normal de los paneles no es una variable a tener en cuenta para los planes de mantenimiento en el horizonte de evaluación, debido a que las garantías del fabricante son cercanas a los 20 años, durante los cuales se ofrece una garantía de cambio o reparación si el sistema pierde más de 2,5% de su capacidad en el primer año o más de un 0,7% en los demás años de la garantía. Estas garantías se ofrecen en el momento de la compra y le transfieren el riesgo al fabricante, haciendo que el usuario se pueda limitar al plan de limpieza y monitoreo descrito.

Tabla 11. Costos de operación y mantenimiento

Operación y mantenimiento	COP	USD
Subcontratado	de 24.900.00 a 40.200.000	de 8.300 a 13.400
Interno	34.923.168	11.641

Fuente: elaboración propia.

En la Tabla 11 se observa que los valores de las dos opciones son muy similares, pero el mantenimiento subcontratado ofrece algunas ventajas adicionales, como disponibilidad y mano de obra calificada, pues son empresas dedicadas al negocio que tienen personal para hacer rotaciones durante vacaciones o eventuales incapacidades logrando una adecuada oferta de disponibilidad.

Por las razones anteriores se tomará el OPEX, el costo de operación y el mantenimiento anual en \$13.400 USD para el presente estudio (costo más alto de subcontratación de mantenimiento por año).

4.3.2 Cargo de respaldo

Otro valor que entra como un costo en la operación y mantenimiento del sistema de autogeneración fotovoltaico es el cargo de respaldo. Este cargo se entiende como un acuerdo con el operador de red al cual se conecta para que entre a surtir la energía durante un momento en el que el sistema fotovoltaico no pueda hacerlo según lo esperado.

El cargo por respaldo se puede estimar por cada kWh que genere el sistema fotovoltaico. El Artículo 2° - contrato de respaldo, del Decreto 2469 del 2 de diciembre de 2014 del Ministerio de Minas y Energía establece que:

Los autogeneradores a gran escala estarán obligados a suscribir un acuerdo de respaldo con el operador de red o transportador al cual se conecten. Los operadores de red o transportadores según sea el caso diseñarán estos contratos, los cuales serán estándar y deberán estar publicados en las páginas web de la respectiva empresa.

La CREG dará los lineamientos y contenido mínimo de estos contratos y establecerá la metodología para calcular los valores máximos permitidos en las metodologías tarifarias para remunerar la actividad de distribución y transmisión. (pág. 2).

Hasta hace poco no estaba claro cuál se consideraba generador a pequeña o a gran escala; sin embargo, el párrafo transitorio del Artículo 3° del Decreto 2469 del 2 de diciembre de 2014 (Ministerio de Minas y Energía, 2014) pone en igualdad de condiciones a los grandes y a los pequeños autogeneradores cuando decreta:

Parágrafo Transitorio: Hasta tanto la UPME no determine este valor y se expida por el Ministerio de Minas y Energía la política aplicable para la autogeneración a pequeña escala, así como por la CREG la reglamentación correspondiente, todos los autogeneradores serán considerados como autogenerador a gran escala. (pág. 3).

El 5 de junio de 2015, la UPME emite la Resolución 281 de 2015, que en su Artículo 1° establece que: “El límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala será de un (1) MW, y corresponderá a la capacidad instalada del sistema de generación del autogenerador” (1MW=1000kW).

De esta manera, el tamaño de 900 kWp podría clasificar como pequeño autogenerador; pero para mantener la posibilidad de escalar el tamaño, se usarán los criterios legales de gran autogenerador en el análisis de factibilidad.

Los decretos establecen que estas normas aplican cuando el usuario tiene la intención de vender sus excedentes de energía. En la práctica, los proveedores de energía como EPM en Medellín tienen la potestad de cobrar este cargo por respaldo. En casos reales de pequeña autogeneración, cuyos excedentes no se ofrecen al mercado de energía, no se efectúa el cobro del cargo por respaldo.

Queda un tema técnico por resolver, en cuanto a los excedentes de energía aun cuando el usuario no los venda, pues los contadores de energía positivos, que se usan actualmente para la facturación del servicio de energía, no tienen la posibilidad técnica de restar la energía autogenerada cuando esta no se consume al interior de la instalación y podría llegar a marcarla como un consumo inexistente. Por esta razón, se incluye un contador bidireccional como parte del equipamiento para la instalación del sistema de autogeneración fotovoltaico.

Según los expertos consultados, en Colombia se ha cobrado un cargo por respaldo de 80 COP/kWh, y este valor podría cambiar según alguna indexación, que podría ser por ejemplo el IPP.¹⁶ Como el tamaño definido para el presente estudio es 1.000.000 de kWh por año de producción, se entendería que por el cargo de respaldo cada año se pagarán \$80.000.000 (tabla 12).

Tabla 12. Valor anual estimado para el cargo por respaldo máximo

kWh/año esperado (kWh)	1.000.000
------------------------	-----------

¹⁶ IPP: Índice de precios del productor.

Cargo de respaldo (\$/kWh)	80
TOTAL \$/año por cargo de respaldo (\$)	80.000.000
Valor equivalente en USD (calculado con tasa de cambio 3.000 COP/USD)	26.667

Fuente: elaboración propia.

También se encuentran referentes para el cago de respaldo con cobros fijos en las cuentas de servicios de 3.000.000 a 4.000.000 COP\$ por cada MW¹⁷ de potencia respaldado. En el caso de EPM es potestad del Autogenerador decidir qué porcentaje de su capacidad instalada desea respaldar, es decir, si tiene una capacidad instalada de 900 kWp puede definir respaldar por ejemplo el 10% de esta potencia o un hasta el 100%.

Esto es un factor de riesgo relevante en el análisis de factibilidad pues la legislación podría cambiar en este sentido y exigir un porcentaje mínimo de capacidad a respaldar.

Calculado el cargo de respaldo con el referente para Medellín, en el cual se cobran entre 3.000.000 a 4.000.000 COP\$ por cada MW de potencia solar fotovoltaica respaldada, se debe asumir un porcentaje adecuado a cada autogenerador según sus condiciones particulares.

Como ejemplo, se usa el valor máximo del cargo de respaldo por cada MW (1000kW) para 100% de respaldado como valor máximo a pagar en la planta solar fotovoltaica que se está analizando en el presente estudio de factibilidad (tabla 13).

Tabla 13. Valor mensual de cargo por respaldo en varios porcentajes de la capacidad instalada

Variable	Valor en COP
Capacidad instalada en la planta solar fotovoltaica (kWp)	900
Valor máximo probable por cargo de respaldo (\$/1000 kW)	4.000.000

¹⁷ MW = 1000kW corresponde a potencia instalada y no necesariamente consumida por el usuario de la energía.

Variable	Valor en COP
Respaldo 100% de la capacidad (COP/mes)	3.600.000*
Respaldo 50% de la capacidad(COP/mes)	1.800.000
Respaldo 10% de la capacidad (COP/mes)	360.000
*3.600.000 = (900 kW/1000kW) x 4.000.000 COP	

Fuente: elaboración propia.

De la Tabla 17 en la página 87 se espera que la producción anual promedio de la planta solar fotovoltaica no sea menor a 920.147 kWh/año. Usando este promedio, se puede estimar, para efectos del análisis de factibilidad, el valor máximo del cargo de respaldo por cada kWh producido por la planta solar fotovoltaica y su equivalente anual (tabla 14).

Tabla 14. Valor anual estimado para el cargo por respaldo probable en Medellín

Variable	Costo del respaldo por cada COP\$/Kwh	Costo promedio anual del respaldo (COP\$/año)
Respaldo 100% de la capacidad (COP\$/mes)	46,9*	43.200.000**
Respaldo 50% de la capacidad(COP\$/mes)	23,5	21.600.000
Respaldo 10% de la capacidad (COP\$/mes)	4,7	4.320.000
*46,9 = (12 mes x 3.600.000 de la Tabla 14)/ 920.147 promedio producción anual de energía solar fotovoltaica medida en kWh/año.		
** 43.200.000 = 3.600.000 de la Tabla 14 x 12 meses.		

Fuente: elaboración propia.

Debido a que el análisis de factibilidad se hace para una organización ubicada en Medellín, se toma el referente de la Tabla 13 para el cargo de respaldo, y el 100% de la capacidad de la planta solar fotovoltaica respaldada como caso más crítico mitigando todos los riesgos para el autogenerador (valor máximo).

Esto es el caso en el cual el autogenerador transfiere todos los riesgos de falla en su planta fotovoltaica contando con una fuente de energía de red disponible en

cualquier momento; de este modo no pone en riesgo la continuidad del negocio ante una falla de su sistema solar fotovoltaico.

Como resumen, los costos de operación y mantenimiento se suman con el cargo por respaldo que obliga la legislación, para pronosticar un promedio de 27.800 USD/año, como se aprecia en la Tabla 15.

Tabla 15. Resumen de los costos anuales de operación y mantenimiento

Variable	COP (3000 COP/USD)	USD
Operación y mantenimiento anual	40.200.000	13.400
Cargo por respaldo anual	43.200.000	14.400
TOTAL	83.400.000	27.800

Fuente: elaboración propia.

4.3.3 Costos de operación en modalidad PPA

Una alternativa para adquirir energía fotovoltaica es comprar específicamente la energía sin invertir en los equipos. Esta modalidad PPA (*Power Purchase Agreement*) consiste en que un inversionista adquiere e instala los equipos en las instalaciones del consumidor final de la energía. Se firma un contrato de suministro de energía por varios años, que incluye un acuerdo de comodato, normalmente por el techo, para declarar el derecho de uso del lugar en donde estarán instalados los elementos de la planta solar a lo largo de la duración del contrato PPA. Estos contratos se ofrecen con varios horizontes, siendo común un tiempo entre 15 y 30 años.

20 años en términos de garantía es el promedio ofrecido por el fabricante de los paneles. Esto hace que buena parte del riesgo por eficiencia se transfiera al fabricante en este lapso de tiempo y que sea un horizonte razonable para analizar la factibilidad.

Entre las cláusulas que se discuten en este tipo de acuerdo están las siguientes:

- El consumidor se ve obligado a pagar por cada kWh producido, aun cuando no lo consuma. En este caso la capacidad instalada es cercana a un 40% del consumo total estimado. Esto se hace para disminuir el riesgo de pagar por energía no consumida cuando existe esta cláusula.
- Cuando el usuario pacta pagar solo por lo que consuma, el propietario de los paneles, que en este caso es el que vende la energía, se reserva el derecho de vender los excedentes en el mercado de energía. Igualmente, se firman contratos por un tiempo entre 15 y 30 años.
- Todos los riesgos de diseño, compra e instalación son asumidos por el oferente de la energía.
- El comprador deberá aportar garantías equivalentes al valor de varios meses de consumo; hay casos de 6 a 12 meses.
- El precio por cada kWh que se cobra es fijado con una indexación anual atada a la inflación o a indicadores como el IPC más algunos puntos, por ejemplo IPC + 1%.
- Se ofrecen precios más bajos de kWh mientras más largo sea el horizonte del contrato. Ver ejemplo en la Tabla 16.

Tabla 16. Ejemplo de ahorro en el valor del kWh de energía solar frente a la energía de red en función del tiempo de contrato en modalidad PPA

Tiempo en años	Reducción en el valor del kWh solar respecto al valor del kWh en mercado de energía
20	5%
25	10%
30	15%

Fuente: elaboración propia.

- Para el precio también se ofrece un diferencial fijo frente al precio de mercado no regulado en el momento de hacer el contrato. Por ejemplo, un

10% o 15% menos que lo que el cliente esté pagando por su energía de red. En esta modalidad, se pactan revisiones periódicas para ajustar el valor en caso de que la energía de red llegara a bajar de precio equiparando la energía fotovoltaica. Esto busca mantener el diferencial a favor del usuario.

- Todos estos contratos de suministro de energía incluyen en el valor del kWh los costos de administración, operación y mantenimiento.
- Estos contratos le ofrecen al comprador de la energía la posibilidad de adquirir los equipos mediante una fórmula que define las fechas a partir de la cual se adquiere y una manera de calcular el precio.
- Algunos contratos incluyen cláusulas de multas y penalizaciones para suspender el contrato si fuese necesario. Esto le transfiere el riesgo al comprador, pues, si por alguna circunstancia debiera suspender la compra de energía fotovoltaica, deberá pagarle al vendedor un valor que probablemente surtirá el retorno de su inversión.

El costo de operación, la recuperación del CAPEX y los rendimientos de la inversión son cobrados en el valor de cada kWh al consumidor de la energía. Para esto se proyecta la cantidad total de kWh que se producirán en el horizonte de los 20 años, asumiendo que el equipo va a perder por desgaste los porcentajes máximos que garantiza el fabricante (por ejemplo, 2,5% de su capacidad en el primer año o más de un 0,7% en los demás años de la garantía). Se estima una producción en 20 años de 18.402.950 kWh (tabla 17).

Tabla 17. Estimación de la producción anual por desgaste máximo admisible

Tiempo	Generación anual nominal kWh	Pérdidas máximas por desgaste garantizadas por el fabricante kWh	Generación anual probable considerando el desgaste máximo kWh
Fecha de la inversión	0		0
año 1	1.000.000		1.000.000

Tiempo	Generación anual nominal kWh	Pérdidas máximas por desgaste garantizadas por el fabricante kWh	Generación anual probable considerando el desgaste máximo kWh
año 2	1.000.000	25.000	975.000
año 3	1.000.000	6.825	968.175
año 4	1.000.000	6.777	961.398
año 5	1.000.000	6.730	954.668
año 6	1.000.000	6.683	947.985
año 7	1.000.000	6.636	941.349
año 8	1.000.000	6.589	934.760
año 9	1.000.000	6.543	928.217
año 10	1.000.000	6.498	921.719
año 11	1.000.000	6.452	915.267
año 12	1.000.000	6.407	908.860
año 13	1.000.000	6.362	902.498
año 14	1.000.000	6.317	896.181
año 15	1.000.000	6.273	889.907
año 16	1.000.000	6.229	883.678
año 17	1.000.000	6.186	877.492
año 18	1.000.000	6.142	871.350
año 19	1.000.000	6.099	865.250
año 20	1.000.000	6.057	859.194
Total			18.402.950

Fuente: elaboración propia.

Otra forma de calcular la tabla anterior, es hacer una simulación de producción anual tomada del programa PVsyst (s. f.).

Para llevar todo a términos de \$/kWh, se propone una manera simplificada de diferir la inversión inicial en la cantidad de kWh producidos durante el horizonte de evaluación. Esto arrojará un costo por cada kWh producido que el inversionista de los equipos le cobrará al consumidor final para recuperar su CAPEX. En este punto no se usa una tasa de ganancia para el inversionista en la recuperación del CAPEX, pues se está midiendo el costo únicamente.

La ganancia del inversionista en la modalidad PPA se dará como un valor sumado al costo de cada kWh que le venda al usuario final. Para efectos de este cálculo, se toma como inversión el valor de una planta de energía solar fotovoltaica con capacidad de 1.000.000 de kWh por año, tomada como propuesta metodológica en la Tabla 6. Resumen de la inversión inicial estimada, de la página 77.

Se había estimado en esas consideraciones que el CAPEX para esta planta de energía solar con 900 kWp es USD 1.405.473 o COP 4.216.418.403 (3.000 COP/USD).

El anterior valor de la inversión no necesariamente debe cobrarse completo al cliente de la energía, pues el beneficio tributario es un alivio para disminuir la inversión inicial y solo el excedente debe ser amortizado en el valor de kWh.

4.3.4 Cálculo del beneficio tributario

El proveedor de la energía por modalidad PPA va a ser dueño de los equipos, y por lo tanto puede acceder a los beneficios tributarios que otorga la ley, entre los cuales están:

- Decreto 2143 del 2015. Artículo 2.2.3.8.5.1: “... podrán aplicar el incentivo depreciación fiscal acelerada, acuerdo con la técnica contable, hasta una tasa anual global del veinte por ciento (20%)” (Ministerio de Minas y Energía, 2015, pág. 7).
- Ley 1715 del 2014, Artículo 11. Incentivos la generación de energías no convencionales:

Los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en este sentido, tendrán derecho a reducir anualmente de su renta, por 5 años siguientes al año gravable en que haya realizado la inversión, el cincuenta por ciento (50%) del valor total de la inversión realizada. El valor a deducir por este concepto, en ningún caso podrá ser superior al 50% de la renta líquida del contribuyente determinada antes de restar el valor de la inversión. (Congreso de Colombia, 2014).

Se debe tener en cuenta el valor del impuesto sobre la renta y se asume que el inversionista tiene renta líquida de al menos el valor que vaya a invertir en la planta solar. También se recomienda hacer toda la inversión en un solo año fiscal para maximizar el beneficio.

En el momento de hacer esta estimación, los impuestos sobre la renta en Colombia estaban como se aprecian en la tabla 18.

Tabla 18. Impuestos sobre la renta al momento de hacer el presente estudio (antes de la reforma tributaria del año 2016)

Impuestos sobre la renta	Año 2016
Renta	25%
CREE	9%
Sobretasa (varía anualmente)	6%
Total	40%

Fuente: elaboración propia.

Como referencia, se determina el beneficio tributario que obtendrá el dueño de la planta de energía solar fotovoltaica que ofrece instalar el equipo en la edificación del cliente que consume la energía en modalidad PPA. Esto se hace aplicando los porcentajes descritos en la legislación al valor de la planta de energía solar.

La energía solar fotovoltaica es considerada como la generación de energías no convencionales, y por eso puede acceder a los beneficios tributarios presentados a continuación en las tablas 19 y 20.

Tabla 19. Beneficios tributarios por inversión en fuentes de energía renovables

	Ley 1715 del 2014 deducción de 50% de la inversión (COP)	Decreto 2143 del 2015 depreciación acelerada (COP)	Total ahorro por estímulo tributario
Año 1	527.052.300*	334.113.472**	864.365.772
Año 2		334.113.472**	334.113.472
Año 3		334.113.472**	334.113.472
Año 4		334.113.472**	334.113.472
Año 5		334.113.472**	334.113.472
Total			2.213.619.661
*527.052.300 = Inversión de 4.216.418.403 x 50% x 25% impuesto de renta.			
** 334.113.472 = Inversión de 4.216.418.403/5 x 40%. Tasa de impuesto total tomado de la Tabla 18.			

Fuente: elaboración propia.

Tabla 20. Estimación del valor de la inversión no recuperada con beneficio tributario que se refleja en cada kWh producido en el horizonte de 20 años

Variable	COP	Origen de la información
Valor de la inversión (COP)	4.216.418.403	Tabla 6
Recuperación de inversión por beneficio tributario (COP)	2.213.619.661	Tabla 19
Valor para amortizar en 20 años (COP)	2.002.798.741	Inversión – recuperación por estímulo tributario
Total de producción en el horizonte de evaluación de 20 años (kWh)	18.402.950	Tabla 17

Variable	COP	Origen de la información
Amortización de la inversión (\$/kWh)	109	Valor por amortizar / producción a 20 años

Fuente: elaboración propia.

El paso siguiente es incluir los costos de operación en los que incurre el dueño del equipo de generación solar fotovoltaica al ofrecer energía PPA; es decir, operación y mantenimiento, tomados de la Tabla 10. *Costo total de operación y mantenimiento con recursos internos* (página 79).

Este costo de operación y mantenimiento va a variar cada año, porque los equipos van desgastándose y perdiendo su capacidad de generación de electricidad. Para efectos de esta estimación, se calculará el costo de operación y mantenimiento para la capacidad de 1.000.000 de kWh producidos el primer año.

Dividiendo el costo de operación y el mantenimiento anual en la producción por un año de la planta solar medida en kWh, se obtendrá un valor aproximado del OPEX por cada kWh producido (tabla 21).

Tabla 21. Costo de operación y mantenimiento diferido en cada kWh que se produce en el primer año

Costos de operación y mantenimiento primer año, tomados de la Tabla 15 (COP/año)	83.400.000
Producción primer año (kWh)	1.000.000
Valor de OPEX en el primer año (\$/kWh)	83,4

Fuente: elaboración propia.

Se procede entonces a sumar los costos identificados en el valor del kWh que debe pagarle el consumidor final de la energía, en la modalidad PPA, al inversionista que ha comprado los equipos y que está facturando la energía al usuario final (tabla 22).

Estos costos inmersos en el precio se le trasladan al usuario final al cual se le oferta la energía en \$/kWh.

Tabla 22. Costo total del kWh para el usuario final, sin incluir la utilidad del vendedor de la energía en modalidad PPA

Variable	Valor COP/kWh	Origen de la información
Amortización de la inversión (\$/kWh)	109	Tabla 20
Valor de OPEX en el primer año (\$/kWh)	83,4	Tabla 21
SUBTOTAL COSTOS (\$/kWh)	143	
Gastos de administración y ventas aproximado (20%) \$/kWh	38	20% del subtotal de costos
TOTAL (costos + gastos) (\$/kWh)	231,7	

Fuente: elaboración propia.

Finalmente, en la tabla 23 se hace una proyección de cuánto le cuesta cada kWh al consumidor de la energía. También se excluye la utilidad que obtiene el vendedor de la energía en modalidad PPA, pues el objetivo es establecer el costo.

Tabla 23. Estimación del costo anual de la energía fotovoltaica en el primer año, sin contar la utilidad del vendedor de la energía en modalidad PPA

Costo total COP\$/kWh	231.7
Producción primer año kWh	1.000.000
Costo anual (COP)	230.676.375

Fuente: elaboración propia.

Como referencia, un artículo del IRENA reporta que el valor de cada kWh de energía solar fotovoltaica oscilaba entre 0,06 y 0,1 USD/kWh en el año 2015, y ha llegado hasta valores de 0,0299 USD/kWh en Dubái en el año 2016. Esto equivale a un valor promedio entre algunos referentes a nivel mundial (tabla 24).

Tabla 24. Valores de referencia para el costo de la energía solar fotovoltaica por cada kWh

Lugar	USD/kWh	COP\$/kWh con tasa de 3.000 COP\$/USD\$
Dubái	0,029	87
USA	0,1	300
Perú	0,058	174
México	0,045	135
Estimación en el presente análisis de factibilidad para Colombia	0,077	231,7

Fuente: elaboración propia, a partir de IRENA (2016), y de fuente propia para el dato de Colombia.

Para el IRENA (2016):

Utility-scale PV power from plants commissioned in the past year typically costs between six and ten US cents (USD 0.06-0.10) per kilowatt-hour (kWh) in Europe, China, India, South Africa and the United States. In 2015, record low prices were set in the United Arab Emirates (USD 0.0584/kWh), Peru (USD 0.048/kWh) and Mexico (USD 0.045/kWh median price). In May 2016, an auction of 800 megawatts (MW) of solar PV in Dubai attracted a bid of USD 0.0299/kWh. (pág. 9).¹⁸

¹⁸ Traducción:

La energía fotovoltaica a escala industrial que en el último año ha costado entre seis y diez centavos de dólar estadounidense (USD 0,06-0,10) por kilovatio-hora (kWh) en Europa, China, India, Sudáfrica y Estados Unidos. En el año 2015, se registraron precios récord en los Emiratos Árabes Unidos (USD 0,0584 / kWh), Perú (USD 0,048 / kWh) y México (USD 0,045 / kWh). En mayo de 2016, una subasta de 800 megavatios (MW) de energía solar fotovoltaica en Dubái atrajo una oferta de USD 0,0299 / kWh.

4.4 Comparación de OPEX entre modalidad PPA y EPC

Para llevar a cabo esta comparación, se deben poner ambas modalidades en los mismos términos. Esto se logra simulando un valor diferido de la inversión inicial en equipos, que hace el usuario de la energía en la modalidad EPC; es decir, asignándole un valor a cada kWh producido, para incluir el desgaste de los equipos en el horizonte de evaluación de 20 años (Tabla 25). Se toma la misma cantidad de kWh producidos en los 20 años que se estimó en la Tabla 17

Tabla 25. Valor de la inversión en modalidad EPC diferido a cada kWh producido durante el horizonte de evaluación de 20 años

Variable	Valor
Producción de energía en el horizonte de evaluación, tomado de la Tabla 17. <i>Estimación de la producción anual por desgaste máximo admisible (kWh).</i>	18.402.950
Inversión inicial con beneficio tributario,* tomado de la Tabla 20. <i>Estimación del valor de la inversión no recuperada con beneficio tributario que se refleja en cada kWh producido en el horizonte de 20 años (COP).</i>	2.002.798.741
Valor de la inversión diferido en cada kWh (\$/kWh)	109
*Se asume que este valor de inversión no recuperable mediante beneficio tributario es igual en modalidad EPC que en modalidad PPA, ya que la legislación no distingue entre inversionista y usuario; es decir, el beneficio lo toma el que haga la inversión, independientemente de quien consuma la energía.	

Fuente: elaboración propia.

El costo de operación y mantenimiento también se puede trasladar a cada kWh producido en el primer año para la modalidad EPC, tiene las mismas consideración de la Tabla 21, por lo tanto se toma 83,4 \$/kWh.

El total del costo de la energía en modalidad EPC, considerando OPEX y un diferido del CAPEX en los kWh producidos durante el horizonte de evaluación, es el que se observa a continuación en la tabla 26.

Tabla 26. Valor estimado por cada kWh en modalidad EPC

Valor de la inversión diferido en cada kWh (\$/kWh)	109
Costo de OPEX (\$/kWh)	83,4
Total (\$/kWh)	192

Fuente: elaboración propia.

Para hacer la comparación entre la modalidad EPC y PPA, en la tabla 27 se presentan los resultados del costo de operación en el primer año y el valor por cada kWh producido para ambas modalidades.

Tabla 27. Comparación de costos entre las modalidades EPC y PPA el primer año

Variable	CAPEX Inversión (COP)	OPEX valor operación y mantenimiento COP/año	COP/kWh
Costo en el primer año en modalidad EPC (<i>Engineering, Procurement and Construction</i>)	4.216.418.403	83.400.000	192
Costo en el primer año en modalidad PPA (<i>Power Purchase Agreement</i>). Tomado de la Tabla 23.	0	230.676.375	231.7
*Este costo por cada kWh vendido en modalidad PPA no incluye la utilidad del oferente de la energía por tratarse de una comparación netamente en costos.			

Fuente: elaboración propia.

Esto no prueba que una modalidad sea más conveniente que la otra para el usuario final, pues esto es solo una comparación de costos, y se debe analizar el efecto de la tasa esperada por cada inversionista (tasa mínima de retorno esperada).

También se debe considerar el efecto del crecimiento del costo de la energía de red que va marcando un ahorro frente al costo de la energía fotovoltaica que es estable. Este ahorro varía cada año y requiere un modelo probabilístico para estimar un beneficio posible.

5 Marco legal

Un factor muy relevante es la sacudida que se le está dando a la infraestructura actual, y la cual seguirá dándosele al sistema energético, pues este se funda en grandes generadoras de energía con grandes redes de distribución, en sistemas monopolizados por los gobiernos, los cuales la producen y se la entregan al usuario final. La energía fotovoltaica cambia esto abruptamente, pues muchos sistemas son totalmente independientes, y los que no, se asocian en microrredes, lo que aumenta de una manera importante la eficiencia del sistema. Solamente el transporte de la electricidad en los sistemas tradicionales tiene un costo aproximado del 40% del valor pagado por el usuario final (IRENA, 2016).

Estudios previos acerca de la introducción de energía solar en países de Latinoamérica reportan que las políticas no son adecuadas y que los inversionistas no ven atractiva la energía fotovoltaica (Jimenez et ál., 2016).

En Colombia desde la década de los noventa se han tratado de promover las energías renovables y prácticamente en cada gobierno se han hecho algunas cosas: se crean departamentos, se crean programas, pero han sido a muy corto plazo y generalmente no han logrado sus objetivos, y lo más difícil de manejar es que no permanecen ni los programas ni los departamentos, pues cada vez que hay cambio de gobierno se elimina lo anterior y se crea algo nuevo, con lo cual no hay continuidad. Lo primero que se debe hacer para fortalecer las energías renovables en Colombia y que haya un renacer de estas en el país es la creación de políticas. Los cambios legislativos son los que les dan vida a estas iniciativas, sobre todo, cuando son planificados para plazos largos, como una política de país, y no como políticas de solo un período de gobierno.

Entre las necesidades de los cambios o las propuestas en la legislación se tienen que definir objetivos en cuanto a cantidad de producción de energía eléctrica fotovoltaica, definir un presupuesto para investigación y desarrollo a nivel local, respaldo técnico en todas las regiones para generar confianza en los usuarios y

establecimiento de estándares, tipología de equipos y sistemas que se deban usar en Colombia. Todo debe ser planeado para el largo plazo (Ruiz & Rodríguez-Padilla, 2005).

En Colombia se hacen esfuerzos legislativos para estimular la energía renovable, como la reglamentación a la Ley 1715 del 2014, donde se aporta reglamentación para aplicar los incentivos de la ley sobre uso de energías renovables, tales y como el establecimiento de los límites de generación para los productores pequeños (UPME, 2015), y la estimación de incentivos como parte de la reglamentación (Ministerio de Minas y Energía, 2015).

Artículos sobre la difusión de la energía solar en Colombia se centran en el consumo de pequeños generadores a nivel vivienda y en su impacto en las utilidades del sistema interconectado nacional (Jimenez et ál., 2016).

En cuanto a la legislación que busca viabilizar la energía fotovoltaica, Colombia se vinculó al Protocolo de Kioto¹⁹ en el año 2000. Este protocolo internacional, cuya vigencia expiró en 2012, buscaba reducir la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero hacia la atmósfera (Congreso de Colombia, 2000). En diciembre de 2015 se firmó el Acuerdo de París contra el Cambio Climático, que entró en vigencia en noviembre de 2016; Colombia firmó el Acuerdo a principios de 2016, pero a principios de 2017 este aún no había sido ratificado por el Congreso de la República. Por tanto, no es posible definir a esta fecha los planes del Ministerio de Ambiente relacionados con incentivos para el incremento en la generación de energía mediante fuentes sostenibles (García, Vallejo, Higgings y Escobar, 2016). Considerando que Colombia produce la mayor parte de su energía con plantas hidroeléctricas, el aporte a los gases de efecto invernadero atribuible a las plantas generadoras termoeléctricas es mínimo. Aun así, este tipo de convenios favorecen la financiación de proyectos de generación con fuentes renovables de energía.

¹⁹ El período de compromiso del Protocolo de Kioto comprendía entre los años 2008 y 2012 (Naciones Unidas, 1998).

En el capítulo 12 del Protocolo de Kioto se describen los mecanismos que favorecen la inversión:

Mecanismos de Desarrollo Limpio-MDL, según los cuales, los países en vía de desarrollo podrían beneficiarse de la transferencia de tecnología e inversión extranjera por medio de la implementación de ciertos proyectos en su territorio, a cambio de otorgar al país inversor (desarrollado) créditos de emisión que le permitan reducir su propio conteo de gases efecto invernadero, ayudándole a alcanzar sus metas fijadas de reducción. (Velásquez Restrepo y Correa Pérez, 2014, pág. 29).

Esta posibilidad de financiación involucra capital extranjero y le abre posibilidades a organizaciones en Colombia, que de otra manera no podrían financiar su transición hacia fuentes de energía renovables.

Buscando metas más ambiciosas para reducir las emisiones de gases efecto invernadero, se creó el Fondo Climático Verde, que busca disponer 100 billones de dólares hasta el año 2020 para que países en vía de desarrollo puedan adelantar proyectos de infraestructura y tecnología (Velásquez Restrepo y Correa Pérez, 2014, pág. 30).

En 2013 Colombia da los primeros pasos para vincularse al IRENA (Congreso de Colombia, 2013), haciendo que el país deba tener políticas para fomentar el uso de energía renovables y uso eficiente de la energía para contribuir a reducir la presión sobre los recursos naturales (Velásquez Restrepo y Correa Pérez, 2014) y sobre los efectos negativos sobre el medio ambiente.

En Colombia el estímulo a las energías renovables como la fotovoltaica se apoya a nivel legislativo con un plan a largo plazo, el *Plan Nacional Energético PEN 2010-2014*, con la *Unión Temporal Universidad Nacional-Fundación Bariloche-Política Energética. Diciembre de 2009-julio 2010*, que busca aprovechar los recursos energéticos desde un enfoque de sostenibilidad. Para hacerlo, Velásquez Restrepo y Correa Pérez (2014) plantean: “Diversificar la matriz energética en mediano y largo plazo, y fortalecer el desarrollo y la normatividad para una mayor penetración de

fuentes limpias y renovables, sin afectar el apropiado funcionamiento del sistema ni del mercado” (pág. 36).

Estudios hechos con antelación a la Ley 1715 del 2014, que incluyen la legislación necesaria para apoyar la viabilidad de la energía solar en Colombia, concluyen que, a pesar de los esfuerzos, no existe un marco legal debidamente reglamentado y tampoco se encuentra una reglamentación para la venta de excedentes de energía producida por los microgeneradores que usan fuentes renovables. La posibilidad de vender energía ha sido uno de los factores de éxito para hacer viables los proyectos de energía fotovoltaica en otros países (Velásquez Restrepo y Correa Pérez, 2014):

Existen lineamientos generales, contenidos en instrumentos internacionales, documentos CONPES²⁰ y los diferentes Planes Energéticos Nacionales. Sin embargo, por su naturaleza estos no plantean un marco jurídico que defina de forma unánime la política nacional en la materia y cree medidas específicas para lograr el cometido de diversificación de la matriz energética nacional; razón por la cual, sin la ayuda de la Ley, los mismos son insuficientes para aplicar las estrategias en ellos expuestas. (pág. 37).

La Ley 1715 de 2014 y su posterior regulación han dado mayor claridad jurídica sobre la viabilidad de la energía fotovoltaica en Colombia. Se determinan estímulos tributarios que permiten recuperar parte de la inversión inicial mediante descuento en el impuesto de renta y depreciación acelerada de los equipos de autogeneración con energía solar.

Los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en este sentido, tendrán derecho a reducir anualmente de su renta, por 5 años siguientes al año gravable en que haya realizado la inversión, el cincuenta por ciento (50%) del valor total de la inversión realizada. El valor a deducir por este concepto, en ningún caso podrá ser superior al 50% de la renta líquida

²⁰ CONPES: Consejo Nacional de Política Económica y Social.

del contribuyente determinada antes de restar el valor de la inversión (Ley 1715 del 2014, Artículo 11).

[...] podrán aplicar el incentivo depreciación fiscal acelerada, acuerdo con la técnica contable, hasta una tasa anual global del veinte por ciento (20%)” (Decreto 2143 de 2015, Artículo 2.2.3.8.5.1).

Sin embargo, de acuerdo con la Ley 1715 del 2014, Artículo 5°, aún no se reglamenta la venta de excedentes de energía, aunque se interpreta que se pueden vender los excedentes: “En el evento en que se generen excedentes de energía eléctrica a partir de tal actividad, estos podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la Comisión de Regulación de energía y Gas (CREG) para tal fin” (Congreso de Colombia, 2014).

Tampoco se ha regulado el cargo por respaldo. Este cargo se entiende como un acuerdo con el operador de red al cual se conecta el usuario autogenerador para que entre a surtir la energía durante un momento en el que el sistema fotovoltaico no pueda hacerlo según lo esperado.

El cargo por respaldo se paga, en algunos casos, de manera voluntaria, por cada kW instalado en el sistema fotovoltaico constituyéndose en un sobrecosto de la energía para el autogenerador. Este valor puede llegar a hacer inviable el proyecto de autogeneración con energía solar. Pues existe el riesgo de que esta energía sea más costosa que la energía de red por causa de este cargo de respaldo.

La diferencia en el valor de cada kWh entre la energía de red y la autogenerada es un ahorro directo del usuario, que se constituye como un retorno de la inversión y, por tanto, en un factor determinante en la viabilidad.

Con respecto al cargo por respaldo, la legislación hasta el momento establece lo siguiente (Ministerio de Minas y Energía, 2014):

Los autogeneradores a gran escala estarán obligados a suscribir un acuerdo de respaldo con el operador de red o transportador al cual se conecten. Los operadores de red o transportadores según sea el caso diseñarán estos contratos, los cuales serán estándar y deberán estar publicados en las páginas web de la respectiva empresa. La CREG dará los lineamientos y contenido

mínimo de estos contratos y establecerá la metodología para calcular los valores máximos permitidos en las metodologías tarifarias para remunerar la actividad de distribución y transmisión. (pág. 2, Art. 2).

Con respecto a este cargo por respaldo, tampoco se encuentra claridad sobre la regulación que aplica a los generadores de menor escala, como los que son objeto del presente trabajo.

6 Modelo de viabilidad con las condiciones actuales

En este capítulo se usa la herramienta flujo de caja libre, o flujo de fondos, para evaluar el proyecto de autogeneración en las condiciones actuales de la legislación y el mercado. El flujo de caja es el resultado de restar los egresos de los ingresos en un período determinado (Gómez Salazar y Díez Benjumea, 2015, pág. 117). Por lo tanto, se procede a estimar los ingresos y egresos probables. También se hace una identificación de las barreras de entrada que tiene actualmente este tipo de proyecto y se simula nuevamente un flujo de caja con algunas soluciones propuestas.

6.1 Estimación de ingresos

En este proyecto se va a definir como ingreso un ahorro que tendrá el autogenerador al invertir en la planta de energía solar fotovoltaica, cuando deja de comprar una cantidad de energía de red pública. En otras palabras, existe una diferencia entre el valor por cada kWh autogenerado y el valor del kWh proveniente de la energía de red pública, en este caso EPM.

$$\text{Ahorro} = (\$/\text{kWh energía de red}) - (\$/\text{kWh autogenerada})$$

El valor de la autogeneración fue determinado para el presente análisis en el numeral 4.3 de la página 78.

6.1.1 Proyección del costo de la energía de red pública

El valor de la energía de red depende de múltiples factores, que van desde el tipo de contrato de energía y la ubicación geográfica, hasta normas regulatorias.

En el presente análisis se planteará una simulación de planta autogeneradora, ubicada en los alrededores de Medellín con una potencia instalada en kWp suficiente para producir hasta 1.000.000 de kWh en un año. Se tomará como premisa que esta planta será instalada en la cubierta de una organización con capacidad de inversión, que tenga al menos 10.000 m² de techo con características

suficientes para soportar el peso de la planta autogeneradora con energía solar fotovoltaica.

La organización con capacidad de inversión en autogeneración tendrá ciertas características de consumo interno tales, que la mayor parte de la energía autogenerada sea consumida en sitio.

Este es un escenario de simulación general, que podría aplicarse a situaciones reales ajustando detalles de cada caso específico y permite explorar la incidencia del contexto legal y económico actual para fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), considerando el mercado regulado y el no regulado. El costo de la energía de red para una organización de este tipo debe partir de una definición sobre el contrato de suministro, que puede ser cualquiera de estos dos tipos de mercado.

El mercado no regulado para Colombia corresponde a los usuarios que pueden acceder directamente a las empresas comercializadoras de energía y negociar el valor de ésta o comprar la energía en Bolsa (Acolgen, 2016).

Por su parte el mercado no regulado para Colombia corresponde a los usuarios que consumen más de 55 MWh. con este consumo, los usuarios pueden acceder directamente a las empresas comercializadoras de energía y negociar el valor de ésta o comprar la energía en Bolsa.

Según la CREG, las condiciones principales para acceder al mercado no regulado son:

Que se trate de una persona natural o jurídica; que la demanda promedio de potencia o de energía durante los últimos seis (6) meses sea superior a 0.1 MW de potencia y 55 MWh de energía, excepto para los usuarios que desarrollen actividades agroindustriales que procesen cosechas de carácter estacional, quienes podrán formar parte del mercado competitivo si demuestran que superan el límite referido al menos durante tres (3) meses consecutivos durante cada año. (CREG, s. f.).

El tamaño de la instalación que se está simulando tiene una capacidad instalada de 900 kWp (0,9MW), que, como ya se explicó al inicio de este trabajo, es la potencia máxima que puede generar una planta de energía solar fotovoltaica, y puede producir 1.000.000 kWh/año. Esto está cerca del límite del mercado no regulado y podría completarse con la capacidad instalada que conserve con energía de red pública.

El costo de energía en el mercado regulado es normalmente más alto que el costo en el mercado no regulado. Al elegir el mercado no regulado como valor de referencia para estimar el ahorro, se hace un análisis de factibilidad más conservador y aplicable a organizaciones con consumos relativamente grandes y con capacidad de inversión.

Es aplicable también a un análisis en el mercado regulado, pues al tener un valor mayor de la energía de red se obtendrán más ahorros y se harán más atractivos los indicadores que califican el proyecto. El precio de la energía en el mercado no regulado se divide en dos grupos (tabla 28).

Tabla 28. Componentes del precio de la energía tomado de siete cotizaciones de energía en Medellín para mercado no regulado, en septiembre 2016

Componente	Descripción	Valores referentes (sept. de 2016) COP\$/kWh
Componente regulado	Transmisión, distribución, restricciones, pérdidas, cargo de confiabilidad y garantía financiera, entre otros	De 145 a 148
Componente no regulado	Generación y comercialización	De 154 a 237
TOTAL		De 299 A 385

Fuente: elaboración propia.

El componente de precio de comercialización y generación se pacta libremente en el mercado no regulado. El otro componente es fijo y obedece a la regulación; es decir, no se puede pactar (CREG, 2012, pág. 10).

Al comparar el valor de la energía de red para una organización como la que se está simulando, con el valor estimado para la energía autogenerada se demuestra la posibilidad de ahorro para el autogenerador, cuando deja de comprar una cantidad de energía de red.

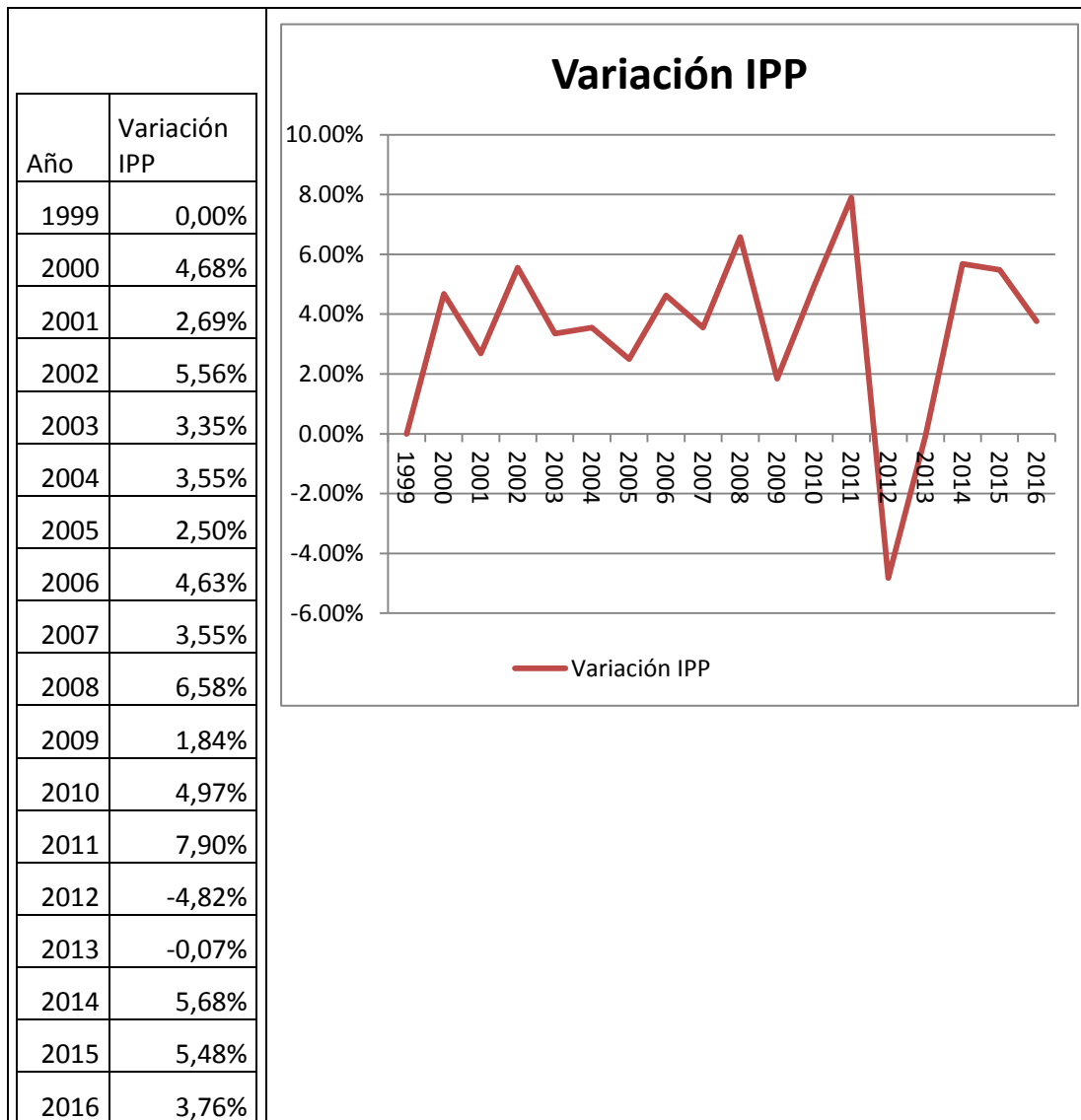
La energía autogenerada fue estimada en la Tabla 27 de la página 96, donde se valoró que la energía solar fotovoltaica podría estar entre 192 y 231 COP\$/kWh, dependiendo el contrato, y sin contar con tasas de retorno. Por otro lado, los valores de energía de red están indexados a indicadores globales de la economía como el IPC o el IPP. Para el presente análisis, se usará el valor mínimo de la energía de red entre tres fuentes:

- Mercado no regulado en contrato de energía indexado con el IPP.
- Mercado regulado.
- Mercado no regulado comprando en Bolsa.

6.1.1.1 Costo de energía en mercado no regulado en contrato de energía indexado con el IPP

Para identificar el precio probable de la energía eléctrica, se solicitan siete cotizaciones de energía en Medellín para mercado no regulado en septiembre de 2016, encontrando que es común tomar el IPP para indexar el cambio de precio de la energía de red. Para proyectar el IPP, se usa como referencia el resumen del índice de precios del productor para producción nacional tomado del Banco de la República (s. f.), que se presenta en la tabla 29.

Tabla 29. Variación anual del IPP histórica



Fuente: tomado del Banco de la República (s. f.).

No se encuentra para el IPP una línea de tendencia con coeficiente de correlación aceptable. Por eso se califica esta variable como aleatoria, con un promedio de 3,44% anual y se simula con función @Risk función triangular, eligiendo valores medios y extremos históricos para los 20 años del horizonte de evaluación:

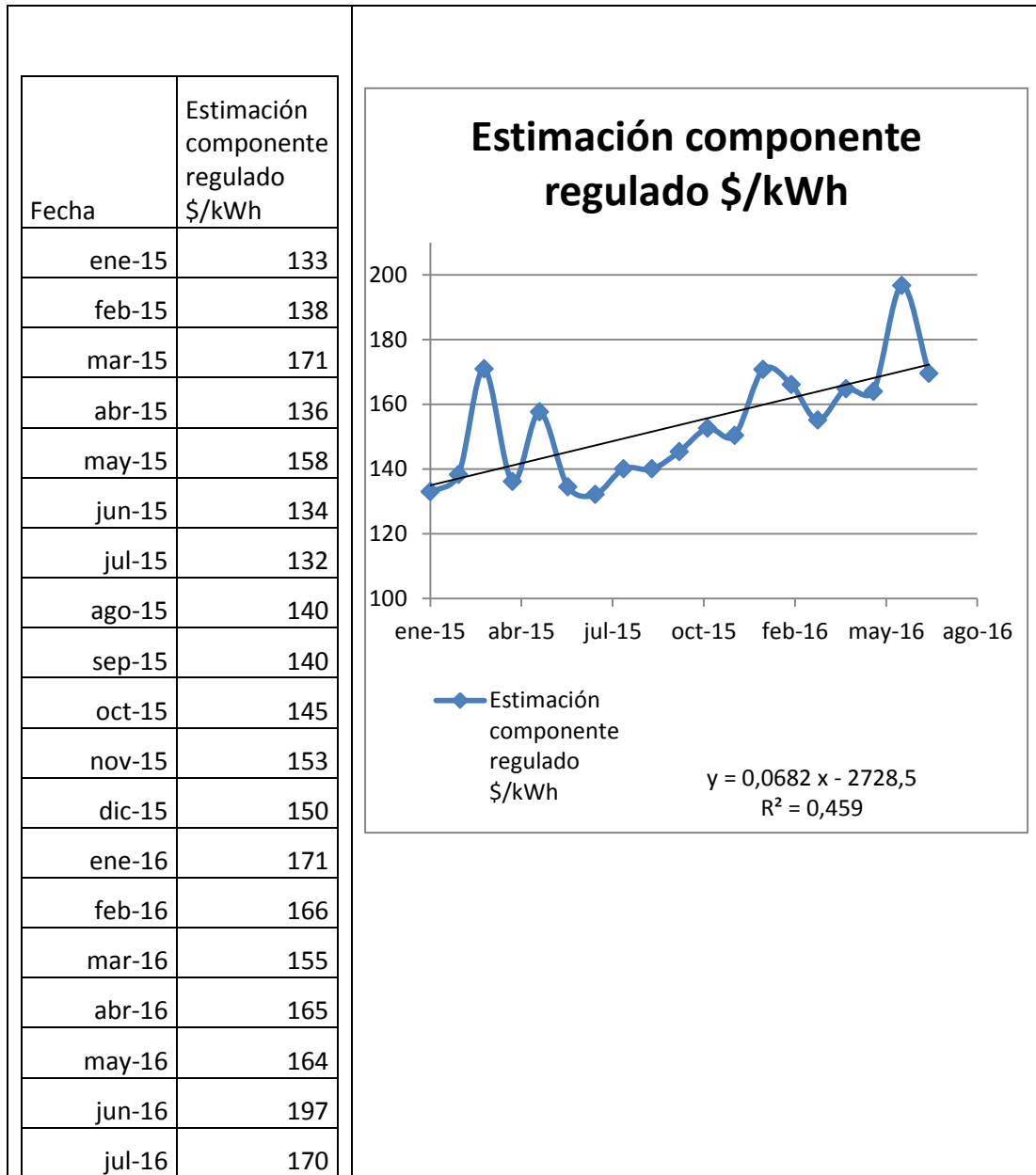
- Valor medio IPP: 3,89%
- Valor máximo IPP: 7,90%
- Valor mínimo IPP: -0,07%

El componente de generación y comercialización que se pacta libremente partirá del valor mínimo en la Tabla 28, es decir 154 COP\$/kWh, indexado aleatoriamente con los valores definidos para el IPP.

El componente fijo del precio, es decir, transmisión, distribución, restricciones, pérdidas, cargo de confiabilidad y garantía financiera, entre otros, se toma como registro de facturas de EPM del último año en un sector cercano a Medellín (tabla 30).

Este componente del precio de la energía depende de políticas energéticas y problemas de seguridad, entre otros. Por eso no es razonable buscar una línea de tendencia.

Tabla 30. Valor histórico del componente fijo en el precio de energía



Fuente: elaboración propia.

Para este caso, se propone proyectar el componente fijo del precio de la energía en COP\$/kWh como una variable aleatoria que tiene media y una desviación estándar, y simularla con la función @Risk Normal. Componente fijo de la Tabla 30:

—Media COP\$/kWh: 154

—Desviación estándar COP\$/kWh: 17,24

El resultado de esta simulación de precio en el mercado no regulado se aprecia en la tabla 31.

Tabla 31. Proyección del valor de la energía en el mercado no regulado para 20 años

año	Valor proyectado de la energía de red en mercado no regulado COP\$/kWh
0	299
1	314
2	320
3	326
4	333
5	340
6	347
7	355
8	363
9	371
10	380
11	388
12	398
13	407
14	417
15	427
16	438
17	449
18	461
19	473
20	485

Fuente: elaboración propia.

6.1.1.2 Costo de energía en mercado regulado

El análisis de factibilidad se hace simulando una organización ubicada cerca de Medellín. Por esta razón, en la tabla 32 se analizan los datos históricos de la tarifa no residencial industrial y comercial de EPM, en COP\$/kWh.

Tabla 32. Valor de la energía en mercado regulado en Tarifa no Residencial Industrial y Comercial de EPM

Valor \$/kWh	Año	Fuente de la información
589	2016	http://www.epm.com.co/site/Portals/2/documentos/tarifas/2016/PublicacionSeptiembre201320de20201620Opci3n.pdf
501	2015	http://www.epm.com.co/site/Portals/2/documentos/tarifas/2015/PublicacionSeptiembre201120de202015.pdf
489	2014	http://www.epm.com.co/site/Portals/2/documentos/tarifas/2014/tarifas-energia-septiembre-2014.pdf
460	2013	http://www.epm.com.co/site/Portals/2/documentos/tarifas/2013/Publicacion_septiembre_14_de_2013.pdf
442	2012	http://www.epm.com.co/site/Portals/0/Publicacion_septiembre_14_de_2012.pdf
420	2011	http://www.epm.com.co/site/Portals/0/centro_de_documentos/clientes_y_usuarios/personas/energia/tarifas2011/Publicacionseptiembre14de2011.pdf
390	2010	http://www.epm.com.co/site/Portals/0/centro_de_documentos/clientes_y_usuarios/personas/energia/tarifas2010/Publicacionseptiembre14de2010.pdf
353	2009	http://www.epm.com.co/site/Portals/0/centro_de_documentos/clientes_y_usuarios/personas/energia/tarifas2009/Publicacionseptiembre14de2009.pdf

Fuente: elaboración propia, a partir de EPM (s. f.).

Estos datos tienen una tendencia lineal creciente, con un coeficiente de correlación aceptable (figura 21).

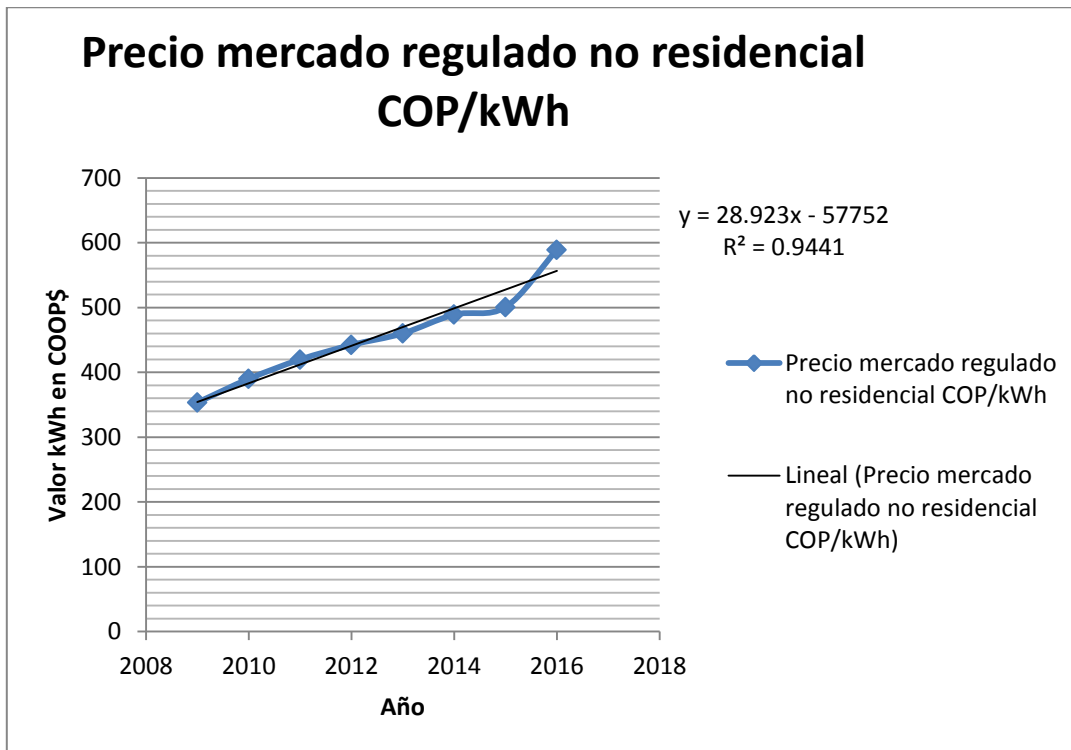


Figura 20. Proyección del precio de la energía en el mercado regulado.

Fuente: elaboración propia.

6.1.1.3 Costo de energía en Bolsa

El valor de la energía en Bolsa está influenciado entre otras cosas por el clima, que, a su vez, aporta las lluvias para surtir el nivel de agua en los embalses.

La mayor fuente de energía en Colombia es hidráulica, y es también la más barata. Sin embargo durante tiempos de sequía, como las que se dan durante el fenómeno de El Niño, la atención de la demanda requiere generar usando otras fuentes, como carbón, gas o ACPM.

La energía generada con combustibles es más costosa y al aumentar su participación hace subir el precio en Bolsa. De hecho en Colombia se paga al precio de la última fuente que fue requerida para completar la demanda. Según Empresas Públicas de Medellín (2016b): “El precio de oferta de la planta marginal, es decir,

el que cubre la última porción de la demanda determina el precio de Bolsa” (pág. 11).

Dada la influencia del clima, la simulación del precio de la energía en Bolsa se hará a partir de los ciclos climáticos en el presente análisis de factibilidad. Esta simplificación se puede apoyar en los datos históricos de la Figura 21, en la cual se observa cómo al descender el nivel de agua en los embalses se genera un incremento en el precio de la energía en la Bolsa.

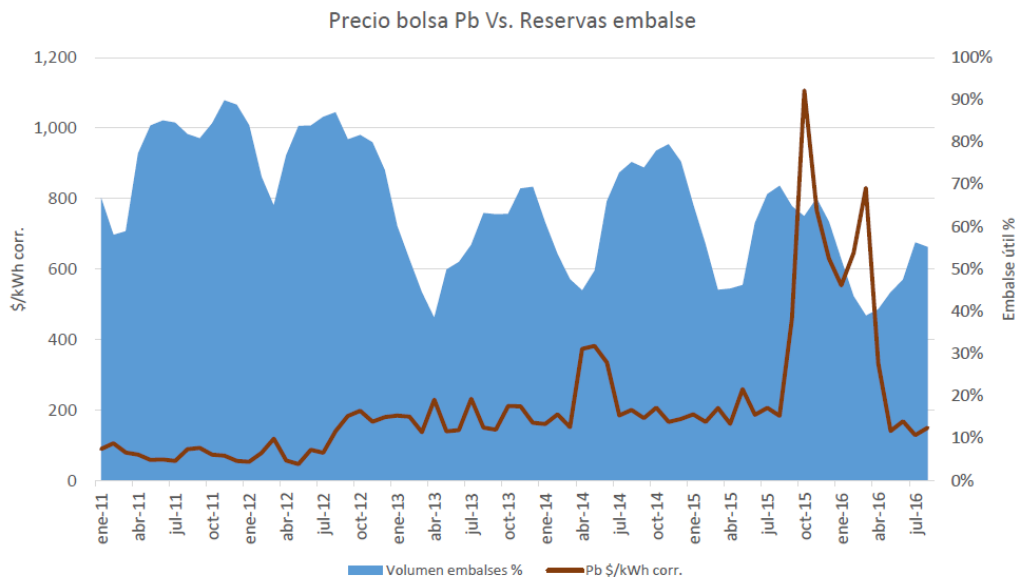


Figura 21 Relación histórica entre el volumen de los embalses y el precio de la energía en Bolsa.

Se hace una simulación en @Risk partiendo de un cambio en el ciclo climático cada tres años, fluctuando entre valores pesimista probable y optimista, en una simulación con la función @Risk Pert, y eligiendo valores típicos según la temporada climática.

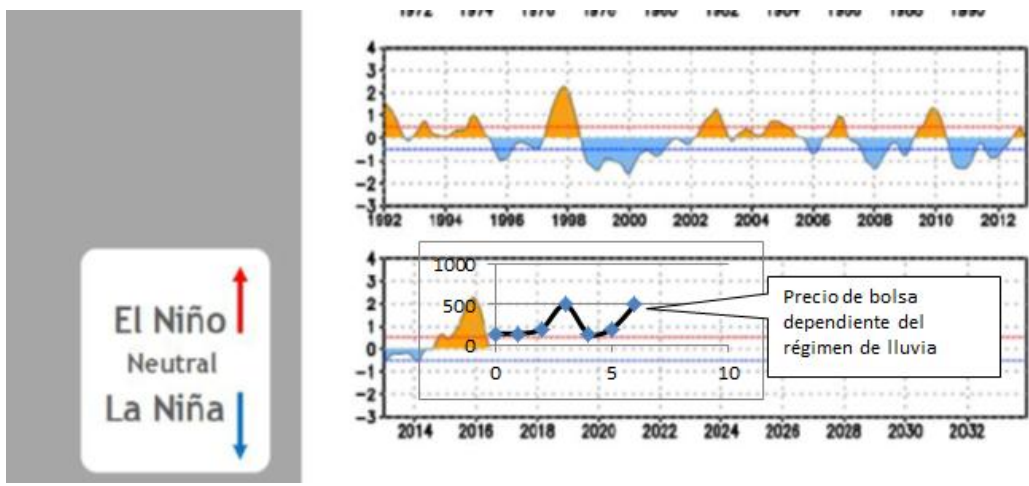


Figura 22. Cambios históricos en el clima.

Tomado de Empresas Públicas de Medellín (EPM, 2016b).

A continuación, en la Tabla 33, se presenta un ejemplo para el primer ciclo climático de tres años, sobre la estimación para el precio de energía en Bolsa. Los valores son representativos según la Figura 23.

Tabla 33. Estimación del precio de energía en Bolsa, por observación de registros históricos durante fechas con fenómenos climáticos extremos

	Variable	Valor mínimo	Valor medio	Valor máximo
	Clima	Lluvia	Intermedio	Sequía
	Año	2017	2018	2019
	Precio de Bolsa probable COP\$/KWh	140	200	500
	Precio de Bolsa optimista, mínimo COP\$/KWh	120	140	300
	Precio de Bolsa pesimista, máximo COP\$/KWh	200	300	600
Risk PERT	Aleatorio componente negociable COP\$/kWh	146,7	206,7	483,3
Risk normal	Aleatorio componente fijo COP\$/kWh	153,6	153,6	153,6
	TOTAL estimado precio de Bolsa COP\$/kWh	300,3	360,3	636,9

Fuente: elaboración propia.

Precio de Bolsa y contratos por tipo de mercado Pesos constantes de octubre de 2016

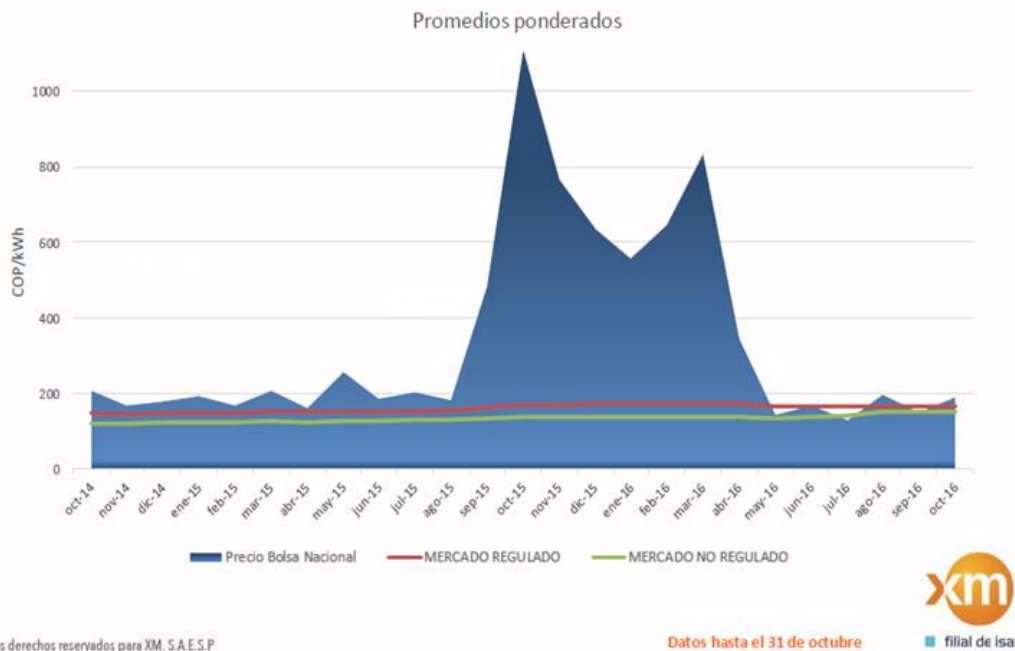


Figura 23. Precio histórico de energía en Bolsa, antes y después del fenómeno de sequía El Niño en el año 2015.

Fuente: elaboración propia, a partir de XM. S.A.E.S.P (2016).

Para el componente fijo del precio de la energía en bolsa, es decir, el que obedece a factores externos a la generación como los explica la Tabla 28, se usará el mismo valor aleatorio del precio de la energía en COP\$/kWh estimado como una variable aleatoria que tiene media y una desviación estándar, simulada con la función @Risk Normal. Componente fijo de la Tabla 30:

—Media COP\$/kWh: 154

—Desviación estándar COP\$/kWh: 17,24

6.1.2 Comparación de costos de energía

Como se explicó anteriormente, el ahorro que obtiene la organización al autogenerar con energía solar fotovoltaica proviene de la diferencia entre el costo de la energía de red pública y el costo de autogenerar.

Para hacer un cálculo conservador, se ha proyectado el valor de la energía de red pública en tres tipos de mercado, con el objetivo de identificar cuál es la energía de red con menor valor en COP\$/kWh.

- Costo de energía en mercado no regulado
- Costo de energía en mercado regulado
- Costo de energía en Bolsa

En la Figura 24 se observa que el valor de la energía de red pública con probabilidad de ser más bajo para el caso de estudio es el mercado no regulado. En la misma figura se presenta el valor de OPEX para la planta fotovoltaica, indicando gráficamente que el valor es menor por cada kWh.

El mercado no regulado permite hacer contratos con términos cercanos superiores a 5 años, en los cuales el precio de la energía es fijado y se indexa con indicadores como el IPP. Esto reduce sustancialmente el riesgo del mercado en Bolsa para el consumidor y lo transfiere al comercializador de la energía.

Usar el valor más bajo de la energía de red pública es un escenario conservador, que además permite suponer que la compra en cualquier otro escenario va a generar ahorros mayores sin cambiar la conclusión de la evaluación en cuanto viabilidad.

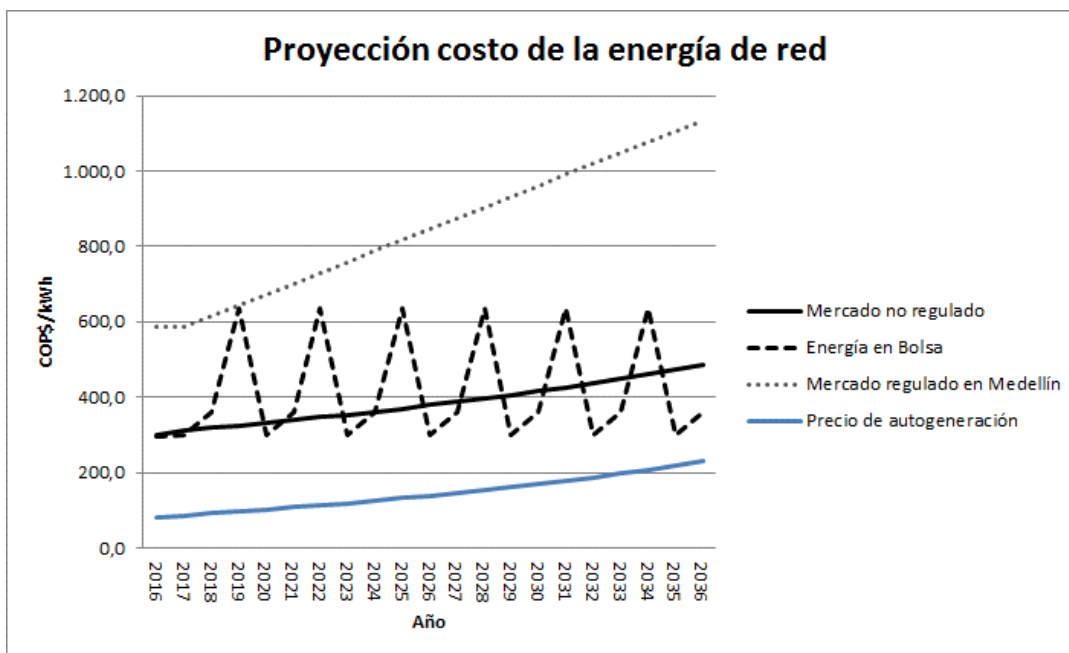


Figura 24. Proyección del costo de la energía en los próximos 20 años en tres tipos de mercado.

Fuente: elaboración propia.

6.2 Flujo de caja del proyecto en las condiciones actuales

La evaluación financiera como parte de la evaluación de proyectos identifica los ingresos y egresos que genera el proyecto en su ejecución, permitiendo que se calcule la rentabilidad. Con esto juzga el flujo de caja o fondos (Mokate, 2004). De esta manera, el inversionista sabe si la inversión tendrá retorno en el tiempo esperado y podrá comparar este proyecto con otras opciones de inversión priorizando por rentabilidad.

6.2.1 Cálculo de los ingresos

En este análisis de factibilidad se define como ingreso la diferencia entre el costo de la energía de red pública y el costo de autogenerar. Esta diferencia se aplica a la cantidad de kWh mínimos generados que garantiza un fabricante convencional de paneles solares, según su experiencia en cuanto a desgaste.

En las consultas y ofertas realizadas se encuentran garantías como la siguiente: el fabricante de los paneles garantiza una pérdida máxima de 2,5% en el primer año de uso de los paneles y un máximo de 0,7% en los años subsiguientes, hasta completar 20 años. La producción anual mínima fue estimada en la Tabla 17 de la página 87.

También se requiere una proyección de la cantidad de energía autogenerada que será consumida por la organización y definir un excedente probable que no será aprovechado y que, por lo tanto, no entrará a formar parte de los ahorros buscados.

Esta proyección de la cantidad de días de sol que serán aprovechados en consumo de electricidad se realizará con base en el calendario laboral de Colombia, de la siguiente manera:

—Semanas por año	52	semanas
—Días por año	365	días
—Cantidad de festivos	18	días
—Total de días laborales legales	347	días (sin contar festivos)

La posibilidad de que la organización autogeneradora tenga vacaciones colectivas en las cuales no se consuma la energía autogenerada se estimará aleatoriamente, entre 0 y 15 días por año, con igual probabilidad para cada valor mediante la herramienta @Risk en distribución uniforme (RiskUniform).

A los días laborales por cada semana se les deben restar también los dominicales, en caso de que durante estos días no se aproveche la energía solar autogenerada. Para esto se usa la herramienta @Risk en distribución triangular (RiskTriang).

- Mínimo 5 días/semana
- Normal 6 días/semana
- máximo 7 días/semana

Las anteriores combinaciones de probabilidad arrojan que el porcentaje probable de días consumiendo energía al año será de cerca del 78%, como se aprecia en la Figura 25

Esto significa que la energía generada en el restante 22% será un excedente que no contribuye al ahorro esperado, por la diferencia entre el valor de la energía de red pública consumida y el valor de la energía solar autogenerada.

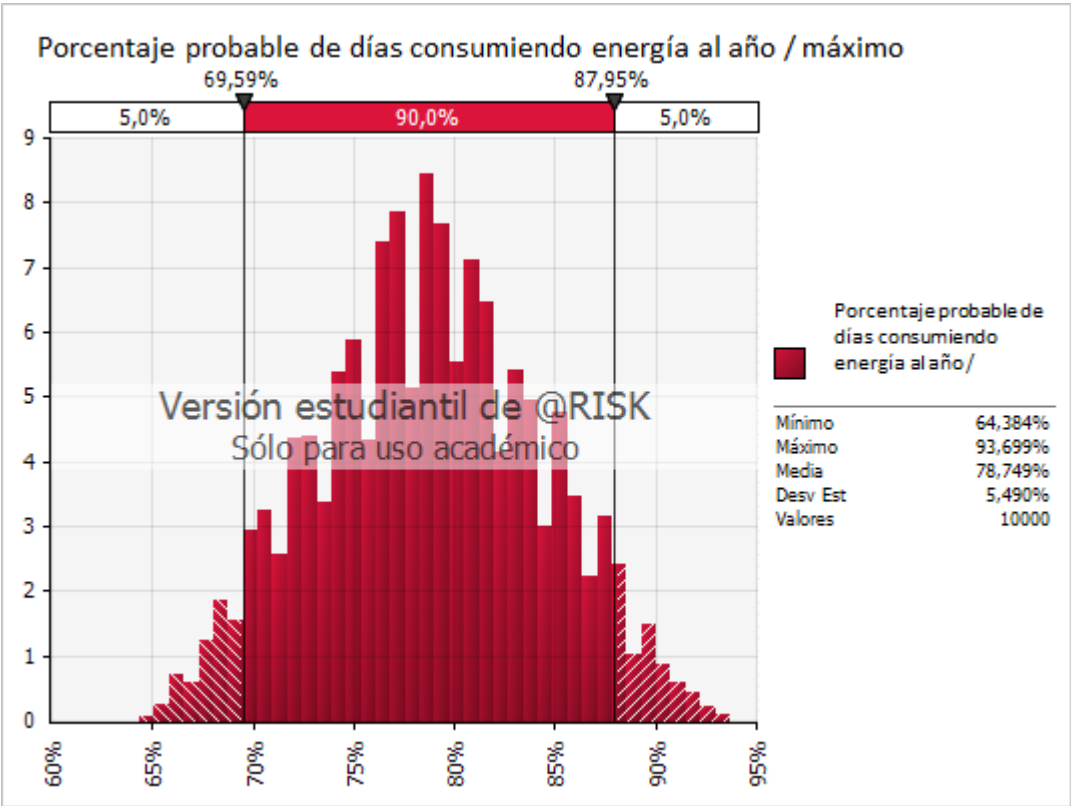


Figura 25. Estimación mediante @Risk de la cantidad de días al año que serán aprovechados para consumir la energía autogenerada.

Fuente: elaboración propia.

A continuación se estiman los ahorros por año, se ilustra el cálculo para el primer año y se presenta el resultado de los años siguientes:

Primer paso: estimar el ahorro por cada kWh:

$$\begin{aligned}
 \text{Ahorro} &= (\text{Valor de la energía de red en el año 1, por contrato en mercado no regulado: } 313,6) - \text{Valor de la energía solar fotovoltaica autogenerada en el año} \\
 \text{COP\$/kWh: } 226,5 &
 \end{aligned}$$

COP\$/kWh)

1: 87,1 COP\$/kWh

Segundo paso, estimar la cantidad anual de kWh:

Energía probable consumida en sitio por el autogenerador en año 1, kWh/año: 789.041	=	Generación anual probable considerando el desgaste máximo kWh: 1.000.000	x	Porcentaje probable de días consumiendo energía al año: 78,9% (ver Figura 25).
--	---	--	---	--

Tercer paso, estimar el ahorro probable por año:

Ahorro probable por año COP\$/año: 178.721.494	=	Ahorro COP\$/kWh: 226,5	x	Energía probable consumida en sitio por el autogenerador kWh/año: 789.041
---	---	----------------------------	---	--

Usando la herramienta @ Risk, se encuentra que en el cálculo anterior el 90% de los casos generan ahorros entre 148.800.000 y 210.500.000 millones de COP\$ para el primer año, según se aprecia en la Figura 26.

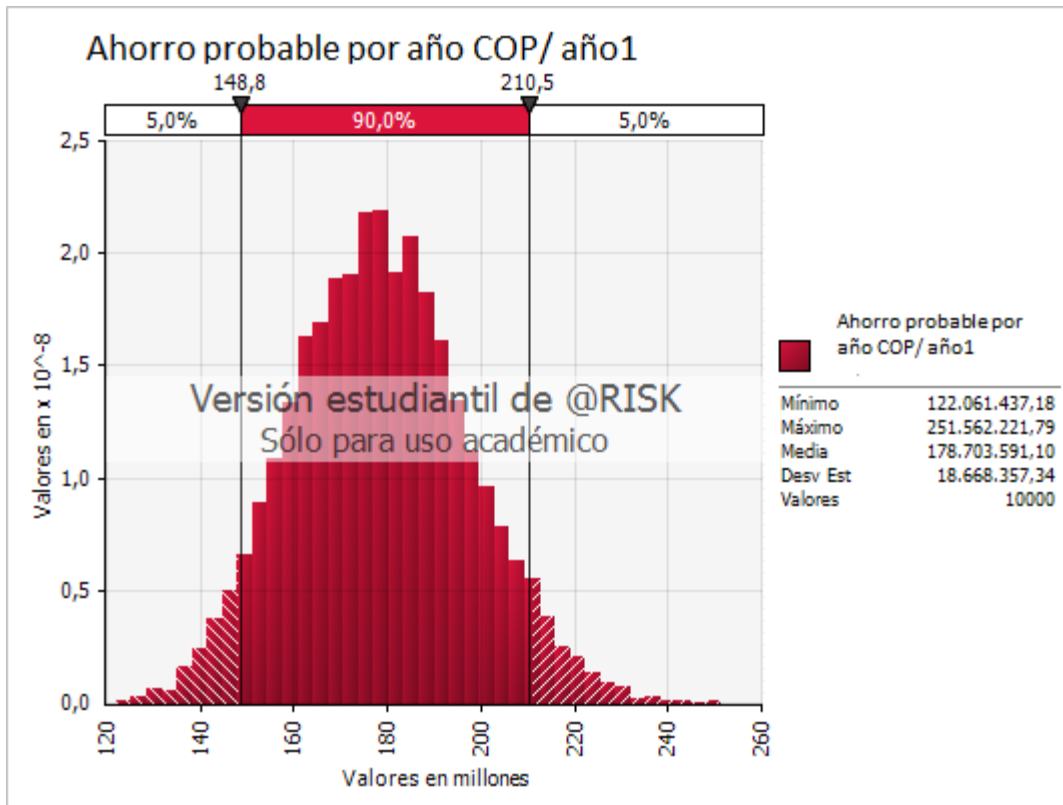


Figura 26. Ahorro probable por autogeneración con energía solar en el primer año usando @Risk.

Fuente: elaboración propia.

Cuarto paso, hacer este procedimiento para los 20 años siguientes, manteniendo los valores volátiles con @Risk. A continuación, en la Tabla 34 se representan los promedios obtenidos.

Tabla 34. Ahorros probables por año estimados con @Risk

Año	Ahorro probable por año COP\$/año
0	0
1	178.721.494
2	174.295.956
3	174.351.752
4	174.401.358
5	174.442.575
6	174.473.055

Año	Ahorro probable por año COP\$/año
7	174.490.297
8	174.491.634
9	174.474.226
10	174.435.052
11	174.370.895
12	174.278.339
13	174.153.751
14	173.993.273
15	173.792.808
16	173.548.012
17	173.254.273
18	172.906.702
19	172.500.119
20	172.029.034

Fuente: elaboración propia.

Otros ingresos probables en el análisis de factibilidad son los beneficios tributarios que otorga la Ley 1715 de 2014, sobre deducción de 50% de la inversión, y el Decreto 2143 de 2015, que permite aplicar depreciación acelerada. Estos beneficios se estimaron en la Tabla 19 de la página 91.

$$\begin{array}{rclclcl}
 \text{Ingreso por} & = & \text{Inversión} & \times & \text{Ley 1715 de} & \times & \text{Impuesto de renta} \\
 \text{beneficio} & & \text{estimada:} & & \text{2014} & & \text{año 2016}^{21}: 25\% \\
 \text{tributario:} & & 4.216.418.403 & & \text{deducción} & & \\
 527.052.300 & & \text{COP\$} & & \text{de 50\%: } 0,5 & & \\
 \text{COP\$} & & & & & &
 \end{array}$$

Nótese que el porcentaje de la inversión en el sistema solar fotovoltaico que se puede convertir en beneficio efectivo es el 12,5% que sale de dividir el beneficio real sobre el valor invertido (527.052.300/4.216.418.403).

²¹ Al hacer esta simulación se estaba estudiando en el Congreso de Colombia una reforma tributaria estructural que rige a partir del año 2017, en la cual el impuesto de renta es del 34% en el año 2017, del 33% en el año 2018 y del 33% a partir del 2019. La inestabilidad tributaria en el horizonte de evaluación es un factor de riesgo para el proyecto. Se toma el impuesto de renta del 2016 como el menor valor conocido hasta el momento, para hacer una evaluación conservadora.

6.2.2 Cálculo de los egresos para el flujo de caja

Los costos en que se incurre con la autogeneración usando energía solar fotovoltaica son cargas tributarias por los ingresos adicionales para el autogenerador, costos de operación y mantenimiento anual más el cargo por respaldo anual. Los dos últimos se presentaron en la Tabla 15 de la página 85.

En cuanto a cargas tributarias, se tiene el impuesto la renta, el CREE y la sobretasa para los años en que la organización tenga utilidades. Pero existe también la renta presuntiva, que se aplica cuando la organización obtiene números rojos. Según la reforma tributaria que empieza a regir en enero de 2017, los impuestos que se van a estimar son los que se incluyen en la tabla 35.

Tabla 35. Impuestos que afectan el proyecto, según la Reforma Tributaria Estructural de la Ley 1819 de 2016

Impuestos sobre la renta	año 2016	2017	2018	2019 en adelante
Renta	25%	34%	33%	33%
CREE	9%			
Sobretasa	6%	6%	4%	
Total	40%	40%	37%	33%

Fuente: elaboración propia.

Buscando hacer un cálculo conservador, se define que en los períodos que presenten números rojos se pagará la renta presuntiva equivalente al 3% en el 2016, y al 3,5% a partir del 2017, del valor en libros de los activos.²² En este caso, los paneles solares con sus accesorios, descritos en la Tabla 6 de la página 77.

El modelo de cálculo usando @Risk conserva la posibilidad de asignar los impuestos de acuerdo con los resultados operacionales, que en este caso son los valores involucrados en la autogeneración de energía solar fotovoltaica.

²² El Artículo 95 de la Ley 1819 de 2016, que aprobó la reforma tributaria estructural, modificó el Artículo 188 del ET, el cual regula la base y el porcentaje de la renta presuntiva. En este sentido, a partir del año gravable 2017 se presume que la renta líquida del contribuyente del impuesto sobre la renta no es inferior al 3,5% del patrimonio líquido en el último día del ejercicio gravable inmediatamente anterior, que en este caso sería el 31 de diciembre de 2016 (Actualícese, 2016).

6.2.3 Flujo de caja para el proyecto de autogeneración en las condiciones actuales bajo modalidad EPC

A continuación se presenta el flujo de caja en las condiciones actuales de la legislación y los valores descritos en los capítulos anteriores. Se desarrolla desde la modalidad EPC, en la cual la organización compra la planta solar y disfruta de todos los ahorros que esta genere. Este flujo de caja es un promedio de los valores que arroja el @Risk y se usa para obtener los indicadores financieros.

El cálculo de los indicadores financieros se hace suponiendo una tasa mínima del inversionista de 8% EA. Esto es útil para comparar los resultados con otros estudios realizados por la UPME (tabla 36), donde se usa como referencia: “Desde 4% hasta costo de capital del 8,5%” (UPME, 2015, pág. 150).

Tabla 36. Indicadores financieros para la modalidad EPC en las condiciones actuales

Indicador	Valor	Unidad
Tasa mínima de retorno del inversionista	8,00%	EA
TIR	Indeterminada	EA
VPN	-2.761.109.382	COP\$
TIRM	2,41%	EA
CAUE	-281.225.089	COP\$
RBC	0,35	
PRI descontado	No recupera la inversión en el horizonte de evaluación	Años

Fuente: elaboración propia.

Para el indicador VPN²³ en las condiciones actuales del análisis sectorial, se lleva a cabo una simulación en @Risk, en donde se encuentra que en todos los escenarios es negativo (ver tabla 37 y Figura 27). Como referencia, un estudio de la UPME para usuarios industriales con generación de 730.000 kWh-año concluye que, de no contarse con incentivos, los costos de los sistemas aun tendrían que reducirse

²³ Valor presente neto.

considerablemente para permitir obtener rentabilidad en los proyectos con energía solar fotovoltaica (UPME, 2015, pág. 151).

Tabla 37. Flujo de caja en modalidad EPC, en millones de COP\$

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ahorro por autogeneración		179	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	173	173	173	172
Ingreso por venta de excedentes																					
UTILIDAD BRUTA		179	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	173	173	173	172
Depreciaciones		-843	-843	-843	-843	-843															
UAI		-665	-669	-669	-669	-669	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	173	173	173	172
Ingreso por beneficio tributario Ley 1715 de 2014		527																			
Gastos financieros (intereses por créditos)																					
UAI		-138	-669	-669	-669	-669	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	173	173	173	172
IMPUESTOS utilidad							-65	-65	-65	-65	-65	-65	-64	-64	-64	-64	-64	-64	-64	-64	-64
Impuestos renta presuntiva		-148	-118	-89	-59	-30															
UTILIDAD NETA		-285	-787	-757	-728	-698	110	110	110	110	110	110	110	110	110	109	109	109	109	109	108
Depreciación		843	843	843	843	843															
Ingresos por préstamos																					
Amortización de capital de préstamos																					
Inversión activos fijos	-4.216																				
Valor de desecho																					
F. de C. neto	-4.216	558	56	86	115	145	110	110	110	110	110	110	110	110	110	109	109	109	109	109	108

Fuente:

elaboración

propia.

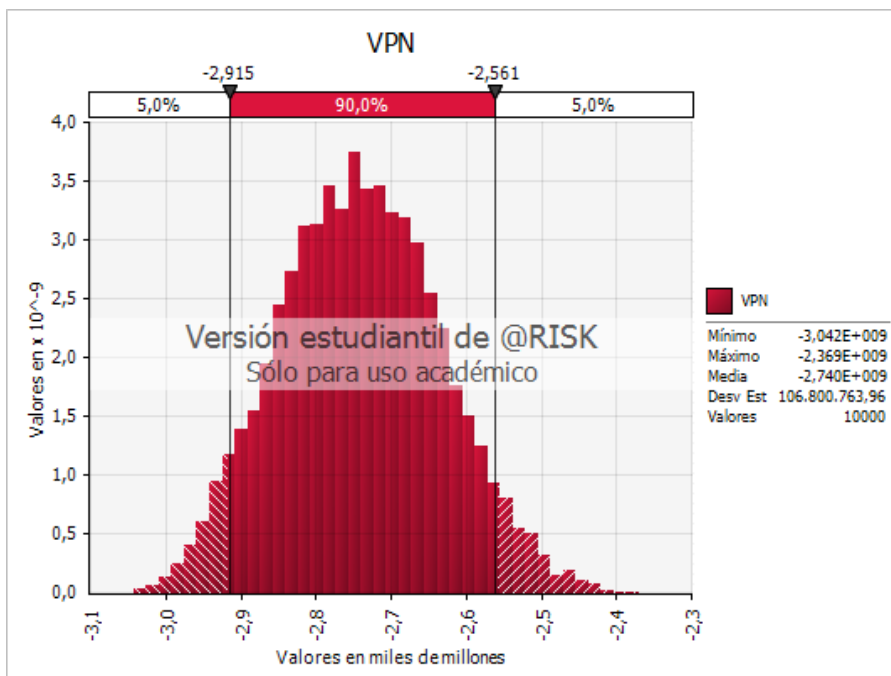


Figura 27. Estimación en @Risk del VPN para el proyecto de autogeneración en las condiciones actuales con modalidad EPC.

Fuente: elaboración propia.

A partir del indicador del VPN, el proyecto de autogeneración con energía solar fotovoltaica con modalidad EPC no es viable en las circunstancias actuales.

Inversión recuperada y valor agregado (IRVA)

Buscando medir la creación de valor, se usa el indicador IRVA. Según Gómez Salazar y Díez Benjumea (2015), se crea valor: “Cuando en una inversión se recupera el capital invertido y se remunera a las fuentes de financiación y lo que quede es el valor creado”. En este caso, se observa cómo se destruye valor cuando: “Se mide en cada período lo que queda del Flujo de caja después de pagar el dinero invertido” (pág. 109) y el valor se hace cada vez más negativo.

A partir de este indicador, el proyecto evaluado con las condiciones actuales no es viable, según se aprecia en la Tabla 38.

Tabla 38. Análisis IRVA para el proyecto de autogeneración con energía solar en la modalidad EPC

Período	Inversión por recuperar al inicio	Costo del capital invertido	Amortización de la inversión y valor agregado	FCN	Inversión por recuperar al final de período	Tasa de descuento
0					-4.216.418.403	
1	-4.216.418.403	-337.313.472	220.885.678	558.199.150	-3.995.532.725	8,00%
2	-3.995.532.725	-319.642.618	-263.406.378	56.236.240	-4.258.939.102	8,00%
3	-4.258.939.102	-340.715.128	-254.908.163	85.806.965	-4.513.847.265	8,00%
4	-4.513.847.265	-361.107.781	-245.736.281	115.371.500	-4.759.583.546	8,00%
5	-4.759.583.546	-380.766.684	-235.839.038	144.927.646	-4.995.422.584	8,00%
6	-4.995.422.584	-399.633.807	-289.715.782	109.918.025	-5.285.138.366	8,00%
7	-5.285.138.366	-422.811.069	-312.882.182	109.928.887	-5.598.020.548	8,00%
8	-5.598.020.548	-447.841.644	-337.911.914	109.929.729	-5.935.932.462	8,00%
9	-5.935.932.462	-474.874.597	-364.955.834	109.918.763	-6.300.888.296	8,00%
10	-6.300.888.296	-504.071.064	-394.176.981	109.894.083	-6.695.065.277	8,00%
11	-6.695.065.277	-535.605.222	-425.751.558	109.853.664	-7.120.816.836	8,00%
12	-7.120.816.836	-569.665.347	-459.869.993	109.795.354	-7.580.686.829	8,00%
13	-7.580.686.829	-606.454.946	-496.738.083	109.716.863	-8.077.424.912	8,00%
14	-8.077.424.912	-646.193.993	-536.578.231	109.615.762	-8.614.003.143	8,00%
15	-8.614.003.143	-689.120.251	-579.630.782	109.489.469	-9.193.633.925	8,00%
16	-9.193.633.925	-735.490.714	-626.155.466	109.335.248	-9.819.789.392	8,00%
17	-9.819.789.392	-785.583.151	-676.432.960	109.150.192	-10.496.222.351	8,00%
18	-10.496.222.351	-839.697.788	-730.766.566	108.931.222	-11.226.988.917	8,00%
19	-11.226.988.917	-898.159.113	-789.484.038	108.675.075	-12.016.472.955	8,00%
20	-12.016.472.955	-961.317.836	-852.939.545	108.378.291	-12.869.412.501	8,00%

Fuente: elaboración propia.

Análisis de sensibilidad

Los análisis de sensibilidad se hacen para determinar si los cambios en algunas variables de la situación actual pueden hacer viable el proyecto de autogeneración con energía solar fotovoltaica en el modelo EPC.

Se estudia el cambio en la tasa mínima esperada por el inversionista, para considerar si algunas organizaciones con tasa más bajas podrían calificar mejor el proyecto; sin embargo, se encuentra que no hay valores positivos del VPN para tasas mínimas esperadas, ni siquiera partiendo de cero para el presente modelo (Figura 28).

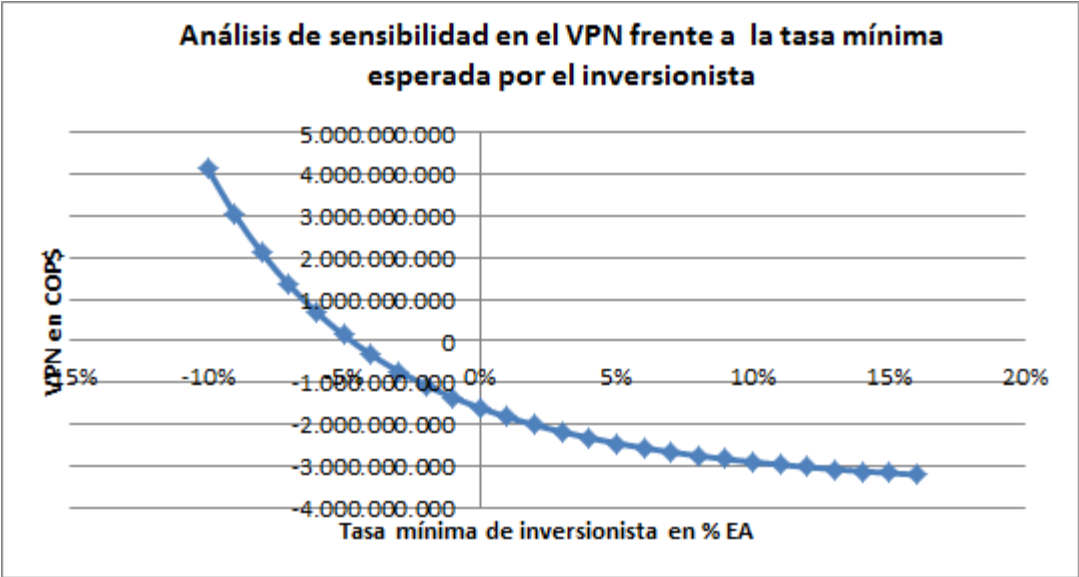


Figura 28. Análisis de sensibilidad del VPN frente a cambios en la tasa mínima esperada por el inversionista. Aplicado al modelo EPC en la situación del entorno actual.

Fuente: elaboración propia.

También se hace para este mismo flujo de caja un análisis de sensibilidad del VPN ante variaciones de la inversión en paneles solares, medida en USD\$/W, aplicando valores promedio internacionales como los explicados más adelante en el numeral 6.2.5.2.

Se encuentra que en las condiciones actuales el VPN no se hace positivo, ni siquiera comprando los paneles solares a los mejores precios que reporta la *International Renewable Energy Agency – IRENA* (Figura 29).

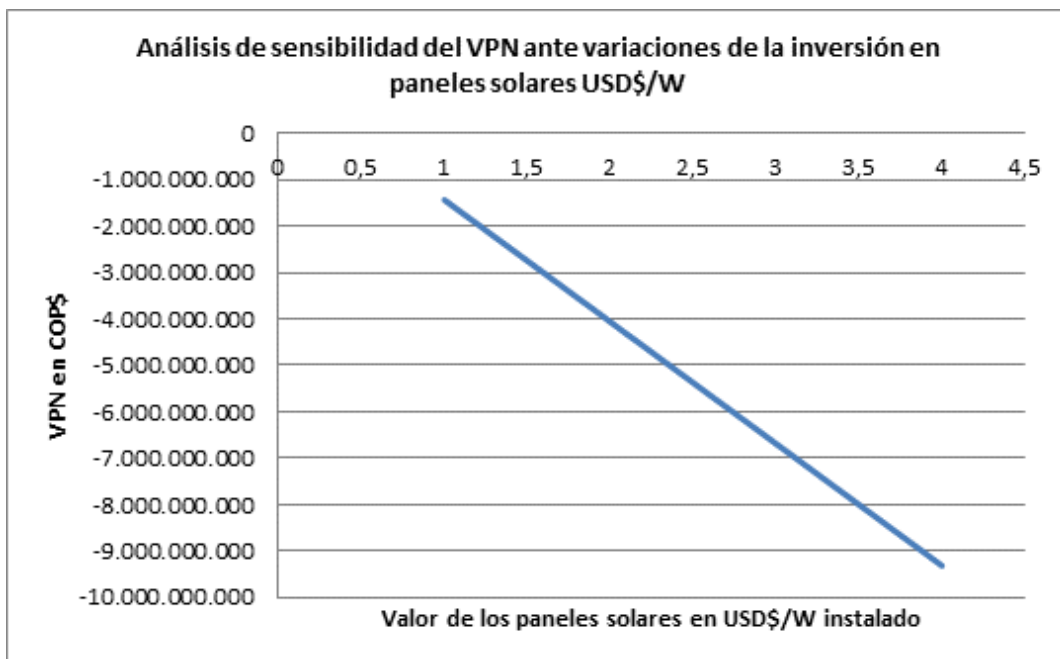


Figura 29. Análisis de sensibilidad del VPN frente a cambios en el valor de la inversión inicial en sistemas fotovoltaicos en el modelo EPC, aplicado al contexto actual.

Fuente: elaboración propia.

6.2.4 Flujo de caja para el proyecto de autogeneración en las condiciones actuales bajo modalidad PPA

Para la organización existe también la posibilidad de comprar únicamente la energía sin invertir en la planta solar. Este contrato en la modalidad PPA consiste en que un inversionista instala los equipos a su propio costo en la edificación del consumidor final de la energía. Para este flujo de caja se elige una oferta típica, en la cual el proveedor pone las condiciones descritas en el numeral 4.3.3 de la página 85 para instalar los paneles solares en la edificación del consumidor de la energía.

Una cotización típica de energía PPA es ofrecer el kWh a un valor que sea 10% inferior al valor de la energía de red pública. Se suele indexar también a tasas de 1% + IPC. Para hacer este flujo de caja, se toma como base el valor de la energía de red proyectado para el año de la inversión, que es 299 COP\$/kWh (Tabla 31), restándole un 10%. Con esto se pactaría un precio base de 269,1 COP\$/kWh para la energía solar en modalidad PPA.

A este último valor se le hace el incremento anual de 1% + IPC y se elige como costo de la energía autogenerada el valor mínimo entre el valor indexado y el tope del 10% inferior al valor de la energía de red pública. Los valores proyectados se presentan en la Figura 30.

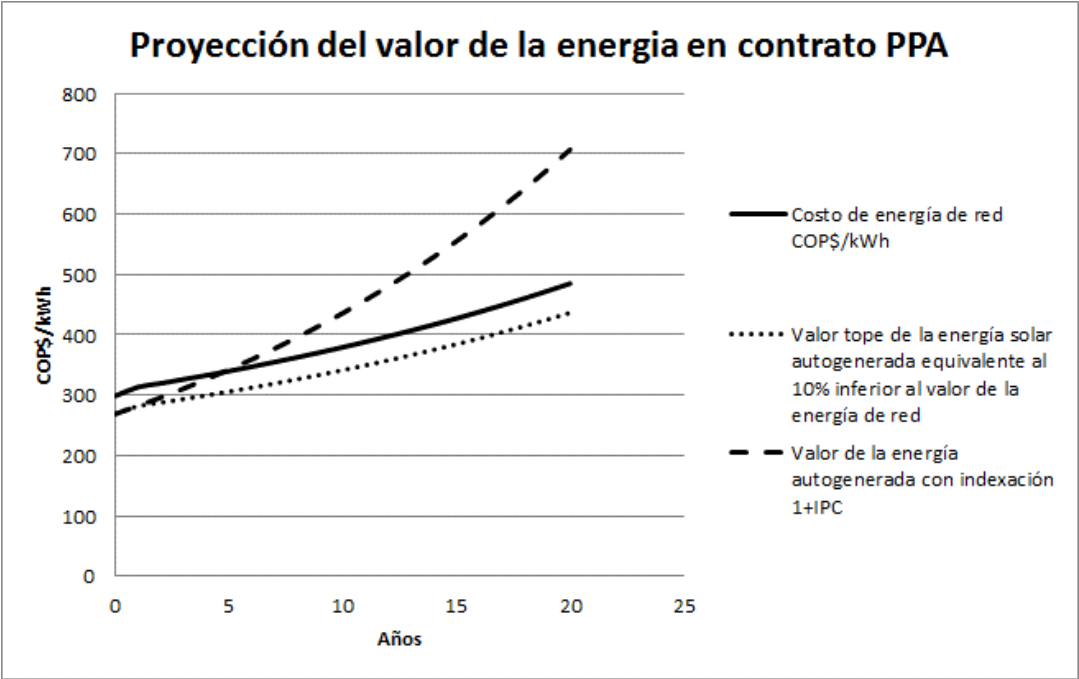


Figura 30. Proyección de costos de la energía solar fotovoltaica bajo contrato PPA.

Fuente: elaboración propia.

Para establecer los ingresos, posteriormente se aplica el mismo procedimiento descrito en el numeral 6.2.1; es decir, se calcula como ahorro la diferencia entre el precio de la energía de red y la energía autogenerada con el sistema solar fotovoltaico. En este caso, adquirida bajo modalidad PPA. Este ahorro se multiplica por el consumo probable en kWh al año que se definió en la Tabla 17 de la página 87.

La modalidad PPA libera al consumidor de costos como los cargos por mantenimiento, y de las inversiones. Todo queda inmerso en el valor de cada kWh consumido; sin embargo, estos ahorros impactarán las utilidades de la organización, y es razonable calcular los impuestos que esto genera. Para esto, se incluye en el

flujo de caja el costo de los impuestos descritos en la Tabla 35 de la página 124. El flujo de caja en estas condiciones se presenta en la Tabla 41.

Algunas cotizaciones de la modalidad PPA tienen condiciones en las cuales se obliga al consumidor de la energía a pagar por toda la energía que se genere en la planta solar fotovoltaica, aun cuando no sea consumida.

Este tipo de condiciones van acompañadas por un cálculo en el cual se reduce la posibilidad de que exista energía excedente. Para hacer el cálculo, se analizan los consumos históricos de la organización que va a adquirir la energía y se propone la construcción de una planta solar con capacidad inferior al consumo promedio. Esto se hace para disminuir al máximo la posibilidad de tener energía excedente (no consumida).

Para el presente análisis de factibilidad, en la Figura 25 se estimó que lo más probable es que solo el 78% de los días del año se aproveche la energía autogenerada, teniendo como mínimo el 64% y como máximo el 93% de los días.

Considerando que el sistema no tiene baterías para almacenar la energía producida, todo el excedente se va a convertir en un costo para la organización. Por ejemplo en el primer año se generarán 1.000.000 kWh; sin embargo, solo el 78%, que equivale a 789.041, será consumido. Toda la diferencia será cobrada por el proveedor PPA al precio pactado para cada kWh.

El primer año el sobrecosto se calcularía así:

$$\begin{array}{l} \text{Pérdida por} \\ \text{energía} \\ \text{excedente} \\ \text{generada y no} \\ \text{consumida en} \\ \text{el primer año} \\ \text{COP\$} \\ 59.542.202 \end{array} = (1.000.000 - 789.041) \times \begin{array}{l} \text{Valor de la energía solar} \\ \text{fotovoltaica en} \\ \text{modalidad PPA} \\ \text{COP\$/kWh 282,2 para} \\ \text{el primer año} \end{array}$$

Diferencia entre la energía generada y la energía consumida en kWh

Nótese en el cálculo anterior que el costo anual de 59.542.202 COP\$ supera el ingreso esperado en la modalidad PPA, que está estimado en 24.744.811 en el

primer año. Este ingreso es el ahorro ganado por la diferencia entre el valor de cada kWh en la red pública y el valor del kWh autogenerado con la planta solar fotovoltaica.

La opción de compra de energía en contrato PPA no es viable, a menos que la organización pueda consumir cerca del 100% de la energía autogenerada, o al menos que pueda excluir la cláusula en la cual debe pagar por toda la energía aun cuando no haya sido consumida.

Por consiguiente, se hará el flujo de caja en un contrato de modalidad PPA donde quede explícito que solo se pagará la energía consumida y que los excedentes serán propiedad de proveedor de energía por contrato PPA (Tabla 41).

Los indicadores para esta simulación en contrato PPA se presentan a continuación en la tabla 39.

Tabla 39. Indicadores financieros para el flujo de caja en modalidad PPA

Indicador	Valor	Unidades
Tasa mínima de retorno del inversionista	8,00%	EA
TIR	indeterminada	EA
VPN	175.565.492	COP\$
TIRM*	8,59%	EA
CAUE	17.881.733	COP\$
RBC	indeterminada	
PRI descontado	0,00	Años
*En este caso, todos los resultados del flujo de caja son positivos. Por esta razón, la TIRM se calcula como la tasa que lleva a futuro todos los ingresos partiendo del valor presente de todos los costos en el horizonte de evaluación (20 años). El ingreso corresponde al valor ahorrado por prescindir de la compra de energía de red pública y el costo corresponde al valor que hay que pagar por la energía solar fotovoltaica para poder prescindir de la energía de red pública. Esto se aplica en la modalidad PPA.		

Fuente: elaboración propia.

A su vez el análisis IRVA muestra una creación significativa de valor, pues la inversión es nula y se generan ingresos (tabla 40).

Tabla 40. Análisis IRVA para el proyecto de autogeneración con energía solar en la modalidad PPA

Período	Inversión por recuperar al inicio	Costo del capital invertido	Amortización de la inversión y valor agregado	FCN	Inversión por recuperar al final de período	Tasa de descuento
0					0	
1	0	0	14.846.887	14.846.887	14.846.887	8,00%
2	14.846.887	1.187.751	16.690.336	15.502.586	31.537.223	8,00%
3	31.537.223	2.522.978	19.227.027	16.704.049	50.764.250	8,00%
4	50.764.250	4.061.140	20.991.420	16.930.280	71.755.670	8,00%
5	71.755.670	5.740.454	22.906.295	17.165.841	94.661.965	8,00%
6	94.661.965	7.572.957	24.983.973	17.411.015	119.645.938	8,00%
7	119.645.938	9.571.675	27.237.768	17.666.093	146.883.706	8,00%
8	146.883.706	11.750.696	29.682.071	17.931.375	176.565.777	8,00%
9	176.565.777	14.125.262	32.332.433	18.207.171	208.898.210	8,00%
10	208.898.210	16.711.857	35.205.657	18.493.800	244.103.867	8,00%
11	244.103.867	19.528.309	38.319.902	18.791.593	282.423.769	8,00%
12	282.423.769	22.593.902	41.694.792	19.100.891	324.118.561	8,00%
13	324.118.561	25.929.485	45.351.529	19.422.044	369.470.090	8,00%
14	369.470.090	29.557.607	49.313.025	19.755.418	418.783.115	8,00%
15	418.783.115	33.502.649	53.604.034	20.101.385	472.387.149	8,00%
16	472.387.149	37.790.972	58.251.304	20.460.332	530.638.453	8,00%
17	530.638.453	42.451.076	63.283.735	20.832.659	593.922.188	8,00%
18	593.922.188	47.513.775	68.732.552	21.218.777	662.654.741	8,00%
19	662.654.741	53.012.379	74.631.491	21.619.112	737.286.232	8,00%
20	737.286.232	58.982.899	81.017.000	22.034.102	818.303.232	8,00%

Fuente: elaboración propia.

Los indicadores financieros del proyecto son favorables, pero la organización debe ponderar el riesgo que conlleva el contrato PPA a 20 años, pues se firma un contrato que incluye un acuerdo de comodato probablemente por el techo. Este comodato es para declarar el derecho de uso del lugar en donde estarán instalados los elementos de la planta solar a lo largo de toda la duración del contrato PPA.

Esto implica que existirán restricciones para la organización en el horizonte de 20 años, debido a que pueden ocurrir eventos que impliquen intervenir los techos comprometidos en el contrato PPA; por ejemplo, una ampliación, un traslado o un escalamiento de su sistema productivo.

Normalmente las organizaciones no tienen proyecciones a 20 años que les permitan saber con alguna certeza que los techos no serán intervenidos y que la organización estará en el mismo lugar. Al comprometer los techos en el contrato, se crea un riesgo para la organización por esta incertidumbre.

Tabla 41. Flujo de caja para la modalidad de compra de energía PPA sin inversión en equipos, en millones de COP\$

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ahorro por autogeneración		25	25	25	25	26	26	26	27	27	28	28	29	29	29	30	31	31	32	32	33
Ingreso por venta de excedentes																					
Pérdida por energía excedente generada y no consumida																					
UTILIDAD BRUTA		25	25	25	25	26	26	26	27	27	28	28	29	29	29	30	31	31	32	32	33
Depreciaciones																					
UAI		25	25	25	25	26	26	26	27	27	28	28	29	29	29	30	31	31	32	32	33
Ingreso por beneficio tributario Ley 1715 de 2014																					
Gastos financieros (intereses por créditos)																					
UAI		25	25	25	25	26	26	26	27	27	28	28	29	29	29	30	31	31	32	32	33
IMPUESTOS utilidad		-10	-9	-8	-8	-8	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-11	-11
Impuestos renta presuntiva																					
UTILIDAD NETA		15	16	17	17	17	17	18	18	18	18	19	19	19	20	20	20	21	21	22	22
Depreciación																					
Ingresos por préstamos																					
Amortización de capital de préstamos																					
Inversión activos fijos																					
Valor de desecho																					
F. de C. neto		15	16	17	17	17	17	18	18	18	18	19	19	19	20	20	20	21	21	22	22

Fuente: elaboración propia.

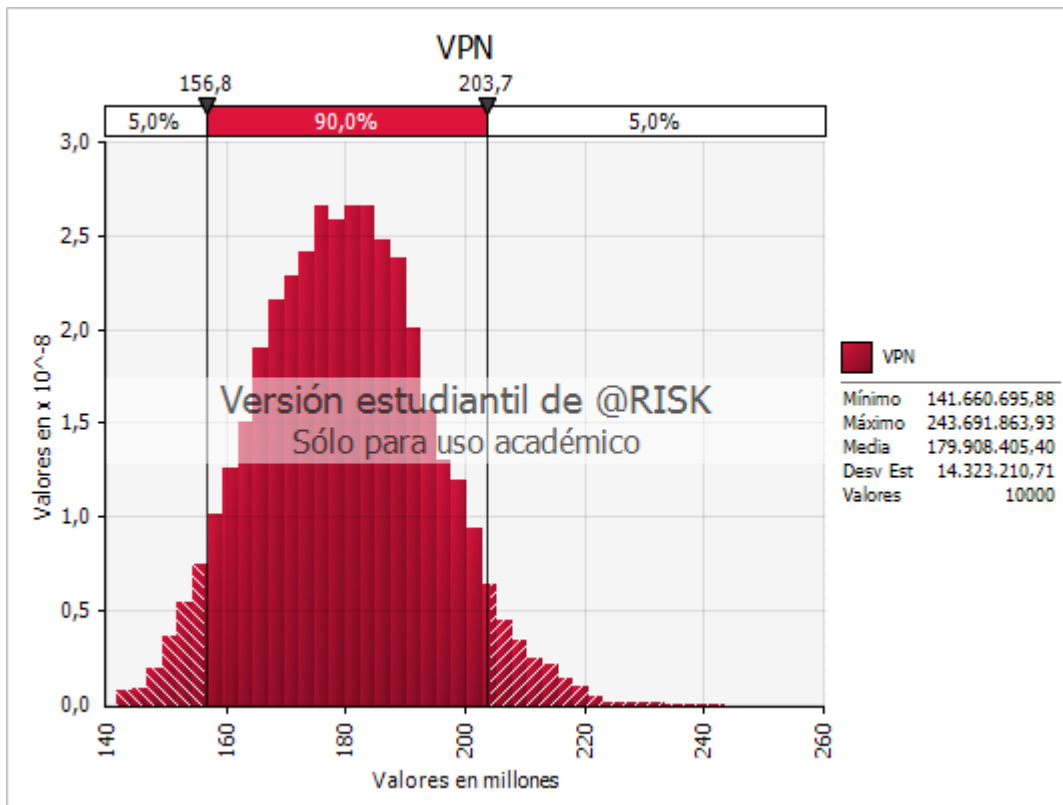


Figura 31, Estimación en @Risk del VPN para el proyecto de autogeneración en las condiciones actuales, con modalidad PPA.

Fuente: elaboración propia.

En la Figura 31 se observa que en todos los escenarios del contrato PPA el VPN es positivo y tiene un mínimo de 141 millones de COP.

6.2.5 Conclusiones sobre la situación actual

Los indicadores para el proyecto de autogeneración con energía solar fotovoltaica en modalidad EPC arrojan un resultado desfavorable, haciendo inviable el proyecto.

Bajo la modalidad PPA se obtienen buenos indicadores, pero el riesgo de los contratos a 20 años debe ser ponderado por cada organización para definir si es atractivo el proyecto en cada caso.

6.2.5.1 Barreras de entrada

Observando principalmente el entorno en el cual se evalúa el proyecto de autogeneración solar fotovoltaica en la modalidad EPC, se encuentran varias barreras de entrada que afectan negativamente el resultado de la evaluación.

Según la UPME (2015a), hay varias barreras identificadas para la masificación de la energía solar fotovoltaica en Colombia. A continuación se presentan los temas y la descripción de cada barrera:

- Venta de excedentes: la ley (anterior a la Ley 1715 de 2014) prohíbe a los autogeneradores la venta de excedentes en condiciones permanentes, y no existe una figura reglamentada de productor marginal
- Política energética: No existe una política energética en materia de generación distribuida con Fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) de pequeña escala, desarrollada por o para usuarios medianos y pequeños, conectados a las redes de distribución
- Requerimientos técnicos: No existe una normatividad (normas técnicas y estándares) establecida para la selección de equipos, la configuración, instalación y conexión al SIN de pequeños o grandes sistemas de generación con energía solar fotovoltaica (FV)
- Información de potenciales: No se tiene certeza sobre los potenciales objeto de posible desarrollo para con base en ellos determinar y cuantificar los posibles impactos sobre las redes de distribución
- Financiación: No se cuenta con esquemas financieros orientados a la inversión en este tipo de sistemas, especialmente dirigidos a los mercados o subsectores propicios para el desarrollo de sistemas de generación distribuida con solar FV
- Redes: inteligentes: A 2014 no se cuenta con una propuesta o un desarrollo regulatorio dirigido al desarrollo de redes inteligentes.

Fuente: tomado de UPME (2015a), a partir de la *Tabla 3.4. Barreras identificadas y priorizadas en el caso de la energía solar FV*, pág. 64).

Varios elementos de estas barreras de entrada se reflejan también en el presente análisis de factibilidad, y se identifican oportunidades de cambios legislativos y de contexto que podrían cambiar la situación, varios de ellos aplicados con éxito en otros países.

6.2.5.2 Oportunidades para mejorar el entorno

Ente las oportunidades para mitigar las barreras encontradas que afectan negativamente la evaluación están las que se presentan a continuación.

- *Eliminar el cargo por respaldo*: por política justificada ambientalmente, se podría eliminar el cobro del cargo por respaldo para autogeneradores pequeños, y de esta manera hacer más grandes los retornos para el inversionista. La legislación podría limitar este beneficio a las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER).
- *Eliminar la renta presuntiva*: como política ambiental del país, se podría exonerar de la renta presuntiva las inversiones efectuadas en fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER).
- *Vender excedentes*: se podría priorizar la compra de la energía producida por fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), asegurando que se compre el 100%, como en el caso de Alemania. Esto se puede hacer posiblemente a través de comercializadores que tengan un precio mínimo fijado por la ley. Esto genera nuevos ingresos para quien está evaluando el proyecto de autogeneración.

Como se explicó en el numeral 1.1 de la página 12, desde el año 1991 Alemania obligó a los actores de su red eléctrica a comprar con prioridad energía proveniente de fuentes renovables, y se garantizó el ingreso a los productores de este tipo de energía, pagando un 10% más que por la energía generada a partir de fuentes hidráulicas o combustibles fósiles.

Beneficio tributario 50% de la inversión directo primer año: Si bien la ley otorga estímulos como Ingreso por beneficio tributario de la Ley 1715 del 2014, al aplicar

estos estímulos bajo las normas tributarias se recupera únicamente el 12.5%. Esto ocurre porque el 50% de la inversión que otorga el beneficio entra a formar parte de los costos antes de impuestos.

También, si la organización no obtuviera utilidades en el plazo que otorga la ley, no podría usar el beneficio y en caso de usarlo, sería solo una fracción.

Para que realmente el 50% de la inversión se recupere vía tributaria, es necesario que se reste el valor de la inversión directamente del impuesto de la renta que debe pagar la organización. Podría ser un 25% el primer año y el restante 25% en el segundo año

Beneficio tributario 50% de la inversión directo segundo año: la ley podría permitir la recuperación de parte de la inversión a través del impuesto de renta. De esta manera estaría el país invirtiendo en Fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) para resolver su déficit energético de una manera ambiental.

Se podría permitir tributariamente restar el 25% del valor de la inversión directamente del impuesto de renta que paga la organización que hace la inversión en la planta de energía solar fotovoltaica. A partir del segundo año se podría autorizar este descuento.

Crédito de fomento: Se podría crear fondos de crédito blando para financiar Fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) como la energía solar fotovoltaica. Algunos países podrían aportar los recursos para compensar su huella de carbono.

En Colombia ya hay organizaciones internacionales que financian y apoyan proyectos de Fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) como por ejemplo la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID), a través del Programa de Energía Limpia para Colombia. (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2016)

Reducción de costos de instalación en USD/W por eficiencia: La tecnología va avanzando y cada vez es menor el costo de inversión necesaria para producir energía solar fotovoltaica. Cuando los paneles lleguen a eficiencias superiores al 25 % y se masifique su uso, podría llegar a acercarse a 1USD\$/W, reduciendo substancialmente el monto de las inversiones para los autogeneradores.

Como referencia, en la Figura 5 de la página 41 se observa cómo la eficiencia ha aumentado más de un 10% solo entre 1980 y el año 2000.

Esta posible mejora se sustenta también en los pronósticos de IRENA respecto al costo de instalación, donde se estima que en el futuro podría llegar a 0,79 USD\$/W. De acuerdo con IRENA (2016):

The upfront costs of building a solar PV plant – often cited as a major barrier – are now close to or even lower than those of conventional power generation. For utility-scale projects, the global average total installed cost of solar PV systems could fall from USD 1.8 per watt (W) in 2015 to USD 0.79/W in 2025. This represents a 57% reduction in ten years.²⁴ (pág. 10).

Otros estudios como el desarrollado por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) indican que:

El precio de los sistemas fotovoltaicos se ha dividido por tres en los últimos seis años en muchos mercados y los módulos se han dividido por cinco. (...) los autores del estudio asumen que los costos de generación de electricidad fotovoltaica convergerán en muchas partes del mundo, con una disminución media del 25% para 2020, del 45% para 2030 y del 65% para 2050 (Energía Estratégica, 2014).

²⁴ Traducción:

Los costos iniciales de la construcción de una planta solar fotovoltaica considerados como una barrera importante - ahora están cerca o incluso más bajos que los de la generación de energía convencional. En el caso de los proyectos a escala de servicios públicos, el promedio global de los costos instalados de los sistemas fotovoltaicos podría disminuir de USD 1,8 por vatio (W) en 2015 a USD 0,79 / W en 2025. Esto representa una reducción del 57% en diez años

6.3 Simulación de la evaluación financiera incorporando los casos de éxito analizados

A continuación se simulan el flujo de caja y los indicadores financieros incorporando cada una de las oportunidades planteadas. Se hace con el objetivo de medir el impacto que tendrían dichas oportunidades para mitigar las barreras encontradas en el numeral 6.2.5.2.

Esto se desarrolla proponiendo algunas premisas con base en datos reales y experiencias de éxito en otros países. A continuación en la Tabla 42 se resumen las premisas usadas.

Tabla 42. Premisas para la simulación de los casos de éxito en el flujo de caja del proyecto de autogeneración con energía solar fotovoltaica en modalidad EPC

Número en el flujo de caja	Oportunidad de mejora	Premisas usadas para la simulación
1	Eliminar el cargo por respaldo	Eliminar y reglamentar el cargo por respaldo para autogeneradores que usen fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER). En esta simulación se lleva a cero (0) COP\$.
2	Eliminar la renta presuntiva	Se lleva a cero la renta presuntiva para inversiones hechas en fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER).
3	Vender excedentes	Se asegura la venta del 100% de la energía excedente a un precio de 100 COP\$/kWh. Este precio es para el componente de generación no regulado y es más bajo que el promedio de Bolsa, según la Figura 1 de la página 35 , permitiendo así un margen para la transmisión.
4	Beneficio tributario directo del 50% de la inversión, el primer año	Se suma el 25% de la inversión en el sistema solar fotovoltaico directamente de la utilidad antes de impuestos en el primer año, que representa una reducción en el impuesto de renta para el flujo de caja.

Número en el flujo de caja	Oportunidad de mejora	Premisas usadas para la simulación
5	Beneficio tributario 50% de la inversión directo segundo año	Se suma el 25% de la inversión en el sistema solar fotovoltaico directamente de la utilidad antes de impuestos en el segundo año, representando una reducción en el impuesto de renta para el flujo de caja
6	Crédito de fomento	Se fija una tasa de 4%EA fija, por 20 años, con el sistema de cuota constante para la anualidad. Se aplica solo para el valor de los equipos de generación solar, excluyendo obras civiles y el valor de los trámites legales. Esta exclusión se hace porque se entiende más eficiente demostrar cuales activos son parte de la generación de energía renovable ante las entidades de fomento.
7	Reducción de costos de instalación en USD\$/W por eficiencia.	Se estima una inversión de 1,2 USD\$/W instalados en la planta de energía solar. Para el año de inversión se usa una tasa de cambio de 3.000 COP\$/USD\$.

Fuente: elaboración propia.

Las anteriores premisas se incorporan al flujo de caja para el proyecto de autogeneración en las condiciones actuales, en la modalidad EPC, que se presentó en la Tabla 37 de la página 127.

Se usan las mismas estimaciones en cuanto a cantidad de kWh producidos por año, los mismos pronósticos de días al año trabajados y la cantidad de energía excedente. También se aplican los impuestos de la llamada reforma tributaria estructural de la Ley 1819 de 2016. En la Tabla 45 se presenta el flujo de caja simulando oportunidades de mejora que no están vigentes a la fecha de la elaboración del presente análisis de factibilidad.

Los indicadores financieros de este flujo de caja, simulando oportunidades de mejora, se presentan a continuación en la Tabla 43.

Tabla 43. Indicadores financieros para la modalidad EPC simulando oportunidades de mejora que no están vigentes a la fecha de efectuarse el presente análisis de factibilidad

Tasa mínima de retorno del inversionista	8,00%	EA
TIR	Indeterminada	EA
VPN	880.097.669	COP\$
TIRM	12,40%	EA
CAUE	89.639.892	COP\$
RBC	3,04	
PRI descontado	0,23	Años

Fuente: elaboración propia.

En esta simulación se encuentra un VPN positivo en todos los casos simulados con @Risk, con una media cercana a los 880 millones de COP\$. Ver Figura 32.

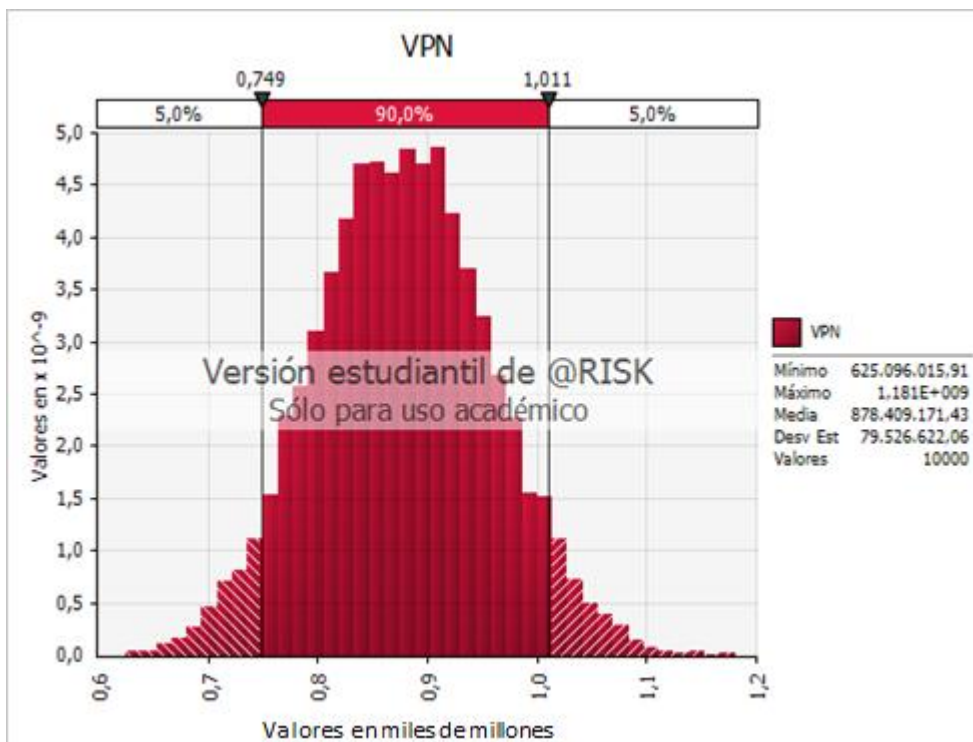


Figura 32. Estimación en @Risk del VPN para el proyecto de autogeneración con modalidad EPC, simulando oportunidades de mejora que no están vigentes a la fecha de realizar el presente análisis de factibilidad.

Fuente: elaboración propia.

El análisis IRVA muestra un escenario favorable, debido a que el proyecto presenta ingresos significativos en los primeros años, permitiendo que el inversionista reinvierta estas ganancias a su tasa mínima de retorno por los siguientes años del proyecto.

Esto significa que el valor ganado se incrementa satisfactoriamente cuando se parte del supuesto de que el inversionista puede reinvertir todas sus ganancias iniciales ganando al menos su tasa mínima esperada. Las reinversiones se entienden hechas en sus otras alternativas de inversión (tablas 44 y 45).

Tabla 44. Inversión recuperada y valor agregado IRVA para el proyecto de autogeneración con modalidad EPC, simulando oportunidades de mejora que no están vigentes a la fecha de realizar el presente análisis de factibilidad

Período	Inversión por recuperar al inicio	Costo del capital invertido	Amortización de la inversión y valor agregado	FCN	Inversión por recuperar al final de período	Tasa de descuento
0					-154.736.403	
1	-154.736.403	-12.378.912	723.590.312	735.969.224	568.853.909	8,00%
2	568.853.909	45.508.313	778.201.643	732.693.331	1.347.055.552	8,00%
3	1.347.055.552	107.764.444	105.454.636	-2.309.808	1.452.510.189	8,00%
4	1.452.510.189	116.200.815	116.392.735	191.920	1.568.902.924	8,00%
5	1.568.902.924	125.512.234	128.297.157	2.784.923	1.697.200.080	8,00%
6	1.697.200.080	135.776.006	90.242.955	-45.533.051	1.787.443.035	8,00%
7	1.787.443.035	142.995.443	97.255.184	-45.740.259	1.884.698.220	8,00%
8	1.884.698.220	150.775.858	104.810.935	-45.964.922	1.989.509.155	8,00%
9	1.989.509.155	159.160.732	112.951.712	-46.209.020	2.102.460.867	8,00%
10	2.102.460.867	168.196.869	121.722.225	-46.474.645	2.224.183.092	8,00%
11	2.224.183.092	177.934.647	131.170.635	-46.764.012	2.355.353.727	8,00%

Período	Inversión por recuperar al inicio	Costo del capital invertido	Amortización de la inversión y valor agregado	FCN	Inversión por recuperar al final de período	Tasa de descuento
12	2.355.353.727	188.428.298	141.348.832	-47.079.466	2.496.702.558	8,00%
13	2.496.702.558	199.736.205	152.312.718	-47.423.486	2.649.015.277	8,00%
14	2.649.015.277	211.921.222	164.122.530	-47.798.692	2.813.137.807	8,00%
15	2.813.137.807	225.051.025	176.843.169	-48.207.855	2.989.980.976	8,00%
16	2.989.980.976	239.198.478	190.544.577	-48.653.901	3.180.525.554	8,00%
17	3.180.525.554	254.442.044	205.302.124	-49.139.920	3.385.827.678	8,00%
18	3.385.827.678	270.866.214	221.197.036	-49.669.178	3.607.024.714	8,00%
19	3.607.024.714	288.561.977	238.316.857	-50.245.120	3.845.341.571	8,00%
20	3.845.341.571	307.627.326	256.755.944	-50.871.382	4.102.097.515	8,00%

Fuente: elaboración propia.

Tabla 45. Flujo de caja en modalidad EPC, simulando oportunidades de mejora que no están vigentes a la fecha de realizar el presente análisis de factibilidad. En millones de COP\$

Número de la oportunidad de mejora*	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	Ahorro por autogeneración		214	211	213	215	217	219	221	223	225	227	229	232	234	237	239	242	245	247	250	253
3	Ingreso por venta de excedentes		22	22	23	24	24	25	26	27	28	29	29	30	31	32	33	34	36	37	38	39
	UTILIDAD BRUTA		236	234	236	239	241	244	247	250	253	256	259	262	265	269	273	276	280	284	288	292
	Depreciaciones		-679	-679	-679	-679	-679															
	UAI		-443	-445	-443	-440	-438	244	247	250	253	256	259	262	265	269	273	276	280	284	288	292
4 y 5	Ingreso por beneficio tributario Ley 1715 de 2014		849	849																		
6	Gastos financieros (intereses por créditos)		-130	-125	-121	-116	-111	-106	-101	-95	-89	-84	-77	-71	-64	-57	-50	-42	-35	-26	-18	-9
	UAI		276	278	-564	-556	-549	138	146	154	163	172	181	191	201	212	223	234	245	258	270	283
	IMPUESTOS utilidad		-111	-111				-51	-54	-57	-60	-64	-67	-71	-74	-78	-82	-87	-91	-95	-100	-105
2	Impuestos renta presuntiva																					
	UTILIDAD NETA		166	167	-564	-556	-549	87	92	97	103	108	114	120	127	133	140	147	155	162	170	178
	Depreciación		679	679	679	679	679															
6	Ingresos por préstamos	3.240																				
6	Amortización de capital de préstamos		-109	-113	-118	-122	-127	-132	-138	-143	-149	-155	-161	-168	-174	-181	-188	-196	-204	-212	-220	-229
7	Inversión activos fijos	-3.395																				
	Valor de desecho																					
	F. de C. neto	-155	736	733	-2	0,2	3	-46	-46	-46	-46	-46	-47	-47	-47	-48	-48	-49	-49	-50	-50	-51

*Ver las oportunidades de mejora en la Tabla 42.

Fuente: elaboración propia.

6.4 Análisis de sensibilidad para la simulación de la evaluación financiera incorporando los casos de éxito analizados

A continuación se hace un análisis de sensibilidad para el resultado de la evaluación financiera, incorporando los casos de éxito analizados que no están vigentes a la fecha de la elaboración del presente análisis de factibilidad. Esto permite identificar en el escenario descrito algunos valores clave que pueden cambiar la viabilidad del proyecto.

Se analiza el costo de instalación en USD\$/W, tomando valores referentes de otros países. Esto permite estimar que cuando el costo de instalación supera los 2,5 USD\$/W instalado, el VPN será negativo aun cuando se implementen todas las oportunidades descritas en el numeral 6.2.5.2. Este análisis se aprecia a continuación en la Figura 33. En la Tabla 7 de la página 77, se presentan algunos valores de referencia para los paneles solares en USD4/W.

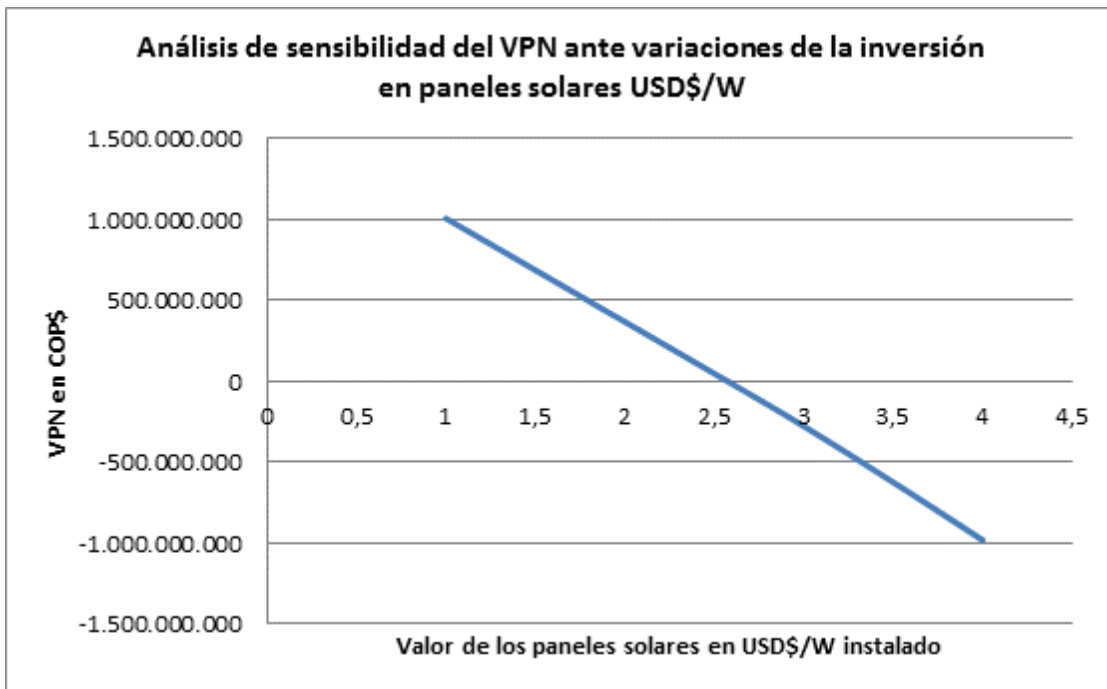


Figura 33. Análisis de sensibilidad del VPN ante variaciones de la inversión en paneles solares USD\$/W, para los casos de éxito analizados que no están vigentes a la fecha de efectuarse el presente análisis de factibilidad.

Fuente: elaboración propia.

Haciendo un análisis de sensibilidad con la tasa de financiación tasa del crédito de fomento para invertir en fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), se encuentra que a partir de 9,5% EA el proyecto no es viable, aun cuando se implementen todas las oportunidades descritas en el numeral 6.2.5.2 (figura 34).

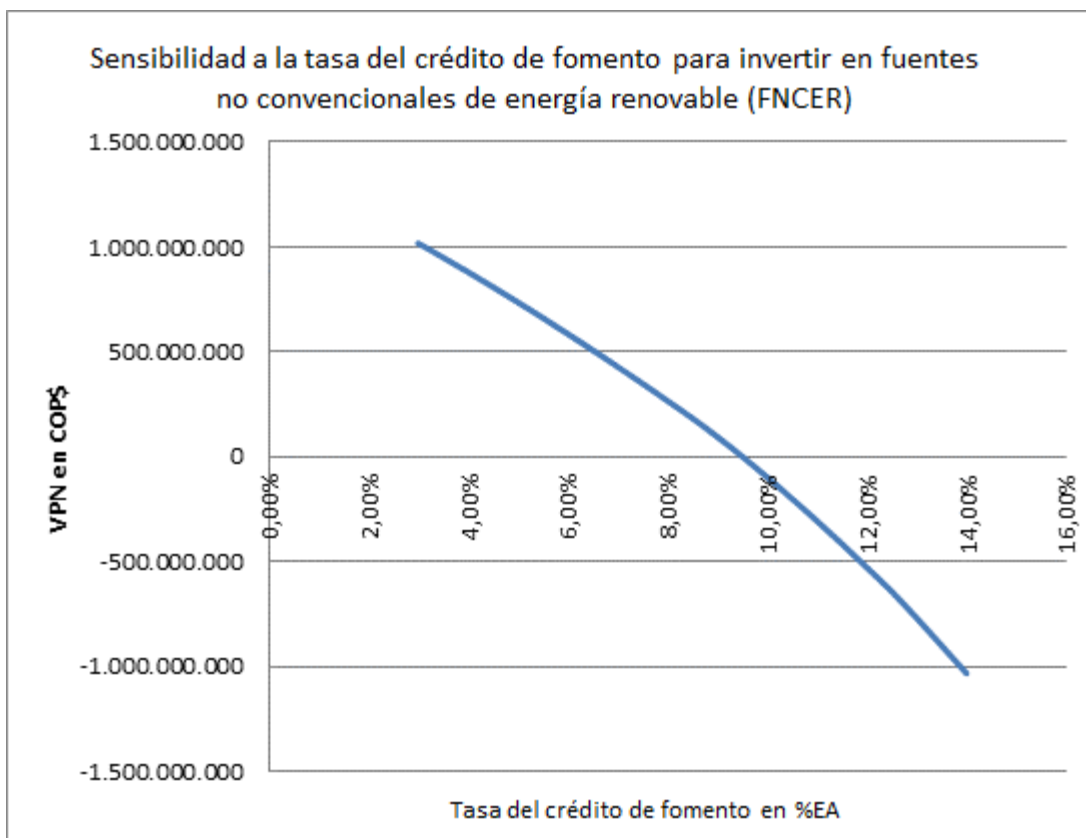


Figura 34. Sensibilidad a la tasa del crédito de fomento para invertir en fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), para los casos de éxito analizados que no están vigentes a la fecha de efectuarse el presente análisis de factibilidad.

Fuente: elaboración propia.

Se analiza la sensibilidad del VPN igualmente en los casos de éxito analizados que no están vigentes a la fecha de efectuarse el presente análisis de factibilidad, ante cambios en el precio de venta de la energía eléctrica no consumida por el autogenerador; es decir, la energía disponible para venderle al sistema interconectado público.

En este análisis se encuentra que, aun cuando no se vendiera, o lo que es igual, un precio de cero COP\$/kWh, todos los VPN son positivos y no se afecta sustancialmente la viabilidad del proyecto; sin embargo, se nota un incremento favorable del VPN a medida que se incrementa el precio de venta de los excedentes. Esto podría ser un factor importante para estimular la inversión en plantas de energía solar fotovoltaica en Colombia (Figura 35).

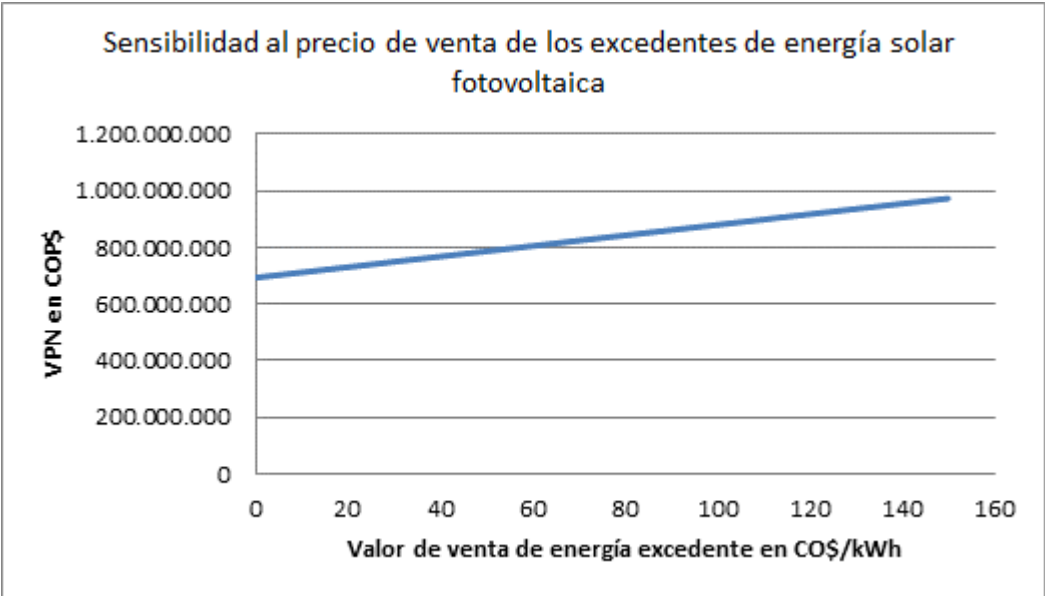


Figura 35. Sensibilidad al precio de venta de los excedentes de energía solar fotovoltaica en los casos de éxito analizados que no están vigentes a la fecha de efectuarse el presente análisis de factibilidad.

Fuente: elaboración propia.

7 Estudio de riesgos

El presente análisis de factibilidad para un proyecto de autogeneración eléctrica fotovoltaica analiza tres escenarios. El primer escenario es la modalidad EPC, en el cual se analiza la compra de la planta solar fotovoltaica para obtener los máximos ahorros posibles en la situación actual del mercado y de la legislación. El segundo escenario es también en modalidad EPC, simulando una serie de mejoras en el contexto actual que buscan lograr la viabilidad, y así estimular el uso de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCR) en Colombia. El tercero es un escenario en la modalidad PPA, en la cual se compra únicamente la energía sin hacer inversión en la planta de generación con energía solar fotovoltaica. Este escenario se desarrolla en la situación actual del mercado y de la legislación.

Cada escenario arrojó los resultados de viabilidad presentados en la Tabla 46.

Tabla 46. Resumen de los resultados de cada escenario para la evaluación del proyecto de autogeneración con el criterio del VPN

Escenario	VPN del proyecto medio probable COP\$	Calificación del resultado	Resultado @Risk
EPC contexto actual	-2.761.109.382	El VPN es negativo en el 100% de las simulaciones de @Risk.	Figura 27
PPA Contexto actual	175.565.492	El VPN es positivo en el 100% de las simulaciones de @Risk.	Figura 31
EPC simulando mejoras en el contexto actual	880.097.669	El VPN es positivo en el 100% de las simulaciones de @Risk.	Figura 32

Fuente: elaboración propia.

De acuerdo con Gómez Salazar y Díez Benjumea, 2015: “El VPN es el método más comúnmente usado para la evaluación de proyectos, mide la rentabilidad deseada después de recuperar toda la inversión. Se adopta como el criterio fundamental para la toma de decisiones en el contexto financiero” (pág. 77). El criterio que usa el VPN es

que, al tener resultado positivo, se aceptará el proyecto; sin embargo, existen riesgos inherentes al proyecto de generación de energía eléctrica usando como fuente una planta solar fotovoltaica.

Al materializarse estos riesgos, se convierten en posibles costos a través de la vida útil del proyecto. Los posibles costos o impactos derivados de la materialización de los riesgos pueden traerse a un valor presente mediante manejo de probabilidades en @Risk. Al comparar el valor presente de los riesgos con el VPN esperado para el proyecto se podrá pronosticar si los ingresos serán suficientes para cubrir los costos inherentes a la cristalización de los riesgos.

Para esto se construye un modelo Poisson²⁵ que cuantifique probabilísticamente los riesgos. Esta cuantificación de riesgos en valor presente se compara con el VPN de los escenarios que se calificaron viables. Con esto se dispondrá de una herramienta de decisión adicional acerca de la viabilidad del proyecto de autogeneración solar fotovoltaica.

7.1 Identificación de los riesgos

Consultando con expertos y observando la sensibilidad de las variables en los flujos de caja, se analizan seis riesgos que podrían materializarse en los 20 años que tiene el horizonte de evaluación.

A cada riesgo se le asigna un impacto medido en COP, que es extraído de datos históricos o de predicciones que se hacen al respecto (Tabla 47).

²⁵ Modelo Poisson:

En teoría de probabilidad y estadística, la distribución de Poisson es una distribución de probabilidad discreta que expresa, a partir de una frecuencia de ocurrencia media, la probabilidad de que ocurra un determinado número de eventos durante cierto período de tiempo. Concretamente, se especializa en la probabilidad de ocurrencia de sucesos con probabilidades muy pequeñas, o sucesos “raros” (Wikipedia, 2017).

Tabla 47. Riesgos e impactos en los proyectos de autogeneración solar fotovoltaica

	Riesgo	Impactos en modalidad EPC	Impactos en modalidad PPA
1	Falla de inversores o componentes eléctricos	<p>Se estima que la falla puede ocurrir hasta una semana por año. Durante ese tiempo se compraría la energía a precio de red pública. El impacto corresponde al valor de la energía comprada a precio de red pública durante el tiempo de falla.</p> <p>Se estima la cantidad de energía (kWh) por consumir en una semana de cada año en el horizonte de evaluación y se multiplica por el precio unitario de la energía de red pública, con las siguientes consideraciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> — Impacto mínimo: compra energía al precio mínimo. — Impacto medio: compra energía a precio promedio. — Impacto máximo: compra energía al precio más alto. 	<p>Riesgo transferido al proveedor PPA. En caso de falla en el suministro de energía, el proveedor PPA deberá pagar el sobrecosto de la energía de red durante la falla del sistema fotovoltaico.</p>
2	Disminución en el precio de la energía en red pública	<p>El valor de la energía de red pública puede reducirse, especialmente en épocas de lluvia, haciendo que el precio de autogeneración sea, o muy similar, o superior. Esto hace que se disminuya el beneficio esperado del proyecto.</p> <p>El beneficio esperado es un ahorro por la diferencia de precio de autogeneración solar y la energía de red pública.</p> <p>El impacto máximo corresponde al caso en el que la energía de red se acerca al valor de la energía solar fotovoltaica producida en el modelo EPC o en el modelo PPA.</p> <p>Para hacer volátil el valor de la energía de red, se definen los siguientes límites para cada año en COP\$/kWh y se multiplican por la cantidad de energía consumida en el respectivo año.</p> <ul style="list-style-type: none"> — Precio de energía fotovoltaica en modalidad EPC sin cargo de respaldo: 42 COP\$/kWh (primer año). — Precio de energía fotovoltaica en modalidad PPA COP\$/kWh 282 (primer año). — Precio de energía de red mínimo COP\$/kWh 270. — Precio de energía de red medio COP\$/kWh 300. — Precio de energía de red máximo COP\$/kWh 400. 	

Riesgo	Impactos en modalidad EPC	Impactos en modalidad PPA
3 Disminución en el consumo interno del autogenerador	<p>El autogenerado puede no consumir la energía, y por lo tanto no disfrutar del ahorro. Esto puede ocurrir por disminución en su nivel de producción o por tiempos de inactividad imprevisibles, entre otros. Se definen unos porcentajes del tiempo usado en la simulación durante el cual no habrá consumo de electricidad.</p> <p>El impacto se calcula restándole al ahorro esperado de cada año el menor ahorro generado por una cantidad menor de tiempo de uso. Durante el tiempo que no se consume energía no se generan ahorros por autogeneración.</p> <ul style="list-style-type: none"> — Máxima disminución: solo se consume el 30% del tiempo estimado inicialmente. — Disminución en consumo promedio: solo se consume el 70% del tiempo estimado inicialmente. — Mínima disminución en consumo: solo se consume 90% del tiempo estimado inicialmente. 	
4 Cambio en impuesto de renta	<p>Se define que la autogeneración va a generar un ahorro que se traduce en mayores utilidades para la organización, por lo tanto deberá pagar impuestos por esta utilidad adicional.</p> <p>El análisis de factibilidad se estima con el impuesto a la renta vigente; sin embargo, existe la probabilidad de que sea incrementado, y al pagar más impuestos, se disminuye la utilidad.</p> <p>El impacto es un valor adicional por pagar en impuestos, por el hecho de haber obtenido menores costos de producción gracias a la autogeneración de energía solar fotovoltaica.</p> <p>Esto se hace para la utilidad de cada año, multiplicándola por el nuevo impuesto y restándole el impuesto que estaba presupuestado, para registrar solo la diferencia como impacto.</p> <ul style="list-style-type: none"> — Impuesto renta usando la simulación 40%. — Impuesto renta incremento mínimo 41%. — Impuesto renta incremento probable 43%. — Impuesto renta incremento máximo 48%. 	

Riesgo	Impactos en modalidad EPC	Impactos en modalidad PPA
5 Cambio en la tasa de interés	<p>Un cambio en la tasa de financiación que tiene el crédito de fomento para la adquisición del sistema solar fotovoltaico va a cargar al proyecto con gastos financieros. El impacto se genera por los intereses adicionales que se deben pagar por el incremento en la tasa de financiación. Esto se hace para cada año del horizonte. Se calcula el nuevo interés y se le resta el que se había estimado inicialmente en la simulación. De esta manera el impacto registrado es solo la diferencia entre los intereses pagados con la nueva tasa incrementada y la tasa inicial. Las tasas usadas son:</p> <ul style="list-style-type: none"> — Interés fomento según simulación %EA 4%. — Interés incrementado según tasa mínima %EA 8%. — interés incrementado según tasa probable %EA 18%. — interés incrementado según tasa máxima %EA 25%. 	Riesgo transferido al proveedor, pues en el contrato PPA no se compra el sistema de autogeneración fotovoltaica.
6 Cambios en el precio de instalación USD\$/W	<p>Este riesgo solo afecta el primer año del flujo de caja. Corresponde a cambios en el costo de inversión en el sistema solar fotovoltaico medido en términos de USD/W. El impacto es la diferencia entre el valor incrementado de la inversión inicial y la inversión inicial usada en el análisis de factibilidad.</p> <ul style="list-style-type: none"> — Valor usado en la simulación USD\$/W instalado 1,2. — Incremento mínimo del valor en la inversión inicial USD\$/W instalado 1,5. — Incremento medio del valor en la inversión inicial USD\$/W instalado 2.0. — Incremento máximo del valor en la inversión inicial USD\$/W instalado 3,5. 	Riesgo transferido al proveedor PPA. Es el proveedor quien compra el sistema solar fotovoltaico a su riesgo.

Fuente: elaboración propia.

A cada riesgo se le asigna subjetivamente una probabilidad de ocurrencia que puede variar en las diferentes etapas del proyecto, algunos riesgos afectan la etapa de inversión y otros la etapa de operación del proyecto.

Tabla 48. Matriz de probabilidades para modelo de Poisson

Riesgo		EPC		PPA	
		Probabilidad en primer año %	Probabilidad en años siguientes %	Probabilidad en primer año %	Probabilidad en años siguientes %
1	Falla de inversores o componentes eléctricos	0,00%	2,00%	0,00%	0,00%
2	Disminución en el precio de la energía en red pública	0,00%	37,00%	0,00%	39,00%
3	Disminución en el consumo interno del autogenerador	0,00%	40,00%	0,00%	60,00%
4	Cambio en impuesto de renta	0,00%	1,00%	0,00%	1,00%
5	Cambio en la tasa de interés	0,00%	20,00%	0,00%	0,00%
6	Cambios en el precio de instalación USD\$/W	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
TOTAL		100,00%	100,00%	0,00%	100,00%

Fuente: elaboración propia.

7.2 Modelo de cálculo para los riesgos

Solo para los dos escenarios que se calificaron viables según la Tabla 46, se calcula la posibilidad de que se materialice el riesgo, usando la función RiskBinomial.

Posteriormente se toman los valores del impacto en tres niveles probables: valor máximo, valor mínimo y valor medio, lo cual genera un valor volátil mediante la función RiskTriang (mínimo, medio, máximo). Esto se aprecia en la Tabla 47. Usando herramientas de Excel, se calcula el impacto en caso de materializarse el riesgo, multiplicando cada impacto por la probabilidad de ocurrencia.

Esto se hace para cada uno de los seis riesgos y para cada año en el horizonte de evaluación (ver Tabla 49 y Tabla 50).

Tabla 49. Ejemplo de un escenario de la tabla “Impacto, si ocurre”, para la modalidad EPC simulando las oportunidades de mejora que no están vigentes a la fecha de realizarse el presente análisis de factibilidad. Valores en millones de COP\$

EPC	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036		
Evento	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	VPN del riesgo	
Falla de inversores o componentes eléctricos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Disminución en el precio de la energía en red pública	0	0	0	-53	25	0	22	0	118	0	57	23	117	0	61	0	0	116	0	157	0	0	225
Disminución en el consumo interno del autogenerador	0	0	0	0	31	0	51	0	0	0	0	0	0	37	337	0	0	0	43	0	0	0	194
Cambio en impuesto de renta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cambio en la tasa de interés	0	0	379	0	0	0	0	0	0	305	0	110	0	0	0	0	0	163	0	118	0	0	596
Cambios en el precio de instalación USD\$/W	3.405	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.405
Total año	3.405	0	379	-53	57	0	73	0	118	305	57	133	117	37	397	0	0	279	43	275	0	0	4.420

Fuente: elaboración propia.

Tabla 50. Ejemplo de un escenario de la tabla “Impacto si ocurre” para la modalidad PPA en las condiciones actuales del mercado y regulatorias. Valores en millones de COP\$

PPA	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	VPN del Riesgo	
Evento	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
Falla de inversores o de componentes eléctricos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Disminución en el precio de la energía en red pública	0	0	-16	0	0	0	0	52	0	0	0	0	0	23	0	0	0	0	0	0	0	0	26
Disminución en el consumo interno del autogenerador	0	32	0	18	22	0	14	0	33	12	0	12	18	0	10	57	0	26	20	4	5	141	
Cambio en impuesto de renta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cambio en la tasa de interés	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cambios en el precio de instalación USD\$/W	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total año	0	32	-16	18	22	0	14	52	33	12	0	12	18	23	10	57	0	26	20	4	5	166	

Fuente: elaboración propia.

7.3 Evaluación con @Risk de riesgos a 20 años

Aplicando el modelo de cálculo descrito en el numeral anterior, se obtienen valores presentes probables de los riesgos en múltiples escenarios. Posteriormente, se comparan con el VPN del proyecto, para determinar si las utilidades podrían llegar a cubrir los costos adicionales que se darían si se materializaran algunos riesgos.

En la Tabla 51 se observa que, para la modalidad EPC, el valor presente de los riesgos con probabilidad estadística de materializarse es superior al VPN del proyecto. Por lo tanto, los ingresos del proyecto no lograrían cubrir el impacto de los riesgos materializados. De hecho, el valor presente de los riesgos es cerca de cuatro veces superior al VPN del proyecto.

El VPN del proyecto en ningún caso alcanza a cubrir el valor presente de los riesgos que se materialicen.

A la luz de la óptica de los riesgos, el proyecto EPC no sería viable aun simulando las oportunidades de mejora que no están vigentes a la fecha de realizarse el presente análisis de factibilidad.

En la misma Tabla 51, se observa para la modalidad PPA que el valor presente medio de los riesgos es levemente inferior al VPN del proyecto PPA.

En la gráfica correspondiente al PPA de la Tabla 51 se observa que en el 90% de los escenarios de @Risk el valor presente de los riesgos está entre \$68 y \$279 millones, mientras que el VPN del proyecto está en \$175 millones. Esto significa que en aproximadamente el 55% de los casos de materialización de riesgo se podrían cubrir con el VPN del proyecto, pero que lo demás causaría pérdidas.

Tabla 51. Resultados del valor presente en la cuantificación del riesgo. Fuente propia usando @Risk

Escenario	EPC simulando mejoras en el contexto actual	PPA contexto actual
Tasa del inversionista	8%	8%
VPN riesgo	15.341.499.421	259.738.673
VAR	4.182.898.488	168.988.000
VPN del proyecto	880.097.669	175.565.492
VPN real	3.302.800.819	-6.577.492
Ratio Sharp	475%	96%
VPN libre de riesgo	-375%	4%
Prob. (Risk > = 880097668 o 175.565.492)	84%	44%
Resultados del análisis del riesgo		

Fuente:

elaboración

propia.

Los resultados anteriores indican que se deben mitigar varios riesgos para que se aumente la probabilidad de poder asumirlos con las utilidades, sin hacer que el proyecto tenga un resultado negativo. Por ejemplo, se pueden tomar medidas para mitigar riesgos, como las expresadas en la Tabla 52.

Tabla 52. Posibles medidas para mitigar los riesgos evaluados

	Riesgo	Posible medida de mitigación
1	Falla de inversores o componentes eléctricos	Firmar contratos de garantía que transfieran el riesgo de las fallas al fabricante o proveedor del equipo y la empresa encargada del mantenimiento.
2	Disminución en el precio de la energía en red pública	Firmar cláusulas en el contrato PPA para que siempre se obligue a suministrar la energía por debajo del precio de bolsa en un porcentaje definido
3	Disminución en el consumo interno del autogenerador	Instalar una planta generadora fotovoltaica que surta solo una fracción de lo que consume la organización históricamente. En este caso, si hay decrecimiento en el consumo se prescindirá primero de la energía de red pública que tiene un valor más alto en COP\$/kWh para la organización.
4	Cambio en impuesto de renta	-
5	Cambio en la tasa de interés	Pactar tasas fijas para el horizonte de evaluación
6	Cambios en el precio de instalación USD\$/W	Asegurar desde el proceso de compras y cotización algunas pólizas que respalden la oferta de suministro para los equipos fotovoltaicos.

Fuente: elaboración propia.

8 Conclusiones

La energía solar fotovoltaica, como una de las más representativas fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), es una posibilidad para aliviar el deterioro ambiental atribuible a la generación de electricidad. Por lo tanto, más allá de la rentabilidad, se deben tener otras consideraciones para calificar este tipo de proyectos. Los países y las organizaciones privadas están instados a usar energías limpias.

Las principales barreras de entrada para un proyecto como el usado para el presente análisis de factibilidad son los altos costos de la tecnología y los vacíos jurídicos que aún existen en las leyes para incentivar el uso de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER).

Las condiciones del contexto que podrían mejorar la rentabilidad de los proyectos de energía fotovoltaica son:

- Reglamentar y(o) eliminar el cargo por respaldo por un período suficiente para incentivar a los inversionistas. En este caso, se debe estimar el límite en el cual los generadores convencionales entrarían a tener pérdidas por mantener una oferta disponible que no se consume o que se concentra únicamente en las noches.
- Como parte de los beneficios tributarios, es posible eliminar la renta presuntiva para los activos directamente relacionados con fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER).
- Incentivar y regular la venta de energía excedente que tienen las organizaciones autogeneradoras. Se puede ir más allá, como en el caso de Alemania, en el cual se define un precio oficial y se obliga al sistema a consumir primero la energía producida con FNCER antes que otras fuentes de energía como la hidroeléctrica o la termoeléctrica. De esta manera, los pequeños autogeneradores no se verán en desequilibrio para negociar precios con los comercializadores y se asegura la venta del 100% de sus excedentes.
- El beneficio tributario del 50% de la inversión debe permitir la resta directa del impuesto de renta, pues actualmente se interpreta como un gasto más en el balance de la

contabilidad tributaria, haciendo que solo una fracción del beneficio llegue finalmente a aliviar la inversión inicial en FNCER.

- La ley de beneficio tributario podría permitir que efectivamente el 50% del valor invertido en FNCER sea recuperado en los dos primeros años, o en más, en caso de que la organización no tenga utilidades en los primeros años del proyecto. Esta última condición ya está perfilada en Colombia hasta por 5 años (UPME, 2016, pág. 11).
- Entidades internacionales, o el mismo gobierno, pueden ofrecer créditos blandos o de fomento para la inversión en energía solar fotovoltaica. En los análisis de sensibilidad se encuentra que los ingresos podrían soportar tasas máximas de un 9,5% EA, manteniendo el VPN positivo para las condiciones del presente análisis de factibilidad.
- Los equipos para la energía solar fotovoltaica aún se ofrecen a un precio alto, si se busca una rentabilidad en el usuario final de la instalación. Se estima que al superar los 2,5 USD\$/W instalados, el VPN será negativo para las condiciones del presente análisis de factibilidad.

En cuanto a evaluación financiera, al simular un flujo de caja sin las barreras de entrada halladas, se pueden lograr VPN positivos y períodos de recuperación relativamente cortos. Esto atraería inversionistas, para fomentar de esta manera el uso de la energía solar fotovoltaica en Colombia. En las condiciones actuales, los análisis de rentabilidad en modalidad EPC no arrojan resultados con buena probabilidad de ser favorables para las condiciones del presente análisis de factibilidad.

Inversionistas internacionales y de Colombia ofrecen energía solar fotovoltaica en modalidad PPA, que generan VPN con buena probabilidad de ser positivos para el usuario final. De esta manera, y desde el punto de vista del criterio de rentabilidad, la modalidad PPA para compra de energía solar fotovoltaica puede ser un cambio de entrada. Pero los riesgos inherentes a contratos con horizontes cercanos a 20 años pueden hacer desistir a los inversionistas. Los riesgos son relevantes en la evaluación, pues el VPN usado para medir la rentabilidad es relativamente bajo y no va a premiar el apetito de algunos inversionistas por el riesgo.

Del análisis sectorial, se concluye que es de interés nacional y mundial el fomento de las FNCER como la energía solar fotovoltaica; además, Colombia cuenta con zonas

geográficas adecuadas, por su cantidad de radiación solar. Desde este criterio el proyecto es viable.

En el estudio de mercado se encuentra que en Colombia, al menos en las 22 ciudades principales, hay un potencial interesante, de las cuales se tiene información sobre área de techos pertenecientes a organizaciones productivas y comerciales. Se estima que, si al menos un 10% del área de techos pertenecientes a este tipo de organizaciones instalara sistemas fotovoltaicos de autogeneración, se podría evitar la emisión de 25.538 toneladas de CO₂ a la atmósfera por año. Partiendo de este criterio, el proyecto es viable.

En otros países hay un límite de crecimiento en este mercado, que obedece a una cantidad de autogeneración de tal tamaño en el país, que empieza a afectar las utilidades de las demás fuentes de generación, como la hidroeléctrica. En este momento, los gobiernos suspenden los estímulos y las condiciones de viabilidad cambian.

Del estudio técnico se concluye que el valor en USD/W instalado de energía solar fotovoltaica y la eficiencia de estos equipos van mejorando, y va bajando el CAPEX. Se encuentra que con valores inferiores a 2,5 USD\$/W, los proyectos son viables, y ya hay ofertas cernas en el mercado local. Si supera los 2,5 USD\$/W instalados, el VPN será negativo aun cuando se implementen las demás oportunidades de mejora planteadas.

En el estudio legal, en Colombia las condiciones actuales son una barrera de entrada por causa de algunos vacíos legales, principalmente en cuanto al cargo de respaldo y a la regulación para la venta de energía excedente para autogeneradores pequeños. A la luz de este criterio, el proyecto no es viable, pero es evidente el interés del país por generar legislación, como la Ley 1715 de 2014, para estimular las FNCER.

Falta maduración en las leyes, debido a que éstas no son efectivas por falta de alguna reglamentación que permita aplicar dichas leyes.

Del análisis de riesgos, se concluye que es necesario tomar medidas de mitigación o transferir varios de ellos, pues si el inversionista los asume, el valor presente del riesgo con probabilidad de materializarse puede ser superior al valor presente del proyecto, lo cual lo hace inviable bajo este criterio.

9 Referencias bibliográficas

Actualícese (29 de diciembre, 2016). Renta presuntiva para 2017 aumenta al 3,5%. Recuperado el 7 de enero de 2017, de <http://actualicese.com/actualidad/2016/12/29/renta-presuntiva-para-2017-aumenta-al-35/>

Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica – Acolgen (30 de octubre, 2016). Cómo funciona el Mercado. Obtenido de <http://www.acolgen.org.co/index.php/sectores-de-generacion/como-funciona-el-mercado>

Asociación de Empresas de Energías Renovables – APPA (15 de octubre de 2016). Qué es la Energía Solar Fotovoltaica. Obtenido de http://www.appa.es/09fotovoltaica/09que_es.php

Baca Urbina, G. (2010). *Evaluación de Proyectos* (Sexta ed.). México, D. F.: McGraw-Hill/Interamericana Editores, S.A. de C.V.

Bahrens, W., & Hawranek, P. (1994). *Manual para la preparación de estudios de viabilidad industrial*. Viena: ONUDI.

Banco de la República (s. f.). Índice de precios del productor (IPP). Recuperado el 12 de diciembre de 2016, de <http://www.banrep.gov.co/es/ipp>

Caspary, G. (2009). Gauging the future competitiveness of renewable energy en Colombia. *Energy Economics*, 31(3), 443-449. Disponible en http://www1.upme.gov.co/sgic/sites/default/files/13-2009-Gauging_the_future_competitiveness_of_renewable_energy_in_Colombia.pdf

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. Recuperado el 20 de octubre de 2016, de <http://www.creg.gov.co>

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (2012). *Metodología para la Remuneración de la Actividad de Comercialización de Energía Eléctrica a Usuarios Regulados*. Cartilla. Bogotá: Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. Disponible en

http://www.creg.gov.co/phocadownload/publicaciones/remuneracion_comercializacion_energia_usuarios_regulados.pdf

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (s. f.). Cargo por confiabilidad: Anillos de seguridad. Mercado secundario de energía firme. Recuperado el 3 de diciembre de 2016, de http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/anillos/mercado_secundario.htm

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (s. f.). Resoluciones. Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (s. f.). Preguntas frecuentes. Recuperado el 8 de diciembre de 2016, de <http://web.creg.gov.co/index.php/es/ciudadano/preguntas-frecuentes/energia>

Congreso de Colombia (13 de mayo, 2014). Ley 1715 de 13 del mayo de 2014. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional Bogotá. Disponible en http://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY_1715_2014.pdf

Congreso de Colombia (16 de julio, 2013). Ley 1665 de 2013. Bogotá DC., Cundinamarca, Colombia. Disponible en <http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Leyes/Documents/2013/LEY%201665%20DEL%2016%20DE%20JULIO%20DE%202013.pdf>

Congreso de Colombia (27 de diciembre de 2000). Ley 629 de 2000. Por medio de la cual se aprueba el “Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático”, hecho en Kyoto el 11 de diciembre de 1997. Bogotá DC., Cundinamarca, Colombia. Disponible en <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=21971>

CYPE Ingenieros, S. A. (s. f.). Escalera de emergencia. Generador de Precios. *Software para Ingeniería, Arquitectura y Construcción*. Recuperado el 3 de diciembre de 2016, de http://www.generadordeprecios.info/obra_nueva/Instalaciones/Contra_incendios/Escaleras_de_emergencia/Escalera_de_emergencia.html

- Dombrowski, D. (2013). *La transición energética en Alemania*. Brandemburgo: CDU-Fraktion im Landtag Brandenburg.
- Efimarket (2016). Estructuras Placa Solar. En *Efimarket.com* Recuperado el 3 de diciembre de 2016, de <http://www.efimarket.com/estructuras-fotovoltaica-solar>
- Empresas Públicas de Medellín – EPM (2016a). Regulación Sector Eléctrico, Situación Actual y Perspectivas. *Reunión Grandes Clientes Medellín*, (págs. 1-13). Medellín.
- Empresas Públicas de Medellín – EPM (2016b). Situación MEM 2017-2022. *Reunión Grandes Clientes Medellín*, (págs. 1-27). Medellín.
- Empresas Públicas de Medellín – EPM (16 de octubre, 2016c). Obtenido de http://www.epm.com.co/site/clientes_usuarios/SearchResults.aspx?sb-search=kwh&sb-inst=6084&sb-logid=594617-7kto6mpcm2b7d3s7
- Energía Estratégica (20 de enero, 2015). Las plantas de energía solar más importantes que existen en todo el mundo. Disponible en <http://www.energiaestrategica.com/las-plantas-de-energia-solar-mas-importantes-que-existen-en-todo-el-mundo/>
- Energía Estratégica (30 de septiembre, 2014). Proyectan a la energía solar como la primera fuente de generación eléctrica para el año 2050. Disponible en <http://www.energiaestrategica.com/la-energia-solar-puede-ser-la-primera-fuente-de-generacion-electrica-en-2050/>
- García Arbeláez, C., Vallejo, G., Higgings, M. L., y Escobar, E. M. (2016). *El Acuerdo de París. Así actuará Colombia frente al cambio climático*. 1 ed. Cali: WWF-Colombia. Disponible en http://cambioclimatico.minambiente.gov.co/images/ABC_B58_C41_baja.pdf
- García, H., Corredor, A., Calderón, L., y Gómez, M. (2013). Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia. *Fedesarrollo*. Documento preparado para WWF. Disponible en http://www.fedesarrollo.org.co/wp-content/uploads/2011/08/WWF_Analisis-costo-beneficio-energias-renovables-no-convencionales-en-Colombia.pdf

- Gómez Salazar, E., y Díez Benjumea, J. M. (2015). *Evaluación Financiera de Proyectos* (segunda edición ed.). Medellín: EAFIT.
- Green, M. A. (mayo de 2009). The Path to 25% Silicon Solar Cell Efficiency: History of Silicon Cell Evolution. *Progress In Photovoltaics: Research And Applications*, 17(3), 183-189. DOI: 10.1002/pip.892
- Green Energy Latin America (2016). *La energía de la naturaleza*. Recuperado el 3 de diciembre de 2016, de <http://www.greenenergy-latinamerica.com/es/energia-solar-solar-fotovoltaica-197>
- Hernandez, 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. Disponible en <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.02.003>
- Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., y Baptista Lucio, M. (2014). *Metodología de la Investigación* (sexta ed.). México D.F.: McGraw-Hill / Interamericana Editores, S.A. de C.V.
- IDEAM (2014). *Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia*. Obtenido de <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>
- IEEFA (2016). *Japan Briefing: Japan's energy transformation*. Disponible en <http://ieefa.org/wp-content/uploads/2016/03/Japan-Energy-Brief.pdf>
- IRENA (2016). *Letting in the light: How solar photovoltaics will revolutionise the electricity system*. Abu Dhabi. Disponible en https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Letting_in_the_Light_2016.pdf
- Jimenez, M., Franco, C. J., & Dyner, I. (2016). Diffusion of renewable energy technologies: The need for policy in Colombia. *Energy*, 111(C), 818-829. Disponible en <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.051>

- King, R. R., Bhusari, D., Larrabee, D., Liu, X. Q., Rehder, E., Edmondson, K., ... Karam, N. H. (2012). Solar cell generations over 40% efficiency. *Progress in photovoltaics: Research and applications*, 20(6). DOI: 10.1002/pip.1255
- Landis+Gyr -Electricity Meter (s. f.)- Disponible en www.landisgyr.es
- Ministerio de Minas y Energía (4 de noviembre de 2015). Decreto 2143 del 4 de noviembre de 2015. Bogotá, D. C. Disponible en http://www.upme.gov.co/Normatividad/Normatividad%20Sectorial/DECRETO_2143_04_NOVIEMBRE_2015.pdf.
- Ministerio de Minas y Energía (2 de diciembre de 2014). Decreto Número 2469 de 2014. Bogotá, D. C. Disponible en <http://wp.presidencia.gov.co/sitios/normativa/decretos/2014/Decretos2014/DECRETO%202469%20DEL%2002%20DE%20DICIEMBRE%20DE%202014.pdf>
- Mix News Colombia. (s.f). www.mixnewscolombia.blogspot.com.co. Recuperado el 10 de marzo 2017, de <http://mixnewscolombia.blogspot.com.co/2014/10/panasonic-y-alkosto-se-unen-para.html>
- Mokate, K. (2004). *Evaluación Financiera de proyectos de inversión* (segunda ed.). Bogotá: Alfaomega.
- Mulvaney, D. (2 de septiembre, 2014). La energía solar no es siempre tan verde como crees [artículo de blog]. *EcoSiglos*. Recuperado el 19 de enero de 2017, de www.ecosiglos.com: <http://www.ecosiglos.com/2014/09/la-energia-solar-no-es-tan-verde-como-crees.html>
- Naciones Unidas (1998). *Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. Kyoto: FCCC. Disponible en <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>
- Norman, K., Sargent, R., & Fanshaw, B. (2016). *Shining Cities 2016: How smart local policies are expanding solar power in America*. Environment America Research & Policy Center. Disponible en http://www.environmentamerica.org/sites/environment/files/reports/EA_shiningcities2016_scrn.pdf

- OPEX-energy (17 de diciembre de 2016). Fotovoltaica. Tipos de Células. Obtenido de http://opex-energy.com/fotovoltaica/tipos_de_paneles_fotovoltaico.html#5._EVOLUCION_CELULAS
- Pereda, I. E. (2005). Celdas fotovoltaicas en generación distribuida (tesis de grado). Pontificia Universidad Católica de Chile Escuela de Ingeniería, Santiago.
- Pérez, D., Cervantes, V., Mozetic, L., Morell, A., y Martín, M. (2011). *Evaluación del potencial de energía solar térmica y fotovoltaica derivado del cumplimiento del código técnico de edificación*. Estudio técnico PER 2011-2020. Madrid: IDAE. Disponible en http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e11_st_y_fv_cumplimiento_cte_a8ae95dc.pdf
- Perlin, J. (1999). *From space to earth: The story of solar electricity*. Aan Arbor: Aatec Publications.
- PVsyst (s. f.) *Photovoltaic Software*. Disponible en www.pvsyst.com
- Ruiz, B.J. & Rodríguez-Padilla, V. (2005). Renewable energy sources in the Colombian energy policy, analysis and perspectives. *Energy Policy*, 34, 3684-3690. Disponible en http://www1.upme.gov.co/sgic/sites/default/files/3-2006-Renewable_energy_sources_in_the_Colombian_energy_policy_analysis_and_perspectives.pdf
- Schlager, N., & Weisblatt, J. (2006). *Alternative Energy*, 3. Pensilvania: UXL.
- SIG&G – FNCER (2015). Sistema de gestión de información y conocimiento en Fuentes No Renovables de Energía Renovable en Colombia. *UPME*. <http://www1.upme.gov.co/sgic/>
- Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. (s.f.-a). Sistema de Gestión de Información y conocimiento en fuentes no convencionales de energía renovable en Colombia. Recuperado el 6 de noviembre de 2016, de <http://www1.upme.gov.co/sgic/?q=content/las-plantas-de-energ%C3%ADa-solar-m%C3%A1s-importantes-que-existen-en-todo-el-mundo>

- Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (14 de enero de 2017a). Obtenido de http://www.upme.gov.co/GeneradorConsultas/Consulta_Balance.aspx?IdModulo=3
- Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (14 de enero de 2017b). Obtenido de [http://www.upme.gov.co/Reports/Default.aspx?ReportPath=%2fSIEL+UPME%2fGeneraci%u00f3n%2fGeneraci%u00f3n+\(Gerencial\)](http://www.upme.gov.co/Reports/Default.aspx?ReportPath=%2fSIEL+UPME%2fGeneraci%u00f3n%2fGeneraci%u00f3n+(Gerencial))
- Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (octubre, 2016a). *Invierta y Gane con Energía: Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014*. Disponible en <http://ccenergia.org.co/nw/cartillaupme.pdf>
- Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2016b). *Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia*. Bogotá:UPME. Disponible en http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/UPME_Proyeccion_Demanda_Energia_Electrica_Junio_2016.pdf
- Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2015a). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. Bogotá: La Imprenta. Disponible en http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf
- Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (junio, 2015b). *Resolución 281 de 2015. Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala*. Disponible en https://www.minminas.gov.co/documents/10180/18995913/res_281.pdf/6077cb6c-dabc-43fc-8403-cb1c5e832b37
- Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. (2015c). *Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia*. Bogotá D.C.
- Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2014). *Plan de expansión de Referencia Generación Transmisión 2015 - 2029*. Disponible en http://www.upme.gov.co/docs/plan_expansion/2015/plan_gt_2014-2028.pdf
- Velásquez Restrepo, D., y Correa Pérez, S. (2014). *Tendencias normativas en materia de generación de energía a partir de fuentes renovables no convencionales: Razones y manifestaciones de una transformación jurídica*. Universidad EAFIT, Medellín.

- Wikipedia (10 de febrero, 2017). Modelo Poisson. Obtenido de https://es.wikipedia.org/wiki/Distribuci%C3%B3n_de_Poisson
- Wikipedia (24 de octubre, 2016). Vatio. Obtenido de <https://es.wikipedia.org/wiki/Vatio>
- Woodhouse, M., Jones-Albertus, R., David Feldman, D., Fu, R., Horowitz, K., Chung, D., ... Kurtz, S. (2016). *On the path to sunshot: The Role of Advancements in Solar Photovoltaic Efficiency, Reliability, And Costs*. Golden: National Renewable Energy Laboratory. Disponible en <http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65872.pdf>
- XM (s. f.). Nuestra empresa. Qué hacemos. Obtenido de <http://www.xm.com.co/Pages/QuienesSomos.aspx>
- XM. S.A.E.S.P (2016). *Informe de Precios y Transacciones del Mercado. Octubre de 2016*. Recuperado el 11 de enero de 2016, de http://www.xm.com.co/Informes%20Mensuales%20de%20Anlisis%20del%20Mercado/03_Informe_Precios_y_Transacciones_10_2016.pdf
- Yingli Solar (15 de octubre de 2016). Principios básicos. ¿Cómo están hechos los paneles solares? Obtenido de <http://www.yinglisolar.com/al/solar-basics/>
- Zeng, X., Li, J., & Singh, N. (2014). Recycling of Spent Lithium-Ion Battery: A Critical Review. *Critical Reviews in Environmental Science and Technology*, 44(10), 1129-1165. Disponible en <http://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/10643389.2013.763578>