

**MODELO DE CONTRATO DE OPCIONES PARA LA FINANCIACIÓN CON
PROPIEDAD DE TERCEROS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIALES EN
COLOMBIA.**

MARCELA NARVÁEZ VELASCO

**UNIVERSIDAD ICESI
FACULTAD DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS Y ECONÓMICAS
MAESTRÍA EN FINANZAS**

Santiago de Cali, Mayo de 2018

**MODELO DE CONTRATO DE OPCIONES PARA LA FINANCIACIÓN CON
PROPIEDAD DE TERCEROS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIALES EN
COLOMBIA.**

MARCELA NARVÁEZ VELASCO

Autor

Trabajo de grado

JULIAN BENAVIDES FRANCO

Ph.D Finanzas

Director

UNIVERSIDAD ICESI

FACULTAD DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS Y ECONÓMICAS

MAESTRÍA EN FINANZAS

Santiago de Cali, Mayo de 2018

TABLA DE CONTENIDO

GLOSARIO.....	8
RESUMEN.....	9
PALABRAS CLAVES.....	9
ABSTRACT	9
KEYWORDS.....	9
INTRODUCCIÓN.....	10
OBJETIVOS	11
OBJETIVO GENERAL	11
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	11
1. AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA EN COLOMBIA	12
1.1. ESQUEMA NORMATIVO.....	12
1.1.1. Remuneración de excedentes	13
1.1.1.1. <i>Condiciones para la entrega de excedentes</i>	14
1.1.1.2. <i>Componentes de la fórmula para la remuneración de excedentes</i>	15
1.1.1.2.1. Costo Variable Unitario de Prestación del Servicio (CVUPS).	15
1.1.1.2.2. Precio de Bolsa (PB).	16
1.1.1.2.3. Precios de Escasez Ponderado (PEP).	16
1.1.1.3. <i>Fórmula para la remuneración de excedentes</i>	17
1.1.2. Incentivos tributarios	17
2. MODELO DE FINANCIACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIALES	18
2.1. MECANISMOS DE FINANCIACIÓN.....	18
2.2. FINANCIACIÓN CON PROPIEDAD DE TERCEROS.....	20
2.2.1. Estructura del contrato.....	21
2.2.2. Características del contrato	22
2.2.3. Pagos del contrato	22
2.3. DESARROLLO DEL MERCADO DE FINANCIACIÓN.....	23
3. OPCIONES REALES PARA PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE	24
3.1. MODELO DE OPCIONES REALES	24
3.1.1. Variables de incertidumbre	25
3.1.2. Tipos de modelos.....	25

3.1.3. Métodos de valoración	26
3.2. APLICACIÓN	27
4. MODELO DE CONTRATO DE OPCIONES PARA LA FINANCIACIÓN CON PROPIEDAD DE TERCEROS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIALES EN COLOMBIA.....	28
4.1. TIPO DE CONTRATO	28
4.2. AGENTES DEL CONTRATO	29
4.3. EJECUCIÓN DEL CONTRATO.....	29
4.3.1. Antes de la opción de compra.....	29
4.3.2. Durante y después de la opción de compra	31
4.4. OPCIÓN DE COMPRA.....	31
4.5. VARIABLES DE INCERTIDUMBRE	33
4.6. MÉTODO DE VALORACIÓN	33
4.7. ESTRUCTURA DEL MODELO.....	34
4.7.1. Diseño del sistema.....	34
4.7.2. Costo neto del sistema	35
4.7.3. Contrato de financiación con propiedad de terceros	37
4.7.4. Facturación real de la energía consumida de la red.....	39
4.7.5. Facturación real del contrato de financiación con propiedad de terceros	40
4.7.6. Modelo de Opción Call Artificial	41
4.8. FINALIZACIÓN DEL CONTRATO.....	42
CAPÍTULO 5. CASO DE ESTUDIO	43
5.1. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA	43
5.2. RADIACIÓN SOLAR	43
5.3. DEMANDA DE ENERGÍA	44
5.3.1. Demanda nominal y real	44
5.3.2. Perfil de demanda horaria.....	45
5.4. PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	45
5.4.1. Proyección del CVUPS	45
5.4.2. Proyección del PB y del PEP	46
5.5. CONDICIONES DE MERCADO	47
5.6. BENEFICIOS TRIBUTARIOS.....	48
5.7. CARACTERÍSTICAS FINANCIERAS DEL PSS	48

5.7.1. Margen de contribución	48
5.7.2. Tasa de descuento	48
5.7.3. Prima de los contratos	49
5.8. CARACTERÍSTICAS FINANCIERAS DEL HOST	49
5.8.1. Tasa de descuento	49
5.2. APLICACIÓN	49
5.2.1. Escenarios	50
5.2.2. Resultados.....	50
5.2.2.1. <i>Factibilidad</i>	50
5.2.2.2. <i>Instante de ejercicio óptimo</i>	51
5.2.2.3. <i>Precio de compra</i>	53
6. CONCLUSIONES	53
APÉNDICE 1	56
APÉNDICE 2	57
APÉNDICE 3	58
APÉNDICE 4	59
BIBLIOGRAFÍA.....	60

LISTA DE FIGURAS

Figura No. 1: Normatividad sobre autogeneración de energía eléctrica en Colombia.	14
Figura No. 2: Incentivos tributarios para la autogeneración en Colombia.....	18
Figura No. 3: Mecanismos de financiación de SFR en Estados Unidos	19
Figura No. 4: Clasificación de los MOR.	25
Figura No. 5: Tipología de los métodos de valoración de los MOR	26
Figura No. 6: Flujos en el MCO.....	30
Figura No. 7: Criterio de decisión en la Opción Call Artificial	32
Figura No. 8: Esquema de MCO	34
Figura No. 9: Demanda promedio mensual para los usuarios de EMCALI.....	44
Figura No. 10: Perfil de demanda horaria de energía	45
Figura No. 11: Proyección media de CUvt y Cvt	46
Figura No. 12: Proyección media de PB6 – 18, t y PEpt	47
Figura No. 13: Tiempo de ejercicio por tendencia de la demanda de energía.....	52
Figura No. 14: Tiempo de ejercicio por estrato	52
Figura No. 15: Tiempo de ejercicio por costo de capital del Host.....	52
Figura No. 16: Escenarios de simulación con beneficios tributarios	59

LISTA DE TABLAS

Tabla No. 1: Parámetros para el cálculo de la tarifa de energía a usuarios regulados. ...	16
Tabla No. 2: Agentes y roles en un modelo de financiación con propiedad de terceros..	21
Tabla No. 3: Características del contrato de financiación con propiedad de terceros.....	22
Tabla No. 4: Formula de pago del Host al PSS.....	22
Tabla No. 5: Componentes de los MOR	24
Tabla No. 6: Conceptos de opciones	24
Tabla No. 7: variables del modelo de Zeng et al. (2015)	27
Tabla No. 8: Funciones del modelo de Zeng et al. (2015).....	28
Tabla No. 9: Agentes involucrados en el MCO	29
Tabla No. 10: Componentes de la Opción Call Artificial	32
Tabla No. 11: Características comerciales del SFR.	43
Tabla No. 12: Irradiación solar diaria promedio por hora en la ciudad de Cali.....	43
Tabla No. 13: Demanda de energía mensual.....	44
Tabla No. 14: Series de tiempo para CU_v y Cvt	46
Tabla No. 15: Series de tiempo para $PB_6 - 18, t$ y $PEPt$	47
Tabla No. 16: Condiciones de mercado en Colombia	47
Tabla No. 17: Incentivos tributarios.....	48
Tabla No. 18: Costo de capital promedio ponderado del PSS	48
Tabla No. 19: Costo de capital promedio ponderado del Host	49
Tabla No. 20: Variables de sensibilidad	50
Tabla No. 21: Escenarios factibles por capacidad del SFR con incentivos tributarios	51
Tabla No. 22: Escenarios factibles por capacidad del SFR sin incentivos tributarios	51
Tabla No. 23: Precio de compra por rentabilidad requerida del PSS.....	53
Tabla No. 24: Mecanismos de financiación de SFR.....	56
Tabla No. 26: Cotizaciones para la instalación de un SFR.....	57
Tabla No. 27: Estado de resultados de principales comercializadoras de energía	58

GLOSARIO

ACE:	Acuerdo de Compra de Energía.
AGPE:	Autogenerador a Pequeña Escala.
ANLA:	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.
AS:	Arrendamiento Solar.
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
CVUPS:	Costo Variable Unitario de Prestación del Servicio.
EDP:	Ecuaciones Diferenciales Parciales.
EMCALI:	Empresas Municipales de Cali EMCALI EICE E.S.P.
FNCE:	Fuentes No Convencionales de Energía.
FNCER:	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.
IVA:	Impuesto al Valor Agregado.
Host:	Propietario de la vivienda.
MCO:	Modelo de Contrato de Opciones.
MOR:	Modelo de Opción Real.
OR:	Operador de Red.
PB:	Precio de Bolsa.
PD:	Programación Dinámica.
PE:	Precio de Escasez.
PEM:	Precio de Escasez Marginal.
PEP:	Precio de Escasez Ponderado.
PER:	Proyecto Energía Renovable.
PSS:	Proveedor de Servicios Solares.
REC:	Certificados de Energía Renovable.
SEN:	Sistema Energético Nacional.
SF:	Sistema Fotovoltaico o solar.
SFR:	Sistema Fotovoltaico o solar de uso Residencial.
SIN:	Sistema Interconectado Nacional.
SMC:	Simulación Monte Carlo.
UPME:	Unidad de Planeación Minero Energética.

RESUMEN

Esta investigación presenta la construcción de un modelo para el diseño y la evaluación de contratos de financiación con propiedad de terceros para sistemas fotovoltaicos residenciales, basados en los esquemas de arrendamiento solar o acuerdo de compra de energía solar, y de acuerdo con las normas legales vigentes en Colombia. Se emplea el enfoque de opciones reales para determinar las características del contrato y sus condiciones óptimas de ejercicio. Finalmente, desde el caso de estudio se obtienen conclusiones sobre la factibilidad y las variables relevantes para este tipo de financiación en Colombia.

PALABRAS CLAVES

Sistemas fotovoltaicos residenciales, financiación con propiedad de terceros, opciones reales.

ABSTRACT

This research presents the construction of a model to the design and evaluation of financing contracts with third-party ownership for residential photovoltaic systems based on solar leasing or power purchase agreement schemes, and in accordance with current legal regulations of Colombia. The real options approach is used to determine the characteristics of contract and its optimal exercise conditions. Finally, conclusions regarding the feasibility and relevant variables for this type of financing in Colombia are done from the case study.

KEYWORDS

Residential photovoltaic systems, third-party ownership financing, real options.

INTRODUCCIÓN

“Vamos a ofrecer varios planes en los que se ofertará la venta de paneles, y otros en los que se provee el servicio y se cruza con la factura de energía”¹ fue la declaración del gerente general de las Empresas Municipales de Cali EMCALI EICE E.S.P., en abril del 2018. Consecuencia, entre otros hechos, de la presión ejercida por competidores con avances importantes en el mercado de energía renovable en Colombia.

Lo anterior corresponde solo a un ejemplo de la tendencia en el sector energético a escala mundial. La inversión global en proyectos de energía renovable alcanzó en el 2016 la cifra de \$241 Billones de dólares, más de 3 veces la cifra registrada una década atrás (McCrone et al., 2017). Kozlova (2017) relaciona este crecimiento con la introducción generalizada de políticas gubernamentales de promoción en más de 146 países.

Parte de esa tendencia es la implementación de sistemas fotovoltaicos a nivel residencial, con objeto de cubrir parcial o totalmente la demanda energética de los hogares. Los cuales, además del componente de sostenibilidad ambiental, buscan reducir su costo de energía. Esto naturalmente requiere el desarrollo de diferentes mecanismos de financiación ajustados al perfil de los propietarios de vivienda. Entre dichas alternativas, la financiación con propiedad de terceros representa cerca del 70% de los esquemas empleados en Estados Unidos para este tipo la inversión (Hong et al., 2018).

En el caso de Colombia, la autogeneración a pequeña escala, -en particular, aquella que es capaz de producir un usuario residencial- comenzó a reglamentarse con la Ley 1715 de 2014. Adicional a las disposiciones técnicas, la ley precisa los estímulos a la inversión en fuentes no convencionales de energía, incorporados básicamente en: a) Exenciones tributarias; y b) Remuneración de excedentes de energía entregada a la red.

Lo segundo tiene especial relevancia para los sistemas fotovoltaicos on grid, que sin capacidad de almacenamiento de energía solar, dependen de la exportación para compensar la incongruencia temporal entre la generación y el consumo. Para los agentes

¹ Ver El país, Emcali anuncia su ingreso en el negocio de la energía solar.

comercializadores, este hecho implica la compra de energía a menor costo, pero con mayor variabilidad, además de la reducción de la demanda en el mercado regulado en el largo plazo. De aquí la necesidad de explorar nuevos negocios alrededor de las fuentes de energía renovable.

Partiendo de lo anterior, cobran validez los esquemas de financiación con propiedad de terceros, de arrendamiento o compra de energía solar, bajo la normativa de autogeneración a pequeña escala en Colombia. Esto que constituye el objetivo del presente trabajo de investigación. Su desarrollo incluye la estructura del modelo de contrato y la definición del criterio de ejercicio óptimo de compra empleando el enfoque de opciones reales.

El modelo de contrato de opciones se aplica con aproximaciones a las características de un comercializador de energía eléctrica y de un usuario del mercado regulado en la ciudad de Cali. Usando técnicas de simulación para tratar con múltiples variables de incertidumbre, los resultados permiten analizar la factibilidad, los escenarios típicos y las variables de mayor relevancia por tipo de contrato.

Las conclusiones subrayan los escenarios de aplicabilidad del financiamiento de sistemas fotovoltaicos residenciales con propiedad de terceros en el país, el impacto de los beneficios legales, y el uso potencial del modelo en el diseño y evaluación de negocios para este mercado.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Construir un modelo de contrato de opciones para la financiación con propiedad de terceros de sistemas fotovoltaicos residenciales, para autogeneradores a pequeña escala en Colombia.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar el esquema legal y normativo para la autogeneración desde fuentes no convencionales de energía renovable, por un autogenerador a pequeña escala con capacidad inferior a 100kW en Colombia.

- Estudiar los modelos de contrato de arrendamiento solar y de acuerdo de compra de energía solar, con opción de compra para la financiación de sistemas fotovoltaicos, en países de referencia y los desarrollos teóricos relacionados.
- Plantear un modelo para la financiación de sistemas fotovoltaicos con propiedad de terceros para un autogenerador a pequeña escala, de acuerdo a la normativa aplicable para Colombia.
- Aplicar el modelo propuesto a un caso de estudio relacionado con un tercero comercializador de energía eléctrica en Colombia y analizar los resultados obtenidos.

1. AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA EN COLOMBIA

1.1. ESQUEMA NORMATIVO

Desde 1994, cuando las Leyes 142 y 143 establecieron las bases para el régimen de servicios públicos domiciliarios y de las actividades en el Sistema Energético Nacional (SEN), ya se había definido el concepto de agentes autogeneradores, entendiéndolos como aquellos que producen energía sólo para abastecer sus requerimientos, sin permitirle la venta o comercialización parcial de su generación. Esto cambió en el 2014 cuando la Resolución 1715 les reconoce la posibilidad de vender su energía excedente.

De hecho, la Ley 1715 de 2014 representa la normativa más importante respecto al marco legal y los instrumentos de promoción de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), principalmente las de carácter Renovable (FNCER). Las FNCER corresponden a recursos ambientalmente sostenibles, pero cuyo uso y comercialización es nulo o marginal en la producción nacional de energía, tales como los aprovechamientos eólicos, geotérmicos, marinos y solares (Ley No. 1715, 2014)².

Posterior a esta ley, el Ministerio de Minas y Energía, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) han expedido normas

² La canasta de generación eléctrica de Colombia está compuesta en un 67.7% de hidroelectricidad, un 26.3% de la generación a gas natural y 4.8% de carbón. Esto deja menos del 2% para otros componentes como las FNCER (UPME, 2015a).

que atienden los lineamientos consignados en ella. La Figura No.1 extracta esta normativa, y en general, la relacionada con los Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE).

Entre los mecanismos de promoción implementados, interesan al alcance de esta investigación: 1) Los incentivos tributarios a la inversión en tecnologías de generación con FNCER; y 2) La remuneración por la entrega de excedentes a la red a través de créditos de energía. Bajo este escenario, un AGPE vende eventualmente su exportación al comercializador, reporta una utilidad por el ahorro en la facturación de la energía consumida desde la red y cubre el costo de la inversión incluyendo los beneficios fiscales.

Esto representa para el sistema eléctrico reducción de pérdidas de red por consumo local y menos inversiones en capacidad de generación y transmisión (CREG, 2018a). Sin embargo, para los comercializadores la compra de energía de los AGPE reduce su costo de generación, pero incrementa la variabilidad del suministro y disminuye la demanda en el mercado regulado.

1.1.1. Remuneración de excedentes

De acuerdo a la investigación de la CREG (2018a), en la mayoría de los países o regiones, el mecanismo de valoración de excedentes de energía se realiza bajo esquemas de balanceo neto, cuyas variaciones se pueden clasificar en dos tipos. Uno de medición neta, en la que las unidades de energía entregadas a la red se descuentan del consumo; y el otro, de facturación neta, en el que a cada unidad de energía entregada a la red se le asigna un valor económico y se descuenta de la factura.

Para el caso de Colombia, el reconocimiento de los excedentes de un AGPE incluye la combinación de ambos tipos de balanceo neto mediante créditos de energía así: La energía importada que se compensa con la exportación se liquida a un valor inferior al Costo Variable Unitario de Prestación del Servicio (CVUPS). Luego, el excedente que supera la importación se liquida a un precio de venta y se permuta a favor del AGPE en los siguientes periodos de facturación. Dado que el objetivo además de viabilizar los Proyectos de Energía Renovable (PER), es incentivar el autoconsumo antes que la venta de excedentes, el usuario debe encontrar mayor beneficio económico evitando la compra de electricidad que en la entrega de energía a la red (CREG, 2018a).

Figura No. 1: Normatividad sobre autogeneración de energía eléctrica en Colombia.

Norma	Descripción
Ley 142 de 1994	<p>Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.</p> <p>Funciones especiales de las Comisiones de Regulación, incluyendo la expedición de regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración de electricidad y el uso eficiente de energía.</p>
Ley 143 de 1994	<p>Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética.</p> <p>Separación de las actividades de: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización. El suministro de electricidad es atendido por el Comercializador como representante de los demás agentes ante los usuarios. Definición de autogenerador como productor de energía eléctrica para uso propio exclusivamente. Obligación de los autogeneradores de cancelar la transferencia de energía de acuerdo a la tarifa definida por la CREG.</p>
Resolución 084 de 1996	<p>Por la cual se reglamentan las actividades del autogenerador conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN)</p> <p>Condiciones para la conexión al SIN y respaldo por el comercializador . Restricción de los autogeneradores para vender parcial o totalmente su energía a terceros, excepto en situaciones de racionamiento de energía declarado, en cuyo caso se puede vender en Bolsa.</p>
Ley 1715 de 2014	<p>Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al SEN.</p> <p>Dos clases de autogeneradores: a) Los que producen energía utilizando FNCE; b) Los que utilizan FNCE. Autorización para la entrega de excedentes de energía a la red por parte de los autogeneradores, mediante sistemas de medición bidireccional, mecanismos simplificados de conexión y créditos de energía. Incentivos tributarios a la inversión en proyectos de FNCE.</p>
Decreto 2469 de 2014	<p>Por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración.</p> <p>Parámetros para ser considerado autogenerador. Obligación de los autogeneradores a gran escala de suscribir un contrato de respaldo con el agente al cual se conectan.</p>
Resolución 281 de 2015	<p>Por la cual se define la máxima potencia de la autogeneración a pequeña escala.</p> <p>Límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala igual a 1000 kW.</p>
Decreto 2143 de 2015	<p>Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con la definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el Capítulo 111 de la Ley 1715 de 2014</p> <p>Reglamenta la aplicación y los procedimientos generales para acceder a los beneficios señalados en la Ley 1715 de 2014.</p>
Decreto 348 de 2017	<p>Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala</p> <p>Exime a los autogeneradores a pequeña escala con capacidad menor o igual a 100kW de la obligación de suscribir un contrato de disponibilidad de capacidad de red.</p>
Resolución 001 de 2018	<p>Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se regulan las actividades de generación distribuida y autogeneración a pequeña y gran escala en las zonas no interconectadas</p> <p>Aspectos operativos y comerciales para la autogeneración a pequeña escala en las Zonas No Interconectadas (ZNI): Contrato de conexión, estándar técnicos, condiciones de interconexión y remuneración de excedentes.</p>
Resolución 030 de 2018	<p>Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional</p> <p>Aspectos operativos y comerciales para la autogeneración a pequeña escala en el SIN: Estándares técnicos y procedimientos de conexión, y remuneración de excedentes.</p>

Fuente: Elaboración propia.

1.1.1.1. Condiciones para la entrega de excedentes.

Considerando que un usuario regulado residencial es usualmente un autogenerador con capacidad inferior a 100kW cabe su clasificación como un AGPE (UPME & BID, 2015), y no tiene la obligación de suscribir contrato de disponibilidad como ocurre para los sistemas

de mayor capacidad (Decreto 348, 2017). Además tiene autorización de entregar sus excedentes a través del comercializador integrado con el Operador de Red (OR) por un precio de venta regulado. Si el AGPE es de mayor capacidad, puede entregar sus excedentes a un generador o comercializador que destine dicha energía a la atención exclusiva del mercado no regulado a un precio de venta pactado libremente (Resolución 030, 2018).

De la definición en la Resolución 281 de 2015, un AGPE es aquel:

1. Cuya capacidad instalada o nominal es inferior a 1000kW.
2. Los activos de dicho sistema de generación pueden ser de su propiedad o la de terceros, y la operación de los mismos a su cuenta y riesgo o también a las de un tercero.
3. La energía que usa para consumo propio no utiliza activos del SEN.

La Resolución 030 de 2018 determina además los requerimientos de conexión física de la red, tales como, disponibilidad de conexión en el circuito, cumplimiento del código de medida, y firma del contrato de conexión con el OR.

1.1.1.2. Componentes de la fórmula para la remuneración de excedentes.

1.1.1.2.1. Costo Variable Unitario de Prestación del Servicio (CVUPS).

Por definición, el costo unitario del servicio de energía eléctrica es el costo económico eficiente de la entrega de energía al usuario final, que resulta de aplicar la fórmula tarifaria establecida en la Resolución 119 de 2007. La Ecuación (1) representa el CVUPS para un periodo de facturación, dado el comercializador, el mercado de comercialización y el nivel de tensión.

$$CUV_t = G_t + T_t + D_t + Cv_t + PR_t + R_t \quad (1)$$

Donde:

t:	Periodo de facturación. [Mes]	CUV _t :	Componente Variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio en t. [\$ / kWh]
G _t :	Costo de compra de energía en t. [\$ / kWh]	T _t :	Costo por uso de sistemas de transmisión en t. [\$ / kWh]

D_t : Costo por uso de sistemas de distribución en t. de $[\$/kWh]$ Cv_t : Margen de comercialización. de $[\$/kWh]$
 PR_t : Costo de gestión de pérdidas en t. de $[\$/kWh]$ R_t : Costo de restricciones y de servicios asociados con generación en t. de $[\$/kWh]$

El valor de los sumandos anteriores se ajusta cada vez que alguno de ellos alcance una variación acumulada del 3% respecto a su última variación. Estos cambios están usualmente relacionados con el índice de precios al consumidor y del productor de acuerdo al Concepto 4683 de 2009 y la comunicación E-2013-000105 de la CREG. El valor final del CUv_t que el comercializador factura a los usuarios regulados en un periodo depende también de los parámetros dados en la Tabla No. 1 (ESSA, 2018).

Tabla No. 1: Parámetros para el cálculo de la tarifa de energía a usuarios regulados.

Parámetro	Valores
Propiedad de los activos:	Del cliente o usuario - Del comercializador - Compartida.
Nivel de tensión:	Nivel 4 < 220 Kv - Nivel 3 < 57,5 Kv Nivel 2 < 30 Kv - Nivel 1 < 1 kV;
Tipo:	Residencial - No residencial - Áreas comunes.
Estrato (Contribución %):	4 (0%) - 5(+20%) - 6(20%)

Fuente: Elaboración propia.

1.1.1.2.2. Precio de Bolsa (PB).

El PB corresponde al mayor precio de oferta de las unidades que han sido programadas en el despacho ideal (XM, 2018a). El mecanismo de oferta se realiza por medio de una subasta de precio uniforme que refleja los costos variables de generación. Los generadores presentan un precio único y su disponibilidad, luego, por orden de mérito de menor precio se despacha la disponibilidad que sea necesaria para abastecer el pronóstico de demanda. La última unidad determina el precio marginal del sistema mediante el cual se remunera a todos los oferentes que resultaron despachados (García et al., 2011).

1.1.1.2.3. Precios de Escasez Ponderado (PEP).

El PEP es el precio techo de las transacciones en bolsa, y corresponde al ponderado de los precios de remuneración de las Obligaciones de Energía en Firme, ya sea que se traten del Precio de Escasez (PE) o del Precio de Escasez Marginal (PEM) (CREG, 2017).

La Resolución 140 de 2017 definió los esquemas de transición desde el PEP al PEM, de manera que en el futuro el PEP será igual el PEM. Algunas declaraciones indican que la transición parcial o completa implicará inicialmente incrementos en el PEP gracias el reconocimiento de los verdaderos costos variables de las plantas de combustible y su participación en el parque eléctrico, aunque en el largo plazo logre ubicarse por debajo con la incorporación de las FNCER (ISAGEN, 2018).

1.1.1.3. Fórmula para la remuneración de excedentes.

El costo mensual de energía eléctrica $FACTR_t$ para un AGPE con capacidad inferior a 100kW que emplea FNCER se calcula por la Ecuación (2), dado el comercializador, el mercado comercializador, y el nivel de tensión correspondiente (Resolución 030, 2018).

$$FACTR_t = + Imp_t \cdot CUv_t - Exp1_t \cdot CUv_t + Exp1_t \cdot Cv_t - \sum_h Exp2_{h,t} \cdot PB_{h,t} \quad (2)$$

t:	Periodo facturado	[Mes]	h:	Hora en la que se generan excedentes del tipo $Exp2_t$.	[hora]
Imp_{t-1} :	Importación total de energía en el periodo t.	[kWh]	$Exp1_t$:	La exportación total de energía en el periodo t que es inferior o igual Imp_t .	[kWh]
$Exp2_{h,t}$:	Exportación de energía en la hora h del periodo t cuando la exportación total del periodo es superior a Imp_t .	[kWh]	$PB_{h,t}$:	Mínimo entre el PB y el PEP en la hora h del periodo t.	[\$/kWh]

Los componentes CUv_t y Cv_t corresponden a los descritos para la Ecuación (1).

1.1.2. Incentivos tributarios

El Decreto 2143 de 2015 desarrolla en detalle los beneficios definidos en la Ley 1715 de 2014, a los cuales acceden aquellas personas naturales o jurídicas que realizan nuevas erogaciones en investigación, desarrollo e inversión en activos para la generación y utilización de energía a partir de FNCE. Una síntesis de los mismos se presenta en la Figura No. 2.

Figura No. 2: Incentivos tributarios para la autogeneración en Colombia

Norma	Incentivo	Descripción
Ley 1715 de 2014 Decreto 2143 de 2015	Deducción especial en el impuesto de renta.	Derecho de deducción durante los 5 primeros años del 50% del valor de las inversiones realizadas en el impuesto sobre la renta, con un máximo igual al 50% de la renta líquida.
	Depreciación acelerada	Derecho de reconocer un gasto deducible por depreciación, con un porcentaje máximo del 20% anual del valor del activo.
	Exclusión del Impuesto al Valor Agregado (IVA).	Adquisición de equipos, maquinaria, elementos y/o servicios nacionales o importados excluidos de IVA.
	Exención arancelaria.	Exención del pago de los derechos arancelarios de importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos.

Fuente: Elaboración propia.

No obstante, dicho acceso está limitado a las siguientes condiciones (UPME, 2016):

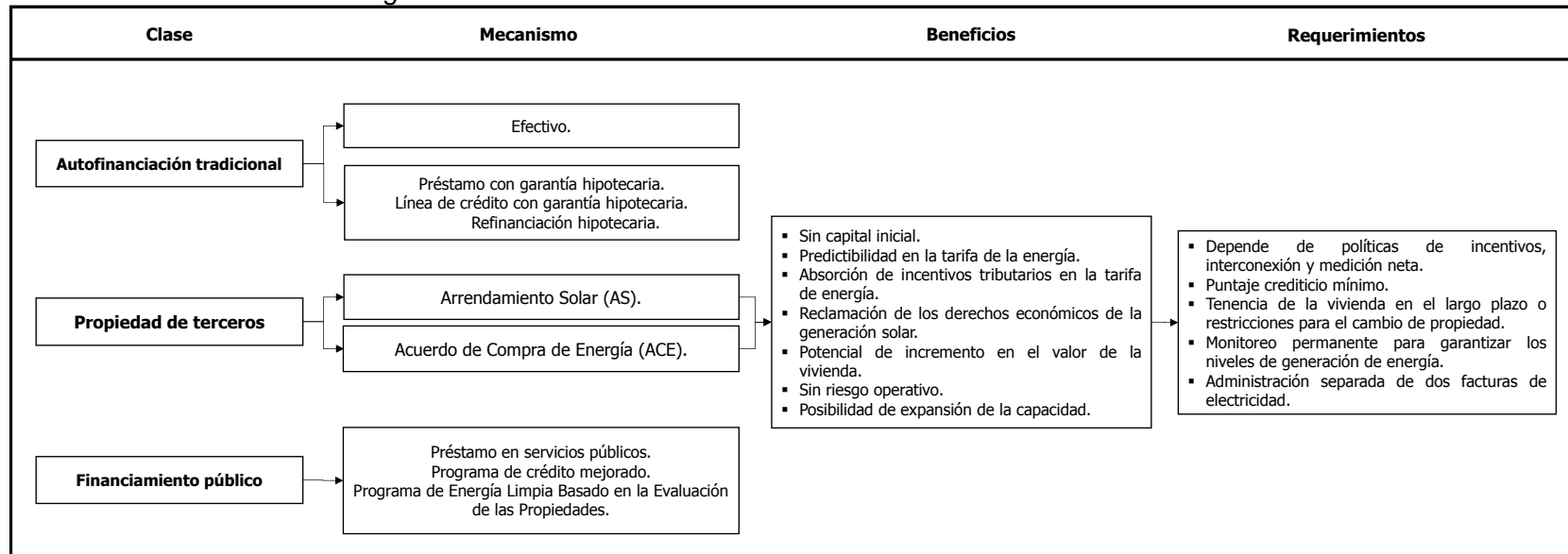
1. La certificación de la UPME con el aval de proyecto, y la certificación de incentivo ambiental emitido por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA).
2. La modalidad de contrato a través del cual se realiza la inversión debe implicar transferencia de la propiedad de los activos.
3. Imposibilidad de enajenar los activos antes de finalizar el periodo de depreciación o amortización, así sean posteriormente readquiridos.
4. Para el caso de la exención arancelaria, sólo es aplicable a activos o insumos que no sean producidos por la industria nacional y su único medio de adquisición esté sujeto a la importación de los mismos.

2. MODELO DE FINANCIACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIALES

2.1. MECANISMOS DE FINANCIACIÓN

La Figura No. 3 resume los principales mecanismos de financiamiento Sistemas Fotovoltaicos Residenciales (SFR) actualmente disponibles en Estados Unidos. El Apéndice 1 presenta un comparativo detallado de éstas opciones (Speer, 2012).

Figura No. 3: Mecanismos de financiación de SFR en Estados Unidos



Fuente: Elaboración propia

Entre dichos mecanismos, claramente la compra en efectivo es la menos costosa por la ausencia de financiación. Sin embargo, a menudo el propietario es incapaz de capturar la desgravación fiscal y la depreciación acelerada del Sistema Fotovoltaico (SF), o puede invertir sus ahorros de otra forma. La financiación con garantía hipotecaria depende de la valorización de la vivienda y del puntaje crediticio del propietario. Aunque inicialmente tiene tasas de interés bajas y es factible capturar el escudo fiscal los intereses, no es así con los demás beneficios (Liu et al., 2014).

Por su parte, las opciones de financiamiento público, ya sea en crédito directo o en deuda subordinada, implican bajas tasas de interés subsidiadas por entidades gubernamentales. No obstante, su atractivo se reduce por las limitaciones de acceso, los gastos administrativos y otras restricciones como los reembolsos anticipados (Hong et al., 2018).

Finalmente, en los mecanismos con propiedad de terceros, los dueños de la vivienda no adquieren el SFR, pero pagan por él de forma diferida mientras realizan los ahorros económicos de su generación (Speer, 2012).

2.2. FINANCIACIÓN CON PROPIEDAD DE TERCEROS

El uso de estructuras de financiación con propiedad de terceros ha aumentado en los últimos años en Estados Unidos, pasando de una participación del 17% en el 2010 (Davidson et al, 2015) al 72% en el 2014 entre los modelos empleados para la instalación de SFR (Hong et al., 2018). De hecho, Covington (2013) resalta el crecimiento exponencial de esa cifra en los estados de California, Arizona y Massachusetts.

Este mecanismo resulta atractivo al reducir las necesidades de capital inicial y los riesgos de la propiedad del SF. Además, cobra mayor significado cuando las personas naturales no logran monetizar los beneficios tributarios, pero pueden hacerlo indirectamente si lo hace el tercero (Davidson et al., 2015). Al final, el propietario puede hacerse dueño del SF a un valor ofrecido por el tercero (Liu et al., 2014).

Los siguientes son los esquemas contractuales generalmente usados. Ambos modelos incluyen ajuste anual de los pagos o tarifas unitarias a una tasa constante o índice, y la opción de compra después de un periodo de tiempo (Davidson et al., 2015):

1. Arrendamiento Solar (AS): Obliga el pago de un importe fijo cada periodo de facturación, usualmente cada mes, independiente de la generación de energía del SF.
2. Acuerdo de Compra de Energía (ACE): Obliga el pago de un importe variable cada periodo de facturación, calculado sobre la generación de energía solar del SF y de la tarifa por unidad de generación.

2.2.1. Estructura del contrato

Los agentes y su rol en los mecanismos de financiación con propiedad de terceros se resumen en la Tabla No. 2 (Speer, 2012; Hausman, 2016).

Tabla No. 2: Agentes y roles en un modelo de financiación con propiedad de terceros

Agente	Rol
Tercero o Proveedor de Servicios Solares (PSS).	Persona jurídica. Paga por el diseño, la compra, la instalación, la operación, y el mantenimiento del SF. Usualmente son empresas de servicios públicos de energía eléctrica o compañías de soluciones energéticas.
Propietario de la vivienda (Host).	Persona natural. Dueño de la propiedad en la que el SF es instalado. Paga por la energía generada desde el SF. Usualmente son viviendas con un consumo igual o superior a 3000kWh por año.

Fuente: Elaboración propia

En estos contratos el Host acepta instalar el SF en su propiedad, generalmente el techo de su vivienda. Mientras paga al PSS por la generación de energía solar, conserva el servicio de energía eléctrica desde la red para cubrir los periodos en los que el SF no cubre la demanda, o en su defecto, para entregar la generación solar no consumida (United States Environmental Protection Agency, 2018).

El Host también puede reclamar los derechos económicos de la energía solar producida, ya sea a través de los Certificados de Energía Renovable (REC)³ o de la tarifa de la energía exportada de acuerdo a la estrategia de balanceo neto aplicable (Rahus Institute, 2008). La Figura No.3 lista los beneficios y requerimientos desde la perspectiva del Host para este escenario de financiación.

³ Se genera 1 REC por cada 1.000 kWh de electricidad exportada a la red generada a partir de una fuente de energía renovable. Su venta es independiente a la venta de electricidad, y por tanto, se queda con los beneficios ambientales y sociales del mismo (Cemaer, 2018).

Por su parte, el PSS hace las veces de coordinador al ser encargado del diseño y de la construcción del SF, y posteriormente de los mantenimientos preventivos y correctivos, durante su operación. Dado que el PSS realiza las inversiones, es quien recibe los beneficios impositivos para los que el sistema es elegible de acuerdo a la normatividad aplicable (United States Environmental Protection Agency, 2018).

2.2.2. Características del contrato

La Tabla No. 3 resume las características comunes en los modelos de financiación con propiedad de terceros de acuerdo a Hausman (2016) y United States Environmental Protection Agency (2018).

Tabla No. 3: Características del contrato de financiación con propiedad de terceros.

Concepto	Derecho	Valor
Duración.	Mínimo, la requerida para realizar por completo los beneficios fiscales, y máximo, la vida útil promedio del SF.	Entre 5 y 25 años.
Opción con de compra.	Permite al Host saldar por completo los pagos remanentes y obtener la propiedad del SF.	Valor o formula.
Aumento de tarifas.	Determina el ajuste, usualmente anual del pago fijo o las tarifas unitarias de la energía solar. En cualquier caso, el costo de la energía solar debe ser inferior al costo de la energía de la red.	Indicadores de inflación. Proyecciones de tarifa de energía. Entre el 1% y 5% anual.
Transferencia de propiedad.	Obliga la adquisición del SF o permite la transferencia del contrato a un nuevo Host.	

Fuente: Elaboración propia.

El contrato finaliza anticipadamente si el Host compra el SF o paga las penalidades de su desinstalación (Hausman, 2016).

2.2.3. Pagos del contrato

La Tabla No.4 especifica los pagos al tercero por esquema de financiación (Speer, 2012).

Tabla No. 4: Formula de pago del Host al PSS.

Pagos del Host al PSS			
AS	L: $FACTS_{AS,t} = CF_t$ CF _t :	Plazo del contrato. Facturación en el periodo t. Pago fijo en el periodo de facturación t. Definido para t = 1, y ajustado anualmente por índice ρ cada periodo t = 12n + 1, tal que n = 1,2, ..., $\frac{L}{12} - 1$.	[Meses] [\$] [\$]
ACE	L: $FACTS_{ACE,t} = GS_t \cdot PS_t$	Plazo del contrato. Facturación en el periodo t.	[Mes] [\$]

GS _t :	Energía total generada por el SF en el periodo de facturación t.	[kWh]
PS _t	Precio de la energía generada por el SF en el periodo de facturación t. Definido para t = 1, y ajustado anualmente por índice ρ cada periodo t = 12n + 1, tal que n = 1, 2, ..., $\frac{L}{12} - 1$.	[\$/kWh]

Fuente: Elaboración propia.

Estimando los flujos descontados de los pagos del Host sobre una muestra de 1113 contratos con propiedad de terceros realizados entre los años 2010 y 2012, Davidson et al.(2015) concluyeron que, en general, un contrato de ACE cuesta más para el Host que un contrato de AS. Los siguientes puntos responden por qué.

1. El PSS asume los riesgos de ingresos estacionales y compensaciones de subproducción, esperando recibir una prima por ello. Hausman (2016) lo soporta al subrayar que en el caso del AS este riesgo es del Host. Si la generación cae por debajo de la estimación, estará pagando mayor valor por unidad producida.
2. Las tarifas no han disminuido tan rápidamente como lo han hecho los costos de los SF. Básicamente, porque la disposición del Host a pagar es una función de los ahorros esperados de la generación solar, más que del valor del sistema en sí mismo.

2.3. DESARROLLO DEL MERCADO DE FINANCIACIÓN

Desde el punto de vista político, el desarrollo de los modelos de AS y ACE responde a la necesidad de nuevos esquemas de negocio. Por un lado, para promover las FNCE, y por otro, para buscar la participación de mercados privados y disminuir la carga gubernamental (Hong et al., 2018). Ahora bien, para que estos modelos sean viables Hausman (2016), Speer (2012) y Covington (2013) resumen las siguientes necesidades:

1. Una combinación correcta de incentivos tributarios, tales como los créditos fiscales y la depreciación acelerada sobre la inversión. Si no es así, los PSS tienen más limitaciones para proporcionar energía solar a un precio competitivo frente las tarifas de la red.
2. Políticas favorables de interconexión y medición neta, gracias a las cuales el SF satisface todas las necesidades de consumo al incluir la compensación por el exceso de energía generado.

3. OPCIONES REALES PARA PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE

3.1. MODELO DE OPCIONES REALES

El cálculo del valor presente neto o del flujo de caja descontado, han sido las técnicas clásicas para la evaluación de inversiones en proyectos de energía. Sin embargo, múltiples autores como Kim et al. (2017), Zeng et al. (2015) y Kozlova (2017) las señalan inapropiadas por los supuestos implícitos de flujos de efectivo definidos y una decisión estricta de realizar o no la inversión. La crítica principal radica en que la incertidumbre y la posibilidad de decisiones dinámicas son características fundamentales en PER.

Como alternativa, se presentan los Modelos de Opciones Reales (MOR). Basados en los conceptos de opciones financieras, los MOR incluyen el derecho pero no la obligación de invertir o de tomar alguna decisión sobre un activo operativo, pagando cierta cantidad de dinero en un momento determinado (Mascareñas, 1999). La Tabla No. 5 resume los componentes que definen una opción real

Tabla No. 5: Componentes de los MOR

Variable	Nombre	Descripción
$t: 0 \leq t \leq T$	Instante de tiempo.	
S_t :	Stock Price.	Valor de mercado de los activos operativos o valor actual de los flujos de caja futuros que genera la decisión sobre él.
X_t :	Strike Price.	Costo de los activos operativos o valor de la inversión.
T :	Tiempo hasta el vencimiento.	Plazo durante el cual se puede tomar una decisión sobre el activo real.
$m: 0 \leq m \leq T$	Momento de ejercicio	Instante de tiempo en el que se toma la decisión sobre el activo real.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla No. 6: Conceptos de opciones

Tipo	Descripción	Tipología		In the money	Valor intrínseco
		Americana	Europea		
Call	Derecho, no obligación, de comprar el activo por un precio X_t .	Antes o en T	En T	$X_t < S_t$	$V_t = \text{MAX}(S_t - X_t, 0)$ (3)
Put	Derecho, no la obligación, de vender el activo por un precio X_t .			$X_t > S_t$	$V_t = \text{MAX}(X_t - S_t, 0)$

Fuente: Elaboración propia.

La modelación del problema se clasifica en alguna de las tipologías de la Tabla No. 6. Una opción se ejerce cuando esta “In the money”, en cuyo caso se realiza la ganancia de la decisión igual al valor intrínseco (Mascareñas, 1999).

3.1.1. Variables de incertidumbre

Kim et al. (2017) se concentró en el análisis de sensibilidad de un MOR respecto a las variables que incorporan volatilidad a un PER en países en desarrollo. Su conclusión indica que los factores más influyentes sobre la valoración de la opción son la tarifa de energía eléctrica desde la red, el precio de los REC, el costo de operación y mantenimiento - que reflejan a su vez la inflación y las tasas de interés, - y la producción de energía que depende de recursos o fenómenos difíciles de predecir y controlar.

Gahrooei et al. (2016) y Kozlova (2017) coinciden con las variables señaladas por Kim et al. (2017), incluyendo además la variabilidad en la demanda de energía y el cambio tecnológico que mejora el rendimiento de los sistemas de generación.

3.1.2. Tipos de modelos

De acuerdo al tipo de decisión, los MOR son clasificados por Kozlova (2017) en los grupos presentados en la Figura No.4. En el contexto de los PER, el activo operativo es el sistema de generación de energía, y el objetivo es definir la viabilidad de desarrollarlo o no, con las alternativas de tiempo, costo y características factibles.

Figura No. 4: Clasificación de los MOR.

Clasificación	Decisión
Opción de aplazar la inversión	m: Momento de ejercicio
Opción de abandonar la inversión	$Y = \begin{cases} 1 & \text{Continuar} \\ 0 & \text{Retirar} \end{cases}$: Continuidad
Opción de cambiar el tamaño de la inversión	ΔX : Inversión
Opción de detener y retomar la inversión	$Y = \begin{cases} 1 & \text{Reiniciar} \\ 0 & \text{Detener} \end{cases}$: Continuidad
Opción de cambiar la estructura de la inversión	Diseño técnico

Fuente: Elaboración propia.

Este estudio se concentra en un MOR con la opción de aplazar la inversión, donde existe la alternativa de posponer su realización durante un periodo determinado en el cual el activo real va perdiendo valor. La decisión consiste en comparar los beneficios o los costos de la compra del activo en un instante inmediato con los de esperar y hacerlo en un momento futuro. El ejercicio se da cuándo dichos valores son indiferentes (Hoff et al., 2003). En modelación, esto es equivalente a una Opción Call Americana, tal como se definió en la Tabla No. 6 (Mascareñas, 1999).

3.1.3. Métodos de valoración

Los principales objetivos en la aplicación de los MOR con opción de aplazar la inversión, es la valoración y determinación del instante de ejercicio óptimo. Aún hoy es válida la afirmación de Longstaff & Schwartz (2001) cuando indican que dichos objetivos son de los más desafiantes en las finanzas de derivados, particularmente cuando más de un factor influye en el valor de la opción.

Figura No. 5: Tipología de los métodos de valoración de los MOR

Tipología	Técnica
Ecuaciones diferenciales parciales (EDP)	Fórmula Black-Scholes
Binomial	Arboles binomiales
Simulación	Monte Carlo (SMC)
Conjuntos difusos	Números Fuzzy
Programación dinámica (PD)	Optimización recursiva

Fuente: Elaboración propia

La Figura No. 5 resume los métodos más comunes en la literatura para tratar con los MOR (Kozlova, 2017). Esta investigación trabaja sobre la propuesta de Longstaff & Schwartz (2001) y Zeng et al. (2015) la cual combina:

1. La SMC, para crear múltiples realizaciones con las funciones de probabilidad de las variables de entrada. Usualmente es fácil de aplicar a proyectos complejos, ya que no requiere precisar formulas avanzadas para los flujos de caja ni incluir un número

exponencial de nodos para representar las variables de incertidumbre – como es necesario en los métodos EDP y Binomial. No obstante, puede exigir importantes esfuerzos computacionales según el tamaño del modelo (Kozlova, 2017). Hoy están disponibles herramientas como @RISK de PALISADE para ejecutar este tipo de análisis con mayor velocidad y eficiencia computacional.

2. La Programación Dinámica (PD), en la cual se compara el valor de ejercer la opción inmediatamente con su valor de continuación. Si la condición de ejercicio se cumple, se actualiza la variable con el valor de ejercicio actual; y en caso contrario, el algoritmo avanza al siguiente escenario evaluando recursivamente el valor de esperar y ejercer en el futuro.

3.2. APLICACIÓN

Gahrooei et al. (2016) y Kozlova (2017) enumeran múltiples trabajos sobre la aplicación en PER de las clases de opción en la Figura No. 5. Respecto al análisis de aplazar la inversión, merece citación el trabajo de Zeng et al. (2015) quienes discuten el tiempo óptimo de la opción de compra de un SFR en un ACE, usando:

1. Un modelo de Movimiento Browniano Geométrico para el pronóstico del precio de los REC como variable de incertidumbre.
2. Un modelo de contrato de opción donde el Host puede retrasar la compra del SF hasta que su precio baje, pero maximiza sus beneficios y los del PSS.
3. La SMC y la PD para la estimación del tiempo de compra óptimo del SF.

La Tabla No. 7 y No. 8 resumen este modelo, donde en esencia los flujos definen el valor intrínseco de una opción Call Artificial. La propuesta es extensible a PER con otras características, siempre que se trate de una sola decisión en el horizonte de tiempo y los flujos de caja antes y después de tomarla sean diferentes.

Tabla No. 7: variables del modelo de Zeng et al. (2015)

Variable	Nombre
$j = 1, 2, \dots, k:$	Realización.
$S_t^j:$	Costo total del Host en el SFR después de t , para la realización j .
$X_t^j:$	Costo total del Host en el ACE antes y en t , para la realización j .
$T:$	Vida útil del SFR.
$m:$	Instante de tiempo en el que el Host ejerce la opción de compra del SF.
$r_{\text{HOST}}:$	Tasa de descuento continua del Host.
$r_{\text{PSS}}:$	Tasa de descuento continua del PSS.

D_t :	Demanda de energía eléctrica en t.
G_t :	Energía eléctrica generada desde el SF en t.
R_t^j :	Precio de los REC en t para la realización j (Variable de incertidumbre).
P_t :	Precio de la energía eléctrica desde el SF en t.
U_t :	Precio de la energía eléctrica desde la red en t.
M_t :	Costo de mantenimiento del SF en t.
W_m^j :	Precio del SF en m para la realización j.
V_t^j :	Valor de la opción de compra del SF ejercida en t para la realización j.

Fuente: Elaboración propia

Tabla No. 8: Funciones del modelo de Zeng et al. (2015)

Variable
$S_t^j = E \left[\sum_{t=m+1}^T \left(\gamma_{\text{HOST}}^{t-m} \cdot B_t^j(R_t^j) \right) \right]$
$X_t^j = \left[W_m^j + \sum_{t=1}^m \left(\gamma_{\text{HOST}}^{m-t} \cdot C_t \right) \right]$
$B_t^j(R_t^j) = (D_t - G_t) \cdot U_t - G_t \cdot R_t^j + M_t$
$C_t = G_t \cdot P_t + (D_t - G_t)^+ \cdot U_t$
$W_m^j = E \left[\sum_{t=m+1}^T \left(\gamma_{\text{PSS}}^{t-m} \cdot \left((R_t^j + P_t) \cdot G_t \right) - M_t \right) \right]$
$\gamma_{\text{HOST}}^{t-m} = \exp^{-r_{\text{HOST}} \cdot (t-m)}$
$\gamma_{\text{PSS}}^{t-m} = \exp^{-r_{\text{PSS}} \cdot (t-m)}$
$V_t^j = \text{MAX}(S_t - X_t, 0)$

Fuente: Elaboración propia

4. MODELO DE CONTRATO DE OPCIONES PARA LA FINANCIACIÓN CON PROPIEDAD DE TERCEROS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIALES EN COLOMBIA.

De acuerdo a los modelos de financiación con propiedad de terceros para SFR de AS y ACE con opción de compra, se propone un esquema de aplicación en función de la normativa vigente para Colombia. El objetivo es construir un Modelo de Contrato de Opciones (MCO) para la financiación de SFR, que determine las condiciones de ejecución maximizando los beneficios esperados de los agentes.

4.1. TIPO DE CONTRATO

De las diferentes alternativas de financiación de PER de la Figura No. 3, la UPME (2012) ha llamado la atención sobre los tipos que denomina financiación por terceros y compraventa con pago aplazado. Aunque se refiere a proyectos de mediana y gran

magnitud, reconoce que éstos son algunas de las opciones más relevantes en la promoción de las FNCER, gracias a la gestión implícita del riesgo técnico y económico.

De lo anterior y de la experiencia internacional, se proponen los modelos de financiación con propiedad de terceros de AS y ACE como alternativa para los proyectos de SFR, donde es además requisito tratar con las necesidades de capital inicial y el aprovechamiento de los beneficios subrayados en el Decreto 2143 de 2015.

4.2. AGENTES DEL CONTRATO

En la Tabla No. 9 se identifican las características típicas de las partes involucradas en el MCO y que aplican para el mercado en Colombia.

Tabla No. 9: Agentes involucrados en el MCO

Agente	Caracterización
PSS	Persona jurídica. Compañía de servicios de energía eléctrica (ejemplo, comercializadores) o de soluciones energéticas.
Host	Persona natural. Usuario de la red de energía eléctrica. Sector residencial. Nivel de tensión 1. Estrato 4, 5 o 6.

Fuente: Elaboración propia

4.3. EJECUCIÓN DEL CONTRATO

La Figura No. 6 representa los flujos entre los agentes del contrato antes, durante y después del ejercicio de la opción de compra. A continuación, se describe esta secuencia de operaciones.

4.3.1. Antes de la opción de compra

1. PSS Compra e instala el SFR en la propiedad del Host.

El PSS:

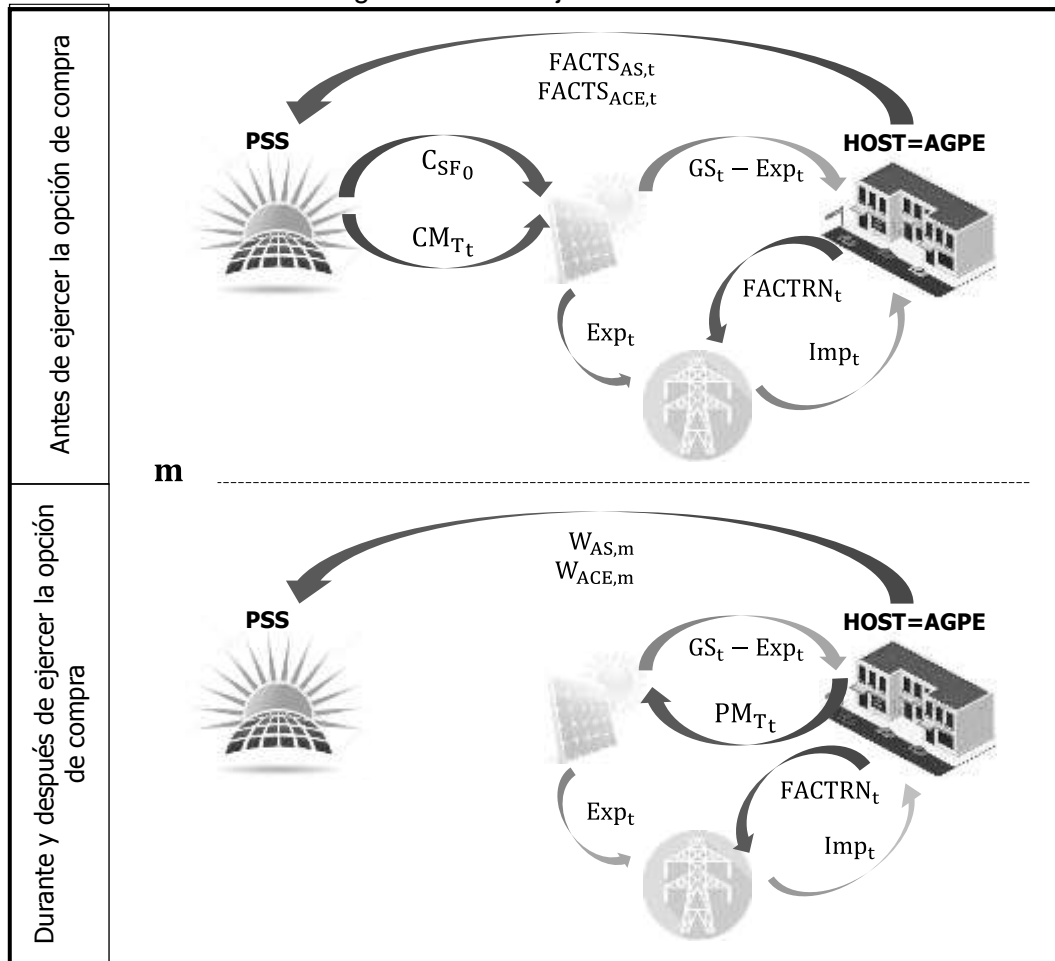
- Asume completamente el costo de la inversión del SFR al inicio del contrato: C_{SF0} .
- Conserva la propiedad del SFR.
- Reclama todos los escudos fiscales de la inversión, incluyendo la deducción en impuesto de renta, depreciación acelerada, la exclusión de IVA, y la exención arancelaria.

2. Host Tramita los permisos como AGPE.

El Host:

- Autoriza la instalación del SFR en su vivienda.

Figura No. 6: Flujos en el MCO



Fuente: Elaboración propia

3. Host Consume energía.

El Host:

- Consume energía desde el SFR durante las horas de generación: $GS_t - Exp_t$.
- Conserva la relación con su comercializador- de forma independiente al contrato-, e importa energía eléctrica desde la red cuando la generación solar es insuficiente: Imp_t .

4. Host Exporta la energía no consumida.

El Host:

- Exporta a la red la energía solar no consumida durante las horas de generación: Exp_t .

5. Host Paga las facturas de energía

El Host:

- Paga al PSS por toda la energía solar generada, consumida o no, de acuerdo a la cuota fija o a la tarifa unitaria determinada: $FACTS_{AS,t}$ o $FACTS_{ACE,t}$. No hace pagos anticipados.

- Paga al comercializador por la energía importada desde la red, de acuerdo a la fórmula de reconocimiento de excedentes: $FACTNR_t$.

6. PSS Realiza el mantenimiento preventivo y correctivo del SFR.

El PSS:

- Realiza el mantenimiento requerido para la operación del SFR: CM_{T_t}
- Incluye el mantenimiento preventivo anual, y el reemplazo del equipo inversor.

4.3.2. Durante y después de la opción de compra

7. Host Compra el SFR.

El Host:

- Paga al PSS el valor de compra en el instante de ejercicio óptimo m : $W_{AS,m}$ o $W_{ACE,m}$.
- Recibe la propiedad del SFR.

m es superior al periodo de depreciación del SFR, así el PSS no pierde los beneficios fiscales liquidados en periodos anteriores por efecto de la enajenación de los activos.

8. Host Consume energía.

El Host:

- Consume energía desde el SFR durante las horas de generación: $GS_t - Exp_t$.
- Importa energía eléctrica desde la red cuando la generación solar es insuficiente: Imp_t .

9. Host Exporta la energía no consumida.

El Host:

- Exporta a la red la energía solar no consumida, durante las horas de generación: Exp_t

10. Host Paga la factura de energía.

El Host:

- Paga al comercializador por la energía importada desde la red, de acuerdo a la fórmula de reconocimiento de excedentes: $FACTNR_t$.

11. Host Realiza el mantenimiento preventivo y correctivo del SFR.

El Host:

- Paga por todo el mantenimiento requerido para la operación del SFR: PM_{T_t}
- Incluye mantenimiento preventivo general, y el reemplazo del equipo inversor.

4.4. OPCIÓN DE COMPRA.

La oportunidad del Host de obtener la propiedad del SFR equivale a un MOR con la opción de aplazar la inversión, donde la decisión de compra se representa con una Opción Call.

Adaptando el modelo Zeng et al. (2015), el Host retrasa la adquisición del SFR hasta que su costo disminuya, pero sea aún oportuno realizar los ahorros de la propiedad directa.

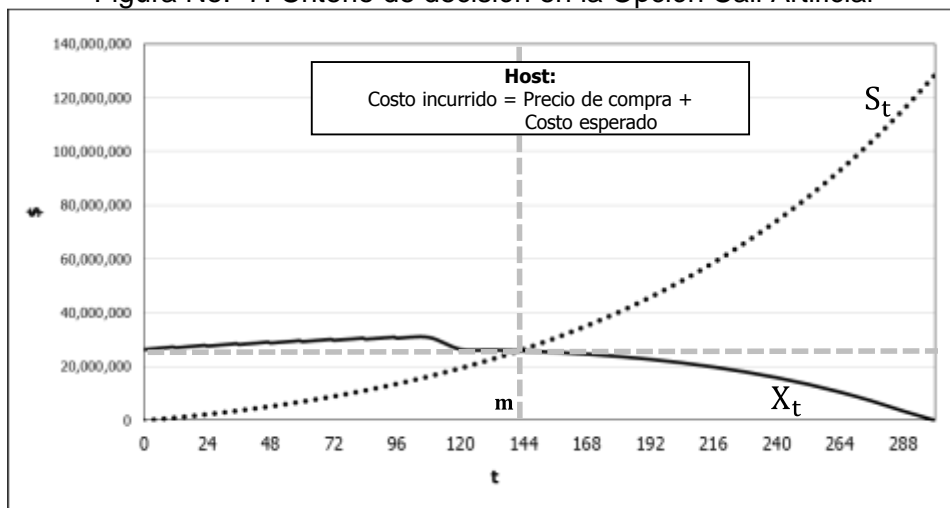
Con lo anterior, se define el MCO como una Opción Call Artificial con la cual se determina el tiempo óptimo de ejercicio y el valor de compra del SFR de acuerdo a la Tabla No. 10. La Figura No. 7 ilustra el criterio de decisión.

Tabla No. 10: Componentes de la Opción Call Artificial

Variable	Nombre	Descripción
$t: 0 \leq t \leq T$	Instante de tiempo.	
S_t :	Stock Price Artificial.	Valor futuro neto en t de los costos incurridos por el Host sin ejercer la opción.
W_t :	Precio de compra.	Valor presente neto en t de los ingresos no percibidos por el PSS.
X_t :	Strike Price Artificial.	Precio de compra + Valor presente neto en t de los costos esperados por el Host al ejercer la opción.
T:	Tiempo hasta el vencimiento.	Plazo del contrato.
$m: 0 \leq m \leq T$	Momento de ejercicio.	Primer instante t a partir del cual la opción esta "In the Money", de acuerdo con la Ecuación (3).

Fuente: Elaboración propia

Figura No. 7: Criterio de decisión en la Opción Call Artificial



Fuente: Elaboración propia

El punto crítico m es aquel donde:

1. El PSS garantiza su rentabilidad mínima requerida en el contrato, tal que el precio de compra corresponde al valor actual de sus ingresos futuros descontados los costos de mantenimiento del SF.

2. El Host ha pagado –de acuerdo a su costo de capital- el valor justo del SF, que incluye el precio de compra más el valor actual de sus costos futuros en el contrato. Este último considera los ahorros en el precio del sistema y en la facturación solar.

Visto de otro forma, antes del instante de tiempo m , el valor presente del costo neto más los costos del mantenimiento preventivo y correctivo en el SF superan el valor que el Host está dispuesto a pagar, que es igual a su vez, al valor presente de los costos incurridos en el contrato hasta ese momento. Si después de m el Host no ejerce la opción de compra, sacrificará ahorros vía la facturación de energía solar.

4.5. VARIABLES DE INCERTIDUMBRE

La Tabla No. 11 agrupa las variables de incertidumbre relevantes en el MCO.

Tabla No. 11: Variable de incertidumbre en el MCO

Componente	Variable	Descripción	Fuente incertidumbre
Precio de energía de la red.	$CU_{v,t}$:	CVUPS.	Condiciones del mercado de energía eléctrica.
	Cv_t :	Margen de comercialización.	
	$PB_{6-18,t}$:	Precio de Bolsa (6:00-18:00).	
	PEP_t :	Precio de Escasez Ponderado.	
Demanda.	Dem_t :	Demanda de energía	Características posibles del Host.
Generación.	IRS_n :	Irradiación solar promedio horaria	Escenarios meteorológicos típicos del lugar de instalación del SF.

Fuente: Elaboración propia

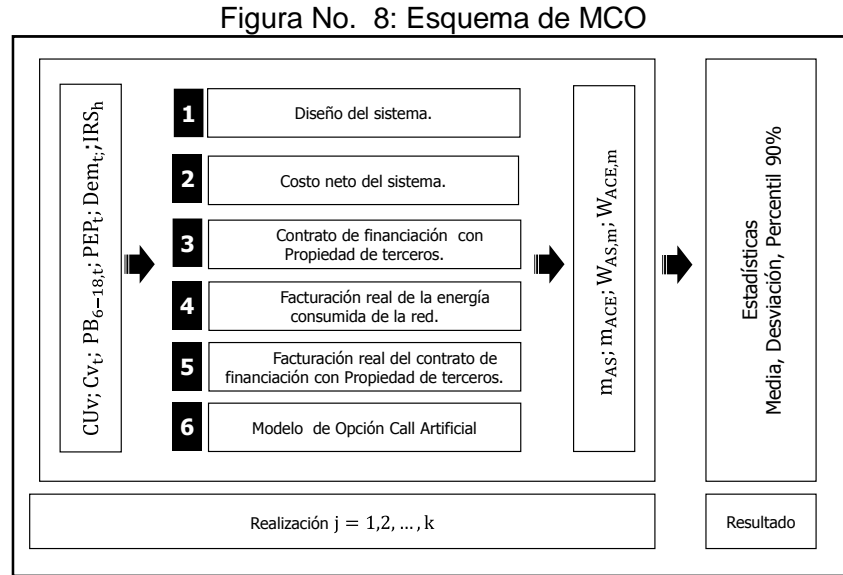
4.6. MÉTODO DE VALORACIÓN

Para tratar con la multiplicidad de variables de incertidumbre, se simplifica el enfoque de Longstaff & Schwartz (2001) donde:

1. Se emplea la SMC para crear k realizaciones, que incluyen proyecciones de series de tiempo y distribuciones de probabilidad para las variables de incertidumbre.
2. Se emplea el criterio de la PD, evaluando para cada instante de tiempo t en la realización $j = 1, 2, \dots, k$ el valor intrínseco $V_{t,j}$. Se actualiza $m = t$, hasta el primer instante de tiempo para el cual $V_t \geq 0$. El resultado corresponde a las estadísticas de m sobre las k realizaciones.

4.7. ESTRUCTURA DEL MODELO

Figura No. 8 detalla la estructura del MCO. Las etapas se describen en las siguientes secciones, incluyendo los supuestos y funciones para un contrato de AS y ACE.



Fuente: Elaboración propia

4.7.1. Diseño del sistema

Define el tamaño del SFR de acuerdo con las características técnicas de los componentes y la radiación solar típica en la zona geográfica.

Supuestos:

1. Sistema On grid, sin almacenamiento de la energía solar.
2. Capacidad del SF inferior a 100kW, así el Host es clasificado como un AGPE y no requiere contrato de disponibilidad.
3. Capacidad del SF es un porcentaje de la demanda nominal. Si el Host genera permanentemente excedentes energía solar, no es capaz de realizar los beneficios de sus exportaciones. Así, el número de paneles se calcula sobre la demanda nominal y el promedio mínimo de radiación solar, y la vivienda del Host tiene suficiente área disponible para su instalación.
5. La capacidad y vida útil determinada por los paneles solares. No se consideran los efectos de otros componentes en el desempeño del sistema.
6. Los términos de garantía sustentan las características de diseño a lo largo de la vida útil.

Parámetros:

Variable	Descripción	Unidad
RS _{min} :	Irradiación solar por mes.	[hp/Mes]
POT _p :	Potencia pico.	[kWp/Panel]
KDem _n :	Capacidad relativa a la demanda de energía nominal.	[%]
PR ₀ :	Factor de desempeño inicial.	[%]
Dem _n :	Demanda de energía nominal.	[kWh/Mes]

Formulación:

Variable	Descripción	Unidad
NP:	Número de paneles.	[Panel]
GS _{nMin} :	Generación solar nominal inicial.	[kWh/Mes]

Variable	Formulación
NP:	Próximo entero $NP = \frac{Dem_n \cdot KDem_n \cdot (12 \text{ Meses} / 360 \text{ Días})}{POT_p \cdot RS_{min} \cdot PR_0}$
GS _{nMin} :	$GS_{nMin} = NP \cdot RS_{min} \cdot POT_p \cdot (30 \text{ Días} / \text{Mes})$

4.7.2. Costo neto del sistema

Calcula el costo neto del SFR como su valor de mercado, descontados los beneficios tributarios de la inversión.

Supuestos:

1. La inversión total en el SF se ejecuta al inicio del contrato.
2. El complemento del SF corresponde a todos los demás elementos, diferentes a los paneles solares, requeridos para el funcionamiento del sistema. Su costo es independiente del número de paneles incluidos.
3. Las condiciones fiscales son permanentes y estables.
4. El perfil fiscal del PSS le permite causar todos beneficios tributarios, y los reclama en el último instante de tiempo en el que puede hacerlo según la norma.

Parámetros:

Variable	Descripción	Unidad
NP:	Número de paneles.	[Panel]
VM _{PS0} :	Valor de mercado del panel solar antes de impuestos.	[\$/Panel]
VM _{SFC0} :	Valor de mercado del complemento del SF antes de impuestos.	[\$]
α:	Margen de contribución del PSS.	[%]
Iva:	Impuesto a las ventas.	[%]

Ara:	Gravamen arancelario.	[%]
Ren:	Impuesto de renta.	[%]
B _{Ren} :	Deducción especial en impuesto de renta.	[%]
PMB _{Ren} :	Periodo máximo para la deducción especial en renta.	[Meses]
B _{Dep} :	Tasa de depreciación especial.	[Mensual]
PMB _{Dep} :	Periodo mínimo de depreciación especial.	[Meses]
rc _f :	Tasa de interés libre de riesgo continua.	[Mensual]

Formulación:

Variable	Descripción	Unidad
VM _{SFT0} :	Valor de mercado del SF antes de impuestos.	[\$]
CIFA _{SF0} :	Costo del SF sin margen de contribución del PSS.	[\$]
CIF _{SF0} :	Costo del SF sin gravamen arancelario.	[\$]
t:	Instante de tiempo.	[Mes]
Y _{f_t}	Factor de descuento de valor presente a la tasa de interés libre de riesgo.	
C _{SF0} :	Costo neto del SF.	[\$]
(B _{Ren_t} · CIF _{SF0}) _t :	Importe de deducción especial en impuesto de renta.	[\$]
EFB _{Ren_t} :	Escudo fiscal por deducción especial en impuesto de renta.	[\$]
VP(EFB _{Ren_t}):	Valor presente del escudo fiscal por deducción especial en impuesto de renta.	[\$]
VPN _{EFB_{Ren0}} :	Valor presente neto del escudo fiscal por deducción especial en impuesto de renta.	[\$]
(B _{Dep_t} · CIF _{SF0}) _t :	Importe de depreciación especial.	[\$]
EFB _{Dep_t} :	Escudo fiscal por depreciación especial.	[\$]
VP(EFB _{Dep_t})	Valor presente del escudo fiscal por depreciación especial.	[\$]
VPN _{EFB_{Dep0}}	Valor presente neto del escudo fiscal por depreciación especial.	[\$]
C _{SF0} :	Costo neto del SF.	[\$]

Variable	Formulación
VM _{SFT0} :	VM _{SFT0} = VM _{PS0} · NP + VM _{SFC0}
CIFA _{SF0}	CIFA _{SF0} = VM _{SFT0} / (1 + α)
CIF _{SF0} :	CIF _{SF0} = CIFA _{SF0} / (1 + Ara)
t:	1 ≤ t ≤ VU _{SF}
Y _{f_t} :	Y _{f_t} = exp(-rc _f · t)
(B _{Ren_t} · CIF _{SF0}) _t :	(B _{Ren_t} · CIF _{SF0}) _t = $\begin{cases} B_{Ren} \cdot CIF_{SF0} & \text{Si } t = PMB_{Ren} \\ 0 & \text{Si } t \neq PMB_{Ren} \end{cases}$
EFB _{Ren_t} :	EFB _{Ren_t} = (B _{Ren_t} · CIF _{SF0}) _t · Ren
VP(EFB _{Ren_t}):	VP(EFB _{Ren_t}) = Y _{f_t} · EFB _{Ren_t}
VPN _{EFB_{Ren0}} :	VPN _{EFB_{Ren0}} = Σ _t VP(EFB _{Ren_t})
(B _{Dep_t} · CIF _{SF0}) _t :	(B _{Dep_t} · CIF _{SF0}) _t = $\begin{cases} B_{Dep} \cdot CIF_{SF0} & \text{Si } t \leq PMB_{Dep} \\ 0 & \text{Si } t > PMB_{Dep} \end{cases}$
EFB _{Dep_t} :	EFB _{Dep_t} = (B _{Dep_t} · CIF _{SF0}) _t · Ren

$VP(EFB_{Dep_t})$:	$VP(EFB_{Dep_t}) = \gamma_{f_t} \cdot EFB_{Dep_t}$
$VPN_{EFB_{Dep_0}}$:	$VPN_{EFB_{Dep_0}} = \sum_t VP(EFB_{Dep_t})$
C_{SF_0} :	$C_{SF_0} = CIF_{SF_0} - VPN_{EFB_{Ren_0}} - VPN_{EFB_{Dep_0}}$

4.7.3. Contrato de financiación con propiedad de terceros

Define las condiciones comerciales del contrato de financiación entre el PSS y el Host, bajo el modelo de AS y ACE.

Supuestos:

1. El PSS aplica su tasa de descuento mínima para el contrato, que corresponde a su costo capital.
2. El plazo del contrato es igual a la vida útil del SF.
3. Los pagos en el AS y las tarifas en el ACE se escalan anualmente por la inflación más una prima determinada por el PSS.
4. Los costos de mantenimiento se ajustan por inflación.
5. El desempeño del SF decrece anualmente en una tasa fija, sin distribuciones de fiabilidad u "overhaul". El inversor se reemplaza al cabo de su vida útil, pero el desempeño del SF no cambia y continúa ajustándose con tasa de degradación.

Parámetros:

Variable	Descripción	Unidad
δ :	Inflación.	[Anual]
C_{SF_0} :	Costo neto del SF.	[\$]
CM_{Inv_0} :	Costo del Inversor.	[\$]
CMP_{SF_0} :	Costo del mantenimiento preventivo.	[\$/Año]
VU_{SF} :	Vida útil del SF.	[Meses]
VU_{Inv} :	Vida útil del Inversor.	[Años]
GS_{nMin} :	Generación solar nominal inicial.	[kWh/Mes]
PR_0 :	Factor de desempeño inicial.	[%]
rc_f :	Tasa de interés libre de riesgo continua.	[Mensual]
ρ :	Prima de ajuste del contrato.	[%]
rc_{PSS} :	Tasa de descuento continua del PSS.	[Mensual]

Formulación:

Variable	Descripción	Unidad
ΔPR :	Tasa de degradación.	[Anual]
L :	Plazo del contrato.	[Meses]
ρ_c :	Tasa de ajuste del contrato.	[Anual]

n:	Año finalizado.	[Año]
t:	Instante de tiempo	[Mes]
γ_{ft} :	Factor descuento de valor presente a la tasa de interés libre de riesgo.	
CMP_{SF_t} :	Costo del mantenimiento preventivo.	[\$]
CM_{Inv_t} :	Costo de reemplazo del Inversor.	[\$]
CM_{T_t} :	Costo total de mantenimiento.	[\$]
$VP(CM_{T_t})$:	Valor presente del costo total de mantenimiento.	[\$]
M_T :	Valor presente del costo total de mantenimiento.	[\$]
I_T :	Valor presente del costo total del contrato.	[\$]
Δn :	Inicio de año.	
γ_{PSS_t} :	Factor descuento de valor presente del PSS.	
CF_t :	Cuota de arrendamiento inicial.	[\$/Mes]
CF_t :	Cuota de arrendamiento.	[\$]
$VP(CF_t)$:	Valor presente de la cuota de arrendamiento.	[\$]
CF :	Valor presente de todas las cuotas de arrendamiento.	[\$]
VPN_{AS_0} :	Valor presente neto del AS.	[\$]
PS_t :	Precio unitario de la energía solar inicial.	[\$/kWh]
PS_t :	Precio unitario de la energía solar.	[\$/kWh]
$VP(PS_t)$:	Valor presente del precio unitario de la energía solar.	[\$/kWh]
PR_t :	Factor de desempeño.	[%]
GS_{nt} :	Generación de energía solar nominal.	[kWh]
$GSPS$:	Valor presente del precio total de la energía solar.	[\$]
VPN_{ACE_0} :	Valor presente neto del ACE.	[\$]

Variable	Formulación
ΔPR :	$\Delta PR = (PR_0 - PR_{VUSF})/VU_{SF}$
L:	$L = VU_{SF}$
ρ_C :	$\rho_C = \delta + \rho$
t:	$0 \leq t \leq L$
n:	$n = \begin{cases} 0 & \text{Si } \frac{t}{12} \neq 1, 2, \dots, L \\ \frac{t}{12} & \text{Si } \frac{t}{12} = 1, 2, \dots, L \end{cases}$
γ_{ft} :	$\gamma_{ft} = \exp(-rc_f \cdot t)$
CMP_{SF_t} :	$CMP_{SF_t} = \begin{cases} 0 & \text{Si } n = 0, L \\ CMP_{SF_0} \cdot (1 + \delta)^n & \text{Si } n \neq 0, L \end{cases}$
CM_{Inv_t} :	$C_{Inv_t} = \begin{cases} 0 & \text{Si } t \neq VU_{Inv} \\ CM_{Inv_0} \cdot (1 + \delta)^n & \text{Si } t = VU_{Inv} \end{cases}$
CM_{T_t} :	$CM_{T_t} = CMP_{SF_t} + CM_{Inv_t}$
$VP(CM_{T_t})$:	$VP(CM_{T_t}) = CM_{T_t} \cdot \gamma_{ft}$
M_T :	$M_T = \sum_t VP(CM_{T_t})$
I_T :	$I_T = M_T + C_{SF_0}$
Δn :	$\Delta n = \begin{cases} 0 & \text{Si } t \neq 13, 25, \dots, L - 11 \\ 1 & \text{Si } t = 13, 25, \dots, L - 11 \end{cases}$
γ_{PSS_t} :	$\gamma_{PSS_t} = \exp(-rc_{PSS} \cdot t)$
CF_t :	Tal que $VPN_{AS_0} = 0$
CF_t :	$CF_t = \begin{cases} CF_{t-1} & \text{Si } \Delta n = 0 \\ CF_{t-1} \cdot (1 + \rho_C) & \text{Si } \Delta n = 1 \end{cases} \quad t \geq 2$
$VP(CF_t)$:	$VP(CF_t) = CF_t \cdot \gamma_{PSS_t}$
CF :	$CF = \sum_t VP(CF_t)$
VPN_{AS_0} :	$VPN_{AS_0} = CF - I_T$

PS_1 :	Tal que $VPN_{ACE_0} = 0$
PS_t :	$PS_t = \begin{cases} PS_{t-1} & \text{Si } \Delta n = 0 \\ PS_{t-1} \cdot (1 + \rho_C) & \text{Si } \Delta n = 1 \end{cases} \quad t \geq 2$
$VP(SP_t)$:	$VP(SP_t) = PS_t \cdot \gamma_{PSS_t}$
PR_t :	$PR_t = \begin{cases} PR_{t-1} & \text{Si } \Delta n = 0 \\ PR_0 - \Delta PR \cdot n & \text{Si } \Delta n = 1 \end{cases} \quad t \geq 1$
GS_{n_t} :	$GS_{n_t} = GS_{n_{Min}} \cdot PR_t$
$GSPS$:	$GSPS = \sum_t VP(SP_t) \cdot GS_{n_t}$
VPN_{ACE_0} :	$VPN_{ACE_0} = GSPS - I_T$

4.7.4. Facturación real de la energía consumida de la red

Calcula la facturación neta real por la energía consumida desde la red, según la fórmula de remuneración de excedentes de la Ecuación (2).

Supuestos:

1. El saldo a favor del Host por la liquidación de los excedentes en un periodo, se acumula para los siguientes sin restricción.

Parámetros:

Variable	Descripción	Unidad
POT_p :	Potencia pico.	[kWp/Panel]
NP :	Número de paneles	[Panel]
PR_t :	Factor de desempeño.	
IRS_h :	Irradiación solar horaria.	[Wh/dia.m ²]
$FDem_h$:	Factor de demanda horaria	[%]
CUV_t :	Costo Variable Unitario de Prestación de Servicio.	[\$/kWh]
Cv_t :	Margen de comercialización.	[\$/kWh]
$PB_{6-18,t}$:	Precio de Bolsa (6:00-18:00)	[\$/kWh]
PEP_t :	Precio de Escasez Ponderado.	[\$/kWh]
Dem_t :	Demanda de energía.	[kWh]

Formulación:

Variable	Descripción	Unidad
h :	Hora del día	[Hora]
$GS_{h,t}$:	Generación solar real horaria.	[kWh]
GS_t :	Generación de energía solar real.	[kWh]
$Dem_{h,t}$:	Demanda de energía horaria.	[kWh]
$Exp_{h,t}$:	Exportación de energía solar horaria.	[kWh]
Exp_t :	Exportación de energía solar total.	[kWh]
$Imp_{h,t}$:	Importación de energía solar horaria.	[kWh]
Imp_t :	Importación de energía solar total.	[kWh]
$Exp1_t$:	Exportación de energía solar Tipo 1.	[kWh]
$Exp2_t$:	Exportación de energía solar Tipo 2.	[kWh]

FACTR _t :	Facturación de la energía real consumida de la red.	[\$]
FACTRN _t :	Facturación neta de la energía real consumida de la red.	[\$]

Variable	Formulación
h:	$0 \leq h \leq 23$
GS _{h,t} :	$GS_{h,t} = \frac{POT_p \cdot IRS_h \cdot PR_t \cdot NP \cdot (12 \text{ Meses} / 360 \text{ Días})}{1000 [W/m^2]}$
GS _t :	$GS_t = \sum_h GS_{h,t}$
Dem _{h,t} :	$Dem_{h,t} = Dem_t \cdot FDem_h$
Exp _{h,t} :	$Exp_{h,t} = \text{MAX}(0, GS_{h,t} - Dem_{h,t})$
Exp _t :	$Exp_t = \sum_h Exp_{h,t}$
Imp _{h,t} :	$Imp_{h,t} = \text{MAX}(0, Dem_{h,t} - GS_{h,t})$
Imp _t :	$Imp_t = \sum_h Imp_{h,t}$
Exp1 _t :	$Exp1_t = \text{MIN}(Exp_t, Imp_t)$
Exp2 _t :	$Exp2_t = Exp_t - Exp1_t$
FACTR _t :	$FACTR_t = Imp_t \cdot CUv_t - Exp1_t \cdot CUv_t + Exp1_t \cdot Cv_t - Exp2_t \cdot \text{Min}(PB_{6-18,t}, PEP_t) + \text{Min}(0, FACTR_{t-1})$
FACTRN _t :	$FACTRN_t = \text{MAX}(0, FACTR_t)$

4.7.5. Facturación real del contrato de financiación con propiedad de terceros

Determina el pago total del Host al PSS en cada periodo de tiempo, a partir de las condiciones en el contrato de financiamiento.

Supuestos:

1. La venta de energía solar es exenta de impuestos.
2. En el AS, el Host paga única y exclusivamente el valor de la cuota de arrendamiento, independiente de la cantidad producida por el SF.
3. En el ACE, el Host paga por cada unidad de energía solar generada por el SF, independiente de si es consumida o no.

Parámetros:

Variable	Descripción	Unidad
CF _t :	Cuota de arrendamiento.	[\$]
PS _t :	Precio unitario de la energía solar.	[\$/kWh]
GS _t :	Generación de energía solar real.	[kWh]

Formulación:

Variable	Descripción	Unidad
FACTS _{AS,t} :	Facturación de la energía real generada por el SF en AS.	[\$]
FACTS _{ACE,t} :	Facturación de la energía real generada por el SF en ACE.	[\$]

Variable	Formulación
$FACTS_{AS,t}$:	$FACTS_{AS,t} = CF_t$
$FACTS_{ACE,t}$:	$FACTS_{ACE,t} = PS_t \cdot GS_t$

4.7.6. Modelo de Opción Call Artificial

Calcula las variables de la Opción Call Artificial, equivalente al contrato de financiación y su ejercicio.

Supuestos:

1. Los impuestos representan mayor costo para el Host.
2. Los servicios de mantenimiento del SF son prestados por el PSS o un tercero diferente.
3. El precio de SF es función de los ahorros esperados por el Host, no de su valor de mercado.

Parámetros:

Variable	Descripción	Unidad
Iva:	Impuesto a las ventas.	[%]
α :	Margen de contribución del PSS.	[%]
rd_{HOST} :	Tasa de descuento discreta del HOST.	[Mensual]
rd_{PSS} :	Tasa de descuento discreta del PSS.	[Mensual]
$FACTS_{AS,t}$:	Facturación de la energía real generada por el SF en AS.	[\$]
$FACTS_{ACE,t}$:	Facturación de la energía real generada por el SF en ACE.	[\$]
$FACTRN_t$:	Facturación de la energía real consumida de la red.	[\$]
$CM_{T,t}$:	Costo total de mantenimiento.	[\$]

Formulación:

Variable	Descripción	Unidad
$CAO_{AS,t}$:	Costo del Host sin ejercer la opción en AS.	[\$]
$CAO_{ACE,t}$:	Costo del Host sin ejercer la opción en ACE.	[\$]
$VO_{AS,t}$:	Ingreso no percibido por el PSS al ejercer la opción en AS.	[\$]
$VO_{ACE,t}$:	Ingreso no percibido por el PSS al ejercer la opción en ACE.	[\$]
$PM_{T,t}$:	Precio total de mantenimiento.	[\$]
CDO_t :	Costo del Host al ejercer la opción.	[\$]
$VFN(CAO_{AS,t})_t$:	Valor futuro neto del costo del Host sin ejercer la opción en AS.	[\$]
$VFN(CAO_{ACE,t})_t$:	Valor futuro neto del costo del Host sin ejercer la opción en ACE.	[\$]
$VPN(VO_{AS,t})_t$:	Valor presente neto de los ingresos no percibidos por el PSS al ejercer la opción en AS.	[\$]
$VPN(VO_{ACE,t})_t$:	Valor presente neto de los ingresos no percibidos por el PSS al ejercer la opción en ACE.	[\$]
$VPN(CDO_t)_t$:	Valor presente neto del costo del Host al ejercer la opción.	[\$]
$S_{AS,t}$:	Stock Price Artificial en AS.	[\$]
$X_{AS,t}$:	Strike Price Artificial en AS.	[\$]

$V_{AS,t}$:	Valor Intrínseco Artificial en AS.	[\$]
m_{AS} :	Instante de ejercicio óptimo en AS.	[\$]
$W_{AS,m}$:	Valor de compra AS.	[\$]
$S_{ACE,t}$:	Stock Price Artificial en ACE.	[\$]
$X_{ACE,t}$:	Strike Price Artificial en ACE.	[\$]
$V_{ACE,t}$:	Valor Intrínseco Artificial en ACE.	[\$]
m_{ACE} :	Instante de ejercicio óptimo en ACE.	[\$]
$W_{ACE,m}$:	Valor de compra en ACE.	[\$]

Variable	Formulación
$CAO_{AS,t}$:	$CAO_{AS,t} = FACTS_{AS,t} + FACTRN_t$
$CAO_{ACE,t}$:	$CAO_{ACE,t} = FACTS_{ACE,t} + FACTRN_t$
$VO_{AS,t}$:	$VO_{AS,t} = FACTS_{AS,t} - CM_{T_t}$
$VO_{ACE,t}$:	$VO_{ACE,t} = FACTS_{ACE,t} - CM_{T_t}$
PM_{T_t} :	$PM_{T_t} = CM_{T_t} \cdot (1 + \alpha) \cdot (1 + Iva)$
CDO_t :	$CDO_t = FACTRN_t + PM_{T_t}$
$VFN(CAO_{AS,t})_t$:	$VFN(CAO_{AS,t})_t = CAO_{AS,t} + \left(VFN(CAO_{AS,t})_{t-1} * (1 + rd_{HOST_\tau}) \right)$
$VFN(CAO_{ACE,t})_t$:	$VFN(CAO_{ACE,t})_t = CAO_{ACE,t} + \left(VFN(CAO_{ACE,t})_{t-1} * (1 + rd_{HOST_\tau}) \right)$
$VPN(VO_{AS,t})_t$:	$VPN(VO_{AS,t})_t = \left(VO_{AS,t+1} + VPN(VO_{AS,t})_{t+1} \right) / (1 + rd_{PSS_\mu})$
$VPN(VO_{ACE,t})_t$:	$VPN(VO_{ACE,t})_t = \left(VO_{ACE,t+1} + VPN(VO_{ACE,t})_{t+1} \right) / (1 + rd_{PSS_\mu})$
$VPN(CDO_t)_t$:	$VPN(CDO_t)_t = \left(CDO_{t+1} + VPN(CDO_t)_{t+1} \right) / (1 + rd_{HOST_\tau})$
$S_{AS,t}$:	$S_{AS,t} = VFN(CAO_{AS,t})_t$
$X_{AS,t}$:	$X_{AS,t} = VPN(VO_{AS,t})_t + VPN(CDO_t)$
$V_{AS,t}$:	$V_{AS,t} = \text{MAX}(S_{AS,t} - X_{AS,t}, 0)$
m_{AS} :	Menor t para el cual $V_{AS,t} \geq 0$
$W_{AS,m}$:	$W_{AS,m} = VPN(VO_{AS,t})_m$
$S_{ACE,t}$:	$S_{ACE,t} = VFN(CAO_{ACE,t})_t$
$X_{ACE,t}$:	$X_{ACE,t} = VPN(VO_{ACE,t})_t + VPN(CDO_t)$
$V_{ACE,t}$:	$V_{ACE,t} = \text{MAX}(S_{ACE,t} - X_{ACE,t}, 0)$
m_{ACE} :	Menor t para el cual $V_{ACE,t} \geq 0$
$W_{ACE,m}$:	$W_{ACE,m} = VPN(VO_{ACE,t})_m$

4.8. FINALIZACIÓN DEL CONTRATO

En el MCO, el contrato finaliza cuando el Host ejerce la opción de compra del SF, o se llega al término del plazo pactado. En el segundo caso se supone: a) Obsolescencia o falla completa del SF; b) El PSS retira el SF sin valor de salvamento; o c) Cualquier generación solar residual no cambia la condición de ejercicio de la opción.

Si el Host vende la vivienda deberá ejercer la opción de compra o transferir la titularidad del contrato al nuevo propietario.

CAPÍTULO 5. CASO DE ESTUDIO

Como caso de estudio se desarrolla el MCO entre un comercializador de energía eléctrica y un usuario regulado residencial en la ciudad de Cali, usando las siguientes estimaciones.

5.1. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA

El Apéndice 2 resume el alcance y las cifras de 4 cotizaciones comerciales para la compra e instalación de un SFR en la ciudad de Cali por compañías de soluciones energéticas en el mes de Mayo de 2018. Los siguientes parámetros se determinan por el común denominador de la muestra.

Tabla No. 12: Características técnicas del SFR.

Concepto		Variable	Valor	Unidad
Tipo			On-grid	
Capacidad		POT _p :	0,265	[kWp]
Vida útil:	Paneles	VU _{SF} :	25	[Años]
	Inversor	VU _{Inv} :	10	[Años]
Factor de desempeño	Inicial	PR ₀ :	90%	
	Final	PR _{VUSF} :	80%	

Fuente: Elaboración propia.

Tabla No. 11: Características comerciales del SFR.

Concepto		Variable	Valor	Unidad
Valor de mercado	Panel	VM _{PS0} :	515.909	[\$/Panel]
	Complemento	VM _{SFC0} :	11.753.606	[\$]
	Inversor	CM _{INV0} :	4.762.500	[\$]
Mantenimiento	Frecuencia		Anual	
	Costo	CMP _{SF0} :	519.000	[\$]

Fuente: Elaboración propia.

5.2. RADIACIÓN SOLAR

Con las estadísticas promedio registradas en el Atlas de Radiación Solar del IDEAM (2018) entre noviembre de 2006 y diciembre de 2014, se determina RS_{min} como 3.98 hp. Dada la variabilidad de esta cifra, se ajustan con @RISK los datos mensuales de la irradiación horaria promedio a una distribución Uniforme (Min, Max) según de la Tabla No. 12.

Tabla No. 12: Irradiación solar diaria promedio por hora en la ciudad de Cali

Hora	Irradiación horaria promedio	Hora	Irradiación horaria promedio	Hora	Irradiación horaria promedio
h	IRS _h [Wh/dia.m ²]	h	IRS _h [Wh/dia.m ²]	h	IRS _h [Wh/dia.m ²]
0-1	Uniforme(0,07;0,42)	8-9	Uniforme(227,31;357,19)	17-18	Uniforme(14,31;75,18)

1-2	Uniforme(0,17;0,52)	9-10	Uniforme(416,38;549,22)	18-19	Uniforme(-0,20;2,50)
2-3	Uniforme(0,16;0,63)	10-11	Uniforme(566,53;688,37)	19-20	Uniforme(-0,11;0,11)
3-4	Uniforme(0,27;0,62)	11-12	Uniforme(607,38;736,32)	20-21	Uniforme(-0,018;0,21)
4-5	Uniforme(0,26;0,73)	12-1	Uniforme(590,88;689,91)	21-22	Uniforme(-0,018;0,21)
5-6	Uniforme(0,42;1,37)	13-14	Uniforme(500,78;625,82)	22-23	Uniforme(0,09;0,20)
6-7	Uniforme(13,76;46,73)	14-15	Uniforme(356,85;481,05)	23-0	Uniforme(0,08;0,31)
7-8	Uniforme(90,54;164,05)	15-16	Uniforme(235,17;348,63)	20-21	Uniforme(-0,02;0,21)

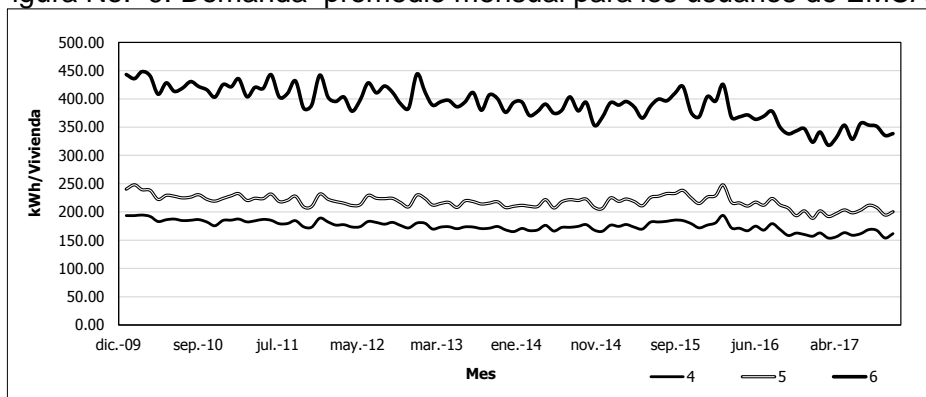
Fuente: Elaboración propia con base en IDEAM (2018)

5.3. DEMANDA DE ENERGÍA

5.3.1. Demanda nominal y real

La Figura No. 9 corresponde a las estadísticas de consumo de energía promedio mensual por vivienda desde el 2010 al 2017 de los usuarios residenciales de EMCALI. De acuerdo con UPME (2015b), la estimación econométrica de la elasticidad precio de la demanda, muestra inelasticidad en todos los estratos, con tendencia en el largo plazo a incrementarse pero lejos de alcanzar la elasticidad. Bajo el supuesto de este patrón, se determina la demanda nominal como el promedio de los registros disponibles del último año, y la demanda real como una variable aleatoria determinada con @RISK y ajustada con una tasa de crecimiento mensual, según Tabla No. 13 (Sistema Único de Información, 2018).

Figura No. 9: Demanda promedio mensual para los usuarios de EMCALI



Fuente: Elaboración propia

Tabla No. 13: Demanda de energía mensual

Estrato	Variable	4	5	6	Unidad
Demanda de energía nominal.	Dem _n :	160,39	200,07	339,86	[kWh/Mes]
Demanda de energía	Dem _t :	Uniforme (152,44; 170,09)	Uniforme (186,57; 213,90)	Uniforme (314,47; 360,12)	[kWh/Mes]

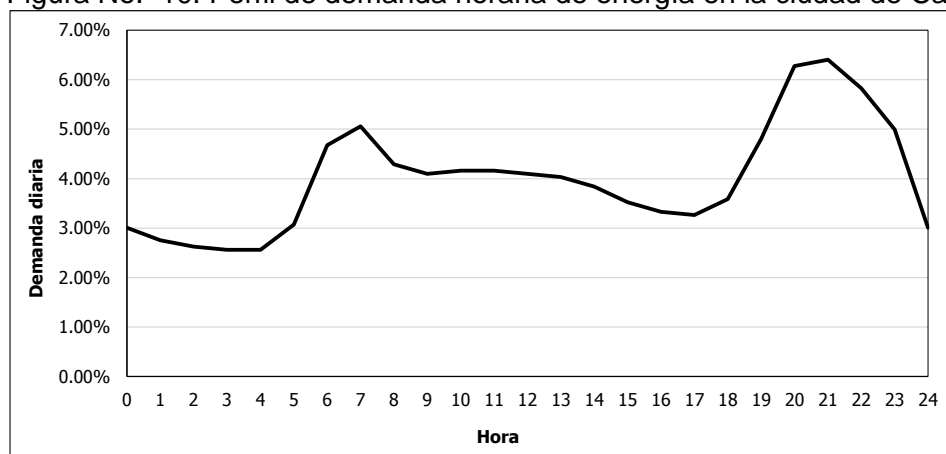
Tasa de decrecimiento.	W:	-0,12%	-0,12%	-0,12%	
------------------------	----	--------	--------	--------	--

Fuente: Elaboración propia.

5.3.2. Perfil de demanda horaria

De Gómez & Navas (2016) se aproximan los factores de demanda como porcentajes del consumo de energía por cada hora en la ciudad de Cali. La Figura No. 10 ilustra esta estimación. Se observan picos de demanda entre las 5:00 am - 8:00 am y 6:00 pm – 12:00 am, periodos durante los cuales es probable la insuficiencia en generación solar y se requieren importaciones de energía desde la red.

Figura No. 10: Perfil de demanda horaria de energía en la ciudad de Cali



Fuente: Elaboración propia con base en Gómez & Navas (2016)

5.4. PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Para representar la incertidumbre de los precios de la energía eléctrica en Colombia, Muñoz et al. (2017) citan los modelos autorregresivos de media móvil y heterocedasticidad como los de mayor ajuste, razón por la cual se aceptan las siguientes proyecciones.

5.4.1. Proyección del CVUPS

Se usan los registros entre el 2013 y 2018 de los componentes tarifarios de la Ecuación (1) publicados por EMCALI, para hacer proyecciones de series de tiempo del CU_{v_t} y Cv_t , en el estrato 4 (Sistema Único de Información, 2018). Para los estratos 5 y 6, se ajusta esta estimación con el factor de contribución de la Tabla No. 1.

Usando @RISK, el mejor ajuste por Criterio de Información de Akaike (AIC), se logra con las siguientes funciones.

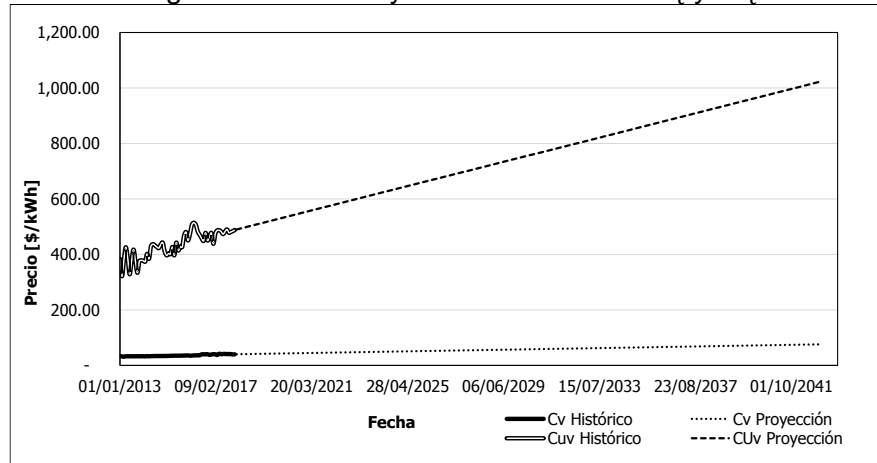
Tabla No. 14: Series de tiempo para CU_v y Cv_t

Concepto	Variable	Proceso	AIC	Parámetros	Unidad
CVUPS	CU_{v_t} :	ARCH1:Heteroscedasticidad condicional autorregresiva	541,34	μ : 1,765 ω :369,03 a_1 :0,40814 Y_0 :4,1009	[\$/kWh]
Margen de comercialización	Cv_t :	MA1:Promedio móvil de primer orden	155,45	μ : 0,1194 σ : 0,90675 b_1 : -0,55146 ε_0 : -0,69261	[\$/kWh]

Fuente: Elaboración propia

La Figura No. 11 presenta la proyección media para el CU_{v_t} y Cv_t , cuyas tasas de crecimiento anual del 2,98% y 2,58% respectivamente, son coherentes con las variaciones anuales del índice de precios al consumidor del 3,13% base 2008 (DANE, 2018a) y del índice de precios del productor del 4,25% base 2014 (DANE, 2018b).

Figura No. 11: Proyección media de CU_{v_t} y Cv_t



Fuente: Elaboración propia.

5.4.2. Proyección del PB y del PEP

Se proyecta el PB horario de liquidación de los excedentes a partir de:

1. El promedio mensual del PB histórico registrado desde el 2008 durante las 6:00 am y 6:00 pm, franja horaria en la cual existe mayor probabilidad de exportaciones.
2. El PE promedio mensual, dado que PEP empezó a calcularse sólo a partir de Diciembre del 2017. Esta igualdad es un escenario extremo, ya que si la estructura del parque eléctrico del país continúa similar en el largo plazo, el PEM estará típicamente por encima del PE. Ejemplo, para Abril del 2018, el PB fue de \$404,59/kWh (Derivex, 2018) mientras el PEM fue de \$579,84kWh (XM, 2018b).

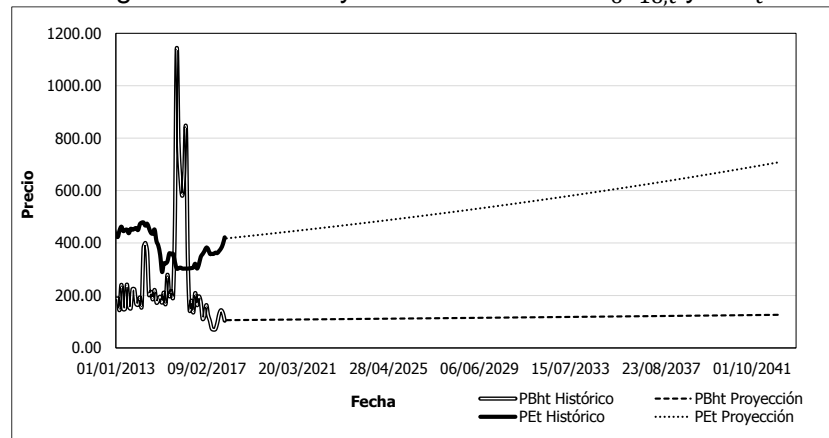
Usando @RISK y la transformación logarítmica de los datos, el mejor ajuste por el Criterio de Información de Akaike (AIC), se logra con las funciones de la Tabla No. 15. Las proyecciones promedio se ilustran en la Figura No. 12.

Tabla No. 15: Series de tiempo para $PB_{6-18,t}$ y PEP_t

Concepto	Variable	Proceso	AIC	Parámetros	Unidad
Precio de Bolsa (6:00-18:00)	$PB_{6-18,t}$:	MA1:Promedio móvil de primer orden	57,74	μ : 0,00058511 σ : 0,30822 $b1$: -0,070708 $\epsilon 0$: -0,25273	[\$/kWh]
Precio de Escasez Ponderado	PEP_t :	MA1:Promedio móvil de primer orden	-223,33	μ : 0,0017616 σ : 0,074861 $b1$: -0,15914 $\epsilon 0$: 0,06967	[\$/kWh]

Fuente: Elaboración propia

Figura No. 12: Proyección media de $PB_{6-18,t}$ y PEP_t



Fuente: Elaboración propia.

5.5. CONDICIONES DE MERCADO

Las siguientes definiciones tributarias y parámetros de mercado se suponen estables en el largo plazo.

Tabla No. 16: Condiciones de mercado en Colombia

Concepto	Variable	Valor	Unidad
Tasa de interés libre de riesgo: La que otorga los Títulos de Tesorería (TES) del Gobierno a 10 años el 4 de Mayo de 2018 (BANREP, 2018a)	rd_f :	6,71%	[Anual]
Inflación: Proyección promedio de analistas locales y externos para el 2019 (BANREP, 2018b).	δ :	3,22%	[Anual]
Impuesto de renta: Tarifa general de impuesto sobre la renta y complementarios sin sobretasas ni renta presuntiva (Ley 1819, 2017).	Ren:	33%	

IVA: El que aplica sobre la venta de bienes corporales y la prestación de servicios en el territorio nacional, o desde el exterior, con excepción de los expresamente excluidos, como la venta o importación de energía eléctrica (Ley 1819, 2017).	Iva:	19%	
Gravamen arancelario: El definido para la partida 8541.40.10.00 - Células fotovoltaicas, aunque estén ensambladas en módulos o paneles (Decreto 1563, 2017). Los paneles solares son de importación.	Ara:	0%	

Fuente: Elaboración propia

5.6. BENEFICIOS TRIBUTARIOS

De acuerdo a lo especificado en la Figura No. 2, se resumen los incentivos que reconoce PSS cuando todos trámites legales son satisfechos.

Tabla No. 17: Incentivos tributarios

Concepto		Variable	Valor	Unidad
Impuesto de renta	Tasa de deducción	B_{Ren} :	50%	
	Máximo periodo	PMB_{Ren} :	5	[Años]
Depreciación acelerada	Tasa de depreciación	B_{Dep} :	20%	[Anual]
	Máximo plazo	PMB_{Dep} :	5	[Años]

Fuente: Elaboración propia.

5.7. CARACTERÍSTICAS FINANCIERAS DEL PSS

5.7.1. Margen de contribución

El Apéndice 3 presenta los Estados de resultado integral resumidos para tres empresas principales de servicios públicos domiciliarios en el país. Con esta información se estima el margen de contribución promedio (relación entre la utilidad y costos operativos) para los servicios de comercialización de energía eléctrica en $\alpha = 44\%$.

5.7.2. Tasa de descuento

Se determinan los valores Tabla No. 18 para el costo de capital promedio ponderado del PSS en negocios relacionados con comercialización de energía desde FNCER.

Tabla No. 18: Costo de capital promedio ponderado del PSS

Concepto	rd_{PSS}	Valor	Unidad
El estimado por Marín & Duque (2017) a partir de su propuesta metodológica para proyectos de generación de energía renovable y convencional en Colombia.	Mínimo	8,08%	[Anual]

El determinado por la metodología de la Resolución 093 de 2008 y estimado por la Resolución 016 de 2018 como tasa de retorno a aplicar en la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica a partir del 2019.	Medio	11,8%	[Anual]
El estimado por Ondraczek et al. (2015) como el promedio de 160 países para proyectos de generación de electricidad fotovoltaica.	Máximo	12,8%	[Anual]

Fuente: Elaboración propia

5.7.3. Prima de los contratos

De acuerdo a Rai & Sigrin (2012), Davidson et al. (2015) y Hausman (2016), las tarifas en los contratos de financiación con propiedad de terceros en Estados Unidos se ajustan anualmente a tasas entre el 1% y 3.9% relacionadas con la inflación. Con esto, se aproxima la prima de ajuste del contrato a $\rho = 2\%$.

5.8. CARACTERÍSTICAS FINANCIERAS DEL HOST

5.8.1. Tasa de descuento

De Rai & Sigrin (2012), y con el supuesto de que el propietario de la vivienda corresponde a los estratos de mayor capacidad adquisitiva, se entiende que éstos tienen disponibilidades de capital para inversión u opciones de financiación alternativas. De aquí que su costo de capital considere el rendimiento promedio de las inversiones accesibles en el mercado, y el costo de la deuda al adquirir el SF en el esquema de Autofinanciación tradicional descrito en la Figura No. 3 (Richter, 2008). Se determinan así los valores representativos de la Tabla No. 19 para un individuo con acceso al mercado bancario en Colombia.

Tabla No. 19: Costo de capital promedio ponderado del Host

Concepto	rd_{HOST}	Valor	Unidad
Tasa de interés promedio ponderado de los Certificados de Depósito a Término 90 días de los diferentes bancos, corporaciones y compañías de financiamiento comercial el 20 de Mayo de 2018 (BANREP, 2018c).	Mínimo	4,50%	[Anual]
Promedio entre el valor mínimo y máximo.	Promedio	7,95%	[Anual]
Tasa de colocación promedio ponderado de los créditos de construcción o remodelación de vivienda diferente a Vivienda de Interés Social de los diferentes bancos y cooperativas financieras en el mes de Abril de 2018 (BANREP, 2018d).	Máximo	11,39%	[Anual]

Fuente: Elaboración propia

5.2. APLICACIÓN

La estructura de la sección 4.7 se construye en MICROSOFT EXCEL, y se emplea @RISK para la ejecución de las simulaciones.

5.2.1. Escenarios

Se definen 486 escenarios que resultan de la combinación de las siguientes variables.

Tabla No. 20: Variables de sensibilidad

Descripción	Variable	Valor
Estrato	EST:	4;5;6
Tasa de decrecimiento.	KDem _n :	50%;60%;70%;80%, 90%;110%;120%;130%
Capacidad relativa a la demanda de energía nominal.	w:	0% -0,12%
Tasa de descuento discreta del PSS.	rd _{PSS} :	8,08%;11,80%;12,80%
Tasa de descuento discreta del HOST	rd _{HOST} :	4,50%;7,95%;11,39%

Fuente: Elaboración propia

Para cada escenario se ejecutan 1000 simulaciones, encontrando consistencia en los resultados a partir de las 500 realizaciones. Un extracto de las estadísticas indicadas en la Figura No. 8 se presenta en el Apéndice 4.

5.2.2. Resultados

5.2.2.1. Factibilidad.

Un escenario es factible, siempre que $CF_1 \leq CU_{V_0} \cdot Dem_0$ en el AS y $PS_1 \leq CU_{V_0}$ en el ACE. De otra manera, el Host no encuentra motivación en el contrato por su función de costos. El número de escenarios que cumplen esta condición se resume en las Tablas No. 21 y 22.

- El contrato de AS es menos sensible a la capacidad del SFR que el contrato ACE. En el segundo, el número de escenarios factibles aumenta en la medida que lo hace KDem_n, ya que el PSS logra mayor cobertura en el riesgo de sus ingresos por el pago de toda la energía generada desde el SF, independiente del consumo real del Host.
- El AS no es factible en las condiciones de un usuario estrato 4. El PSS no alcanza una CF_1 inferior al costo actual en energía eléctrica del Host y garantizar al mismo tiempo su rentabilidad mínima esperada.
- La factibilidad del ACE aumenta, incluso para un usuario estrato 4, en la medida que se sobredimensiona el SF. No obstante, esta capacidad adicional no mejora el costo esperado futuro del Host, ya que no realiza los saldos a su favor por la venta de excedentes de energía.

Tabla No. 21: Escenarios factibles por capacidad del SFR con incentivos tributarios

EST	Escenarios AS						Escenarios ACE					
	4		5		6		4		5		6	
KDem _n	No	Si	No	Si	No	Si	No	Si	No	Si	No	Si
50%	18	0	6	12	0	18	18	0	18	0	18	0
60%	18	0	6	12	0	18	18	0	18	0	12	6
70%	18	0	6	12	0	18	18	0	18	0	6	12
80%	18	0	12	6	0	18	18	0	18	0	0	18
90%	18	0	12	6	0	18	18	0	12	6	0	18
100%	18	0	12	6	0	18	18	0	12	6	0	18
110%	18	0	12	6	0	18	18	0	12	6	0	18
120%	18	0	12	6	0	18	18	0	6	12	0	18
130%	18	0	12	6	0	18	12	6	0	18	0	18

Fuente: Elaboración propia

Tabla No. 22: Escenarios factibles por capacidad del SFR sin incentivos tributarios

EST	Escenarios AS						Escenarios ACE					
	4		5		6		4		5		6	
KDem _n	No	Si	No	Si	No	Si	No	Si	No	Si	No	Si
50%	18	0	12	6	0	18	18	0	18	0	18	0
60%	18	0	12	6	0	18	18	0	18	0	12	6
70%	18	0	12	6	0	18	18	0	18	0	12	6
80%	18	0	12	6	0	18	18	0	18	0	12	6
90%	18	0	12	6	0	18	18	0	18	0	6	12
100%	18	0	12	6	0	18	18	0	12	6	0	18
110%	18	0	12	6	0	18	18	0	12	6	0	18
120%	18	0	12	6	0	18	18	0	12	6	0	18
130%	18	0	12	6	0	18	18	0	12	6	0	18

Fuente: Elaboración propia

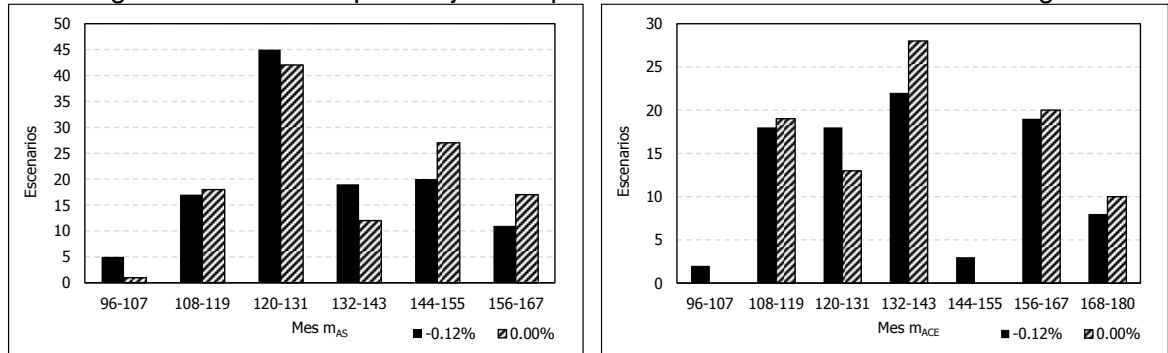
- Si el PSS no realiza los escudos fiscales en el impuesto de renta y depreciación acelerada, los contratos de AS y ACE son completamente inviables para un usuario estrato 4, y hacerlos factibles requiere de SF con capacidades superiores al 80% de la demanda nominal para los estratos 5 y 6. Esto corrobora la necesidad de los incentivos para impactar el costo neto y lograr condiciones de financiación favorables para el Host.

5.2.2.2. Instante de ejercicio óptimo.

Las Figuras No. 13, 14 y 15 ilustran los resultados obtenidos. Considerando que el costo neto del SFR descuenta los incentivos tributarios:

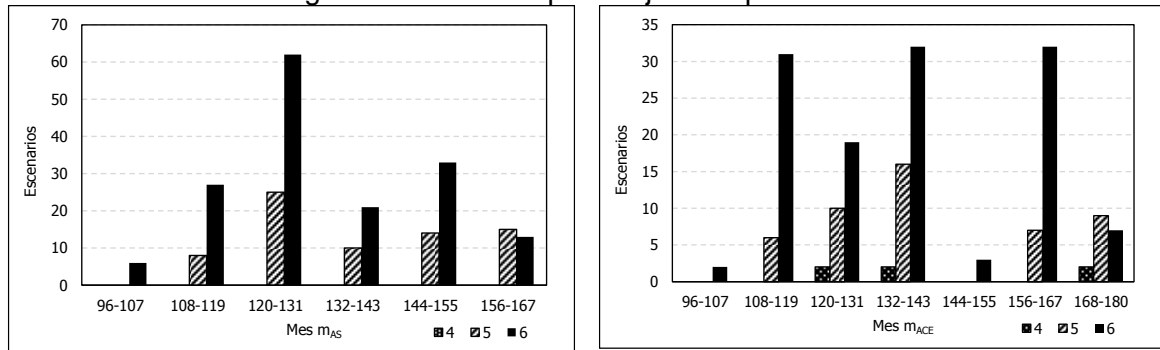
- La posible elasticidad precio de la demanda de energía no muestra un efecto contundente sobre el tiempo óptimo de compra del SF. Esto es razonable, ya que el costo incurrido por el Host $CAO_{AS,t}$ o $CAO_{ACE,t}$ depende principalmente de las condiciones del contrato de AS o ACE según el cual pagará por la energía solar, sea consumida o no.

Figura No. 13: Tiempo de ejercicio por tendencia de la demanda de energía



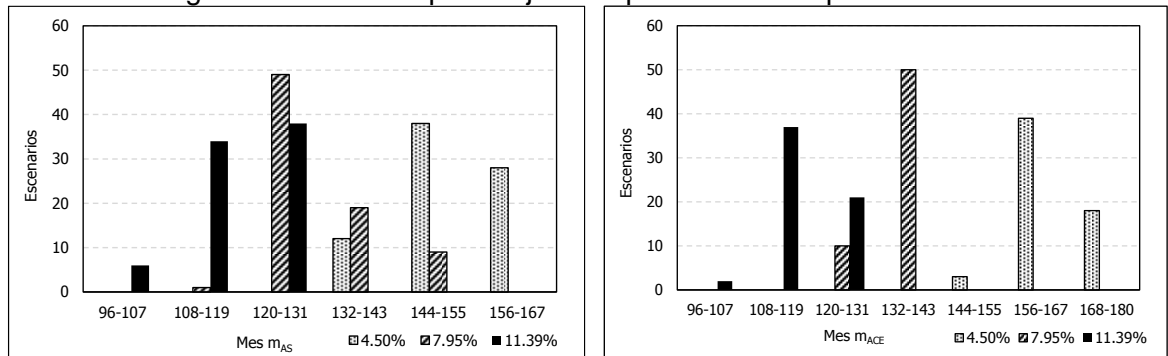
Fuente: Elaboración propia

Figura No. 14: Tiempo de ejercicio por estrato



Fuente: Elaboración propia

Figura No. 15: Tiempo de ejercicio por costo de capital del Host.



Fuente: Elaboración propia

- Sin ajuste de tendencia en la demanda de energía, para ambos tipos de contrato el tiempo óptimo de ejercicio se estima entre los años 8 y 14, de los 25 considerados como duración. En el AS la mayor concentración de escenarios se da entre los años 10 y 11, y en el ACE entre los años 11 y 12. Estos números son próximos al periodo de reemplazo

del inversor VU_{INV} , con lo que se evidencia la necesidad del Host por aplazar la compra del SF cuando la mayor parte de los costos son absorbidos por el PSS por menor valor.

- El cambio sustancial en el tiempo de ejercicio se da por efecto de la tasa de descuento rd_{HOST} . En la medida que el costo de capital del Host aumenta, cobran mayor importancia los ahorros en la facturación al no pagar por la energía solar, acelerando la necesidad de compra del SF.

5.2.2.3. Precio de compra.

En general, el precio de compra en el contrato de ACE es mayor que en el AS. La diferencia varía desde el promedio de 11.9% para la tasa rd_{PSS} mínima, hasta el 42.1% para la máxima. En definitiva, en los ACE el PSS asume y gestiona todos los riesgos técnicos, de manera que su expectativa de ingresos debe ser en coherencia mayor.

Tabla No. 23: Precio de compra por rentabilidad requerida del PSS

KDem _n	W _{AS,n} [\$ Miles]			W _{ACE,n} [\$ Miles]		
	rd _{PSS}			rd _{PSS}		
	8,08%	11,80%	12,80%	8,08%	11,80%	12,80%
50%	12.306	15.806	15.814			
60%	12.756	16.829	17.455	14.599	-	-
70%	12.871	17.072	18.424	14.860	23.926	-
80%	13.124	17.905	18.875	15.047	24.206	26.869
90%	13.301	18.114	19.125	14.758	24.592	27.255
100%	13.534	18.301	19.377	14.947	25.070	27.792
110%	13.699	18.804	19.963	15.210	25.842	28.654
120%	13.976	19.078	20.257	15.469	25.094	29.061
130%	14.255	19.374	20.541	15.280	25.459	28.264

Fuente: Elaboración propia

6. CONCLUSIONES

Aunque lejos del avance logrado por otros países, Colombia ha iniciado el proceso de conversión de su parque eléctrico con la inclusión de las FNCER. En lo que respecta a la autogeneración residencial, la normativa aplicable para los AGPE aún se encuentra en proceso de maduración. Si bien los incentivos a la inversión se han especificado con claridad: a) beneficios tributarios, y b) remuneración de excedentes entregados a la red, no lo ha sido aún para requerimientos técnicos y operativos, como el mecanismo de acumulación de saldos a favor del AGPE por sus exportaciones de energía.

No obstante, el progreso de dichas normativas ha dejado sobre la mesa para los agentes del sector, la necesidad de evaluar nuevas opciones de negocio para la demanda de energía regulada. De ahí que los mecanismos de financiación de SFR con propiedad de terceros se revisen como una oportunidad de mercado.

El MCO desarrollado en esta investigación trata con el diseño y la evaluación de los contratos de AS y ACE a partir de la equivalencia del contrato entre el Host y el PSS con una opción Call Americana. Mientras que las condiciones comerciales del contrato se definen de forma que, el PSS garantiza su rentabilidad mínima esperada mientras traslada los escudos fiscales en el costo del sistema al Host, éste último ejerce la opción de compra en el instante más pronto posible en el que el precio disminuye, pero aún puede realizar los ahorros en la facturación neta de energía al poseer la propiedad del sistema.

La aplicación del MCO al contrato prototipo entre un comercializador de energía eléctrica y un usuario regulado residencial en la ciudad de Cali, incluye variables de incertidumbre relativas a los precios de mercado de energía, la demanda de energía por vivienda y la generación solar. La solución es hallada empleando SMC, con la cual se realizan además análisis de sensibilidad a parámetros como el estrato del usuario, la capacidad del SFR, y las tasas de descuento del PSS y el Host.

Del caso de estudio, las principales conclusiones sobre la aplicabilidad del MCO de financiación con propiedad de terceros, ya sea en AS o ACE, indican que este tipo de contrato es factible para los estratos 5 y 6, y su viabilidad depende de la oportunidad del PSS en realizar los incentivos fiscales y de sistemas con capacidades cercanas o superiores a la demanda promedio del Host. No se encuentra argumento que posibilite la aplicación de este tipo de financiamiento para usuarios estrato 4.

Respecto al instante de ejercicio de la opción de compra, este se aproxima al periodo de reemplazo del equipo inversor con mayor frecuencia entre los 10 y 12 años, pero se acelera en la medida que el costo del capital del Host incrementa. El precio de compra por su parte, es en general mayor en el ACE dadas las mismas condiciones que en el AS. Estos resultados evidencian: 1) la intención del Host de asumir la propiedad del SFR cuando el

PSS ha cubierto el costo neto y la mayor parte del costo de mantenimiento, disminuyendo el precio de compra; y 2) el mayor riesgo del PSS en el contrato ACE, por efecto de la variabilidad de sus ingresos y de la necesidad de compensarla a través de mayor capacidad en el SF.

Con lo anterior se ejemplifica la utilidad del MOC para diseñar y evaluar esquemas de financiamiento por parte de compañías de soluciones energéticas o empresas comercializadoras de energía a usuarios regulados, atendiendo los nuevos requerimientos en el mercado de energía renovable en el país. Otros esquemas de financiación pueden ser analizados en el futuro sobre ajustes en la normativa; por ejemplo, el posible derecho del PSS a reclamar los beneficios de los excedentes de sus Host y negociarlos directamente con un comercializador o generador a un precio pactado libremente.

Por último, merece resaltar la relevancia de los avances normativos sobre las FNCER como impulso al desarrollo de mercados privados y de estrategias de financiación que apoyen la política del país en la materia.

APÉNDICE 1

Características de los mecanismos o programas de financiación de SFR comunes en Estados Unidos (Speer, 2012; Hausman, 2016).

Tabla No. 24: Mecanismos de financiación de SFR

Concepto	Mecanismo de financiación						
	Efectivo	HEL, HELOC, COMR	AS	ACE	Péstamos en servicios públicos	Programa de crédito mejorado	PACE
Propiedad del sistema	Propietario de la vivienda		Tercero		Propietario residencia		
Proveedor del financiamiento	N/A	Institución financiera	Tercero		Gobierno e institución financiera		
Importe de la financiación	N/A	Variable, de acuerdo a calificación crediticia del propietario de la vivienda.	Total		Variable de acuerdo al programa		
Costos de la financiación	N/A	Variables, de acuerdo a calificación crediticia del propietario de la vivienda.	Implícitos		Variables de acuerdo al programa		
Pagos	N/A	Estables	Estables o variables		Estables		Variables
Prepagos	N/a	Si, con penalidades	Variable de acuerdo al contrato		Si, de acuerdo al programa		No
Plazo del contrato	N/A	5-30 Años	15-20 años		Variable de acuerdo al programa		
Colateral	N/A	Vivienda	Sistema		Sistema		Impuestos
Garantía de uso de los beneficios tributarios	No	No	Si		No		
Deducibilidad de impuestos	No	Si	No		Si		No
Transferencia de contrato	N/A	No	Si		Variable de acuerdo al programa		
Riesgo operativo	Propietario de la vivienda		Tercero		Propietario de la vivienda		
Garantía de producción	N/A	Si	Si		No		

Fuente: Elaboración propia.

APÉNDICE 2

Detalle de cotizaciones para la compra e instalación de un SFR en la ciudad de Cali, por parte de seis compañías de soluciones energéticas.

Tabla No. 25: Cotizaciones para la instalación de un SFR

Concepto		PROVEEDOR 1			PROVEEDOR 2		
Tipo	On-grid	Cant	Subtotal	On-grid	Cant	Subtotal	
Capacidad	0.280kWp			0.265kWp			
Area	20 m2			20 m2			
Componentes	Panel	Panel solar monocristalino de 280Wp JinkoSolar.	10	4.750.000	Panel solar policristalino de 265Wp ET Solar.	10	17.349.644
	Inversor	Inversor 55V 500W APS, modem de comunicación.	1	5.075.000	Microinversor 48V Enphase, sistema de monitoreo.	10	
	Contador	Contador birideccional 110Vac.	1	598.000	Medidor Iskra.	1	
	Cables y otros	Elemento de fijación y anclaje, cables, terminales y accesorios.	1	6.585.000	Cableado y accesorios.	1	
	Instalación	Costo de diseño, logística e instalación sistema.	1	2.618.000	Instalación y transporte.	1	
	Total			19.626.000			
Pago	50% anticipo - 50% contra entrega			50% anticipo - 20% instalación - 30% contra entrega			
Garantía	Paneles	10 años			10 años		
	Inversor	5 años			10 años		
Vida útil	Paneles	25 años			25 años		
	Inversor	10 años			25 años		
Factor de desempeño	Inicial	90,00%			97,50%		
	Final	80,00%			81,90%		
Tiempo de entrega	15 Días			2 Días			
Mantenimiento preventivo	Anual		1	850.000	Anual	1	486.000

Concepto		PROVEEDOR 3			PROVEEDOR 4			
Tipo	On-grid	Cant	Subtotal	On-grid	Cant	Subtotal		
Capacidad	0.265kWp			0.280kWp				
Area	16m2			20 m2				
Componentes	Panel	Panel solar policristalino 265Wp JinkoSolar.	8	15.685.000	Paneles solar policristalino 280W Talesun	12	6.600.000	
	Inversor	Inversor 2.0 kW Fronius Galvo, sistema de monitoreo.	1		Inversor de 4200W/120/220VAC	1	4.450.000	
	Contador				Contador	1	500.000	
	Cables y otros	Cable solar 6mm, terminal hembra simple MC4, terminal macho simple MC4.	1		Elemento de fijación, kit de cableo y conectores	1	2.900.000	
	Instalación	Instalación	1		1.803.782	Instalación	1	800.000
	Total				17.488.782			15.250.000
Pago	60% anticipo - 40% contra entrega o crédito 72 meses			75% anticipo - 25% contra entrega				
Garantía	Paneles	25 años			25 años			
	Inversor	5 años			5 años			
Vida útil	Paneles	25 años			25 años			
	Inversor	5 años			10 años			
Factor de desempeño	Inicial	90,00%			97,50%			
	Final	80,70%			80,70%			
Tiempo de entrega	5 Días			2- 4 Días				
Mantenimiento preventivo	Semestral		2	120.000	Semestral	2	250.000	

Fuente: Elaboración propia.

APÉNDICE 3

Estados de resultado integral resumidos para las principales empresas de servicios públicos domiciliarios en Colombia (Ernst & Young Audit S.A.S, 2018; EMCALI, 2018; Deloitte & Touche Ltda, 2018).

Tabla No. 26: Estado de resultados de principales comercializadoras de energía

Resumen	Millones de pesos					
	EMCALI (*)		EPM (**)		CODENSA (***)	
Estado de resultado integral	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Ingresos operacionales	1.880.371	1.798.598	7.097.643	7.000.077	4.556.608	4.189.695
Servicio de energía	1.148.281	1.127.907	5.572.574	5.367.415	3.749.579	3.440.663
Costos operacionales	1.527.253	1.478.659	3.970.570	5.316.727	2.577.173	2.401.953
Servicio de energía	1.000.150	956.433	3.268.994	3.712.381	2.342.441	2.198.109
Resultado antes de impuestos	49.372	98.552	2.671.396	2.236.340	1.051.498	953.467
Impuestos	58.313	2.151	483.207	401.548	428.012	410.588
Otro resultado integral	82.425	42.170	549.052	194.267	5.626	23.563
Resultado integral total	73.484	138.571	2.737.241	2.029.059	629.112	519.316
Margen de contribución	15%	18%	70%	45%	60%	57%

* Empresas Municipales de Cali EMCALI EICE E.S.P.

** Codensa S.A. E.S.P

*** Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

Fuente: Elaboración propia

APENDICE 4

Extracto de los resultados de los escenarios simulados para el MOC en el caso de estudio.

Figura No. 16: Escenarios de simulación con beneficios tributarios

Sim	EST	ω	KDem _n	rd _{PS₁}	rd _{HO_{ST}}	AS						ACE								
						CF ₁	CUV ₀ , Dem ₀	m _{AS}			W _{AS,m}			PS ₁	CUV _t	m _{ACE}			W _{ACE,m}	
								Media	Desviación	Var 90%	Media	Var 90%	Media			Desviación	Var 90%	Media	Var 90%	
1	4	0%	50%	8,08%	4,50%	80.860	78.890	158	6	165	11.807.602	12.140.271	1.492	489	160	5	167	15.616.234	16.495.721	
2	4	0%	50%	8,08%	7,95%	80.860	78.890	133	5	140	11.936.349	12.233.872	1.492	489	131	5	137	13.243.419	13.963.652	
3	4	0%	50%	8,08%	11,39%	80.860	78.890	120	2	120	11.091.743	12.186.620	1.492	489	115	4	120	5.533.464	10.853.858	
4	4	0%	50%	11,80%	4,50%	114.617	78.890	148	5	155	16.189.929	16.481.133	2.098	489	158	4	164	25.450.376	26.676.117	
5	4	0%	50%	11,80%	7,95%	114.617	78.890	125	4	131	15.960.630	16.103.177	2.098	489	129	4	134	21.612.846	22.635.050	
6	4	0%	50%	11,80%	11,39%	114.617	78.890	114	4	119	10.089.000	9.965.754	2.098	489	111	4	116	11.495.161	12.295.229	
7	4	0%	50%	12,80%	4,50%	124.499	78.890	145	5	151	17.177.760	17.482.569	2.275	489	158	4	163	28.326.006	29.649.200	
8	4	0%	50%	12,80%	7,95%	124.499	78.890	123	3	128	16.874.859	16.993.761	2.275	489	129	4	133	24.052.201	25.173.833	
9	4	0%	50%	12,80%	11,39%	124.499	78.890	111	4	116	10.596.024	10.851.141	2.275	489	110	3	115	13.432.673	14.244.685	
10	4	0%	60%	8,08%	4,50%	81.871	78.890	160	4	166	11.998.568	12.374.781	1.007	489	162	4	168	15.775.887	16.616.801	
11	4	0%	60%	8,08%	7,95%	81.871	78.890	136	4	142	12.173.923	12.474.830	1.007	489	133	4	138	13.533.366	14.248.279	
451	6	-0,12%	100%	8,08%	4,50%	89.962	197.791	163	2	165	13.639.675	13.836.823	302	587	166	1	168	17.741.293	18.622.376	
452	6	-0,12%	100%	8,08%	7,95%	89.962	197.791	141	2	143	13.844.702	14.012.884	302	587	136	1	138	15.589.444	16.327.987	
453	6	-0,12%	100%	8,08%	11,39%	89.962	197.791	121	1	123	14.282.962	14.367.347	302	587	120	0	120	12.852.352	13.457.019	
454	6	-0,12%	100%	11,80%	4,50%	127.519	197.791	148	1	149	18.719.634	18.795.366	424	587	162	1	163	28.753.976	29.919.784	
455	6	-0,12%	100%	11,80%	7,95%	127.519	197.791	127	1	128	18.291.092	18.367.896	424	587	132	1	133	25.150.639	26.186.257	
456	6	-0,12%	100%	11,80%	11,39%	127.519	197.791	120	1	120	16.621.281	18.565.235	424	587	116	1	117	13.680.761	14.562.340	
457	6	-0,12%	100%	12,80%	4,50%	138.514	197.791	144	1	145	19.977.768	20.053.834	460	587	162	1	163	31.997.712	33.289.369	
458	6	-0,12%	100%	12,80%	7,95%	138.514	197.791	123	1	124	19.427.658	19.487.928	460	587	132	1	132	27.828.654	28.965.675	
459	6	-0,12%	100%	12,80%	11,39%	138.514	197.791	116	1	117	12.658.882	12.821.913	460	587	114	1	115	16.035.946	16.989.010	
460	6	-0,12%	110%	8,08%	4,50%	91.984	197.791	164	1	165	14.020.903	14.216.095	261	587	167	1	168	18.414.068	19.117.110	
461	6	-0,12%	110%	8,08%	7,95%	91.984	197.791	142	1	143	14.263.609	14.425.459	261	587	137	1	138	16.031.388	16.799.389	
462	6	-0,12%	110%	8,08%	11,39%	91.984	197.791	123	1	124	14.701.244	14.795.431	261	587	120	0	120	13.294.921	13.892.308	
463	6	-0,12%	110%	11,80%	4,50%	130.386	197.791	149	1	150	19.244.345	19.348.106	367	587	163	1	164	29.503.190	30.705.509	
464	6	-0,12%	110%	11,80%	7,95%	130.386	197.791	128	1	129	18.809.759	18.876.530	367	587	133	1	134	25.851.842	26.880.958	
465	6	-0,12%	110%	11,80%	11,39%	130.386	197.791	120	0	120	18.417.959	19.112.359	367	587	116	1	117	14.211.310	15.126.129	
466	6	-0,12%	110%	12,80%	4,50%	141.628	197.791	144	1	145	20.588.290	20.625.226	398	587	162	1	163	32.822.465	34.147.752	
467	6	-0,12%	110%	12,80%	7,95%	141.628	197.791	123	1	124	19.968.142	20.016.795	398	587	132	1	133	28.668.372	29.798.274	
468	6	-0,12%	110%	12,80%	11,39%	141.628	197.791	117	1	117	13.150.834	13.290.382	398	587	115	1	116	16.622.303	17.601.312	
469	6	-0,12%	120%	8,08%	4,50%	92.996	197.791	164	1	165	14.244.735	14.447.945	245	587	167	1	168	18.687.765	19.399.052	
470	6	-0,12%	120%	8,08%	7,95%	92.996	197.791	142	1	143	14.496.204	14.664.955	245	587	137	1	138	16.280.739	17.058.596	
471	6	-0,12%	120%	8,08%	11,39%	92.996	197.791	123	1	124	14.933.773	15.037.626	245	587	120	0	120	13.505.997	14.109.953	
472	6	-0,12%	120%	11,80%	4,50%	131.819	197.791	149	1	150	19.518.133	19.564.988	345	587	163	1	164	29.907.075	31.124.811	
473	6	-0,12%	120%	11,80%	7,95%	131.819	197.791	128	1	129	19.080.941	19.110.718	345	587	133	1	134	26.214.887	27.250.221	
474	6	-0,12%	120%	11,80%	11,39%	131.819	197.791	120	0	120	18.813.912	19.385.921	345	587	116	1	117	14.511.119	15.412.282	
475	6	-0,12%	120%	12,80%	4,50%	143.185	197.791	144	1	145	20.878.542	20.910.922	374	587	162	1	163	33.268.175	34.612.903	
476	6	-0,12%	120%	12,80%	7,95%	143.185	197.791	123	1	124	20.260.784	20.298.132	374	587	132	1	133	29.074.880	30.203.821	
477	6	-0,12%	120%	12,80%	11,39%	143.185	197.791	117	1	117	13.425.802	13.569.428	374	587	115	1	116	16.948.647	17.935.495	
478	6	-0,12%	130%	8,08%	4,50%	94.007	197.791	164	1	165	14.512.496	14.593.004	231	587	167	1	168	18.919.943	19.711.883	
479	6	-0,12%	130%	8,08%	7,95%	94.007	197.791	142	1	143	14.766.462	14.904.452	231	587	137	1	138	16.540.372	17.320.119	
480	6	-0,12%	130%	8,08%	11,39%	94.007	197.791	123	1	124	15.170.450	15.222.714	231	587	120	0	120	13.717.074	14.327.598	
481	6	-0,12%	130%	11,80%	4,50%	133.253	197.791	148	1	150	19.828.838	19.841.299	325	587	163	1	164	30.325.163	31.552.356	
482	6	-0,12%	130%	11,80%	7,95%	133.253	197.791	127	1	128	19.378.096	19.385.505	325	587	133	1	134	26.578.720	27.621.105	
483	6	-0,12%	130%	11,80%	11,39%	133.253	197.791	120	0	120	19.179.469	19.659.483	325	587	116	1	117	14.819.064	15.717.891	
484	6	-0,12%	130%	12,80%	4,50%	144.742	197.791	144	1	145	21.166.312	21.196.618	353	587	162	1	163	33.721.413	35.078.054	
485	6	-0,12%	130%	12,80%	7,95%	144.742	197.791	123	1	124	20.542.937	20.579.469	353	587	132	1	133	29.470.798	30.609.368	
486	6	-0,12%	130%	12,80%	11,39%	144.742	197.791	116	1	117	13.751.869	13.848.474	353	587	115	1	116	17.278.312	18.266.086	

Fuente: Elaboración propia

BIBLIOGRAFÍA

- Banco de la República de Colombia, BANREP. (2018a). Tes. Bogotá, Colombia: Banco de la República de Colombia. Recuperado a partir de <http://www.banrep.gov.co/es/tes>.
- Banco de la República de Colombia, BANREP. (2018b). Proyecciones macroeconómicas de analistas locales y extranjeros. Recuperado a partir de <http://www.banrep.gov.co/es/encuesta-proyecciones-macroeconomicas>.
- Banco de la República de Colombia, BANREP. (2018c). Tasas de captación semanales y mensuales. Bogotá, Colombia: Banco de la República de Colombia .Recuperado a partir de <http://www.banrep.gov.co/es/df>.
- Banco de la República de Colombia, BANREP. (2018d). Tasas de colocación. Bogotá, Colombia: Banco de la República de Colombia. Recuperado a partir de <http://www.banrep.gov.co/es/tasas-colocacion>
- Cemaer. (2018). ¿Qué son los REC's?. Ciudad de México. México: Cemaer. Recuperado a partir de <http://www.cemaer.org/que-son-los-recs/>.
- Covington, C. (2013). Opportunities for third-party power-purchase agreements as corporate investments in renewable energy: a review of latin american of latin american markets. *David Gardiner & Associates*, Pag. 1-17. Recuperado a partir de <https://www.dgardiner.com/wp-content/uploads/2013/11/COVINGTON-Third-Party-PPAs-in-Central-America-11-5-131.pdf>.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG. (2013). Comunicación con radicado CREG E-2013-000105. Recuperado a partir de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/da0240310c9e822005257b2f0070b28b?OpenDocument>.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG. (2017). Precio Marginal de Escasez, Pag. 1-24. Recuperado a partir de [http://www.creg.gov.co/phocadownload/presentaciones/2017/PDF/presentacin taller precio marginal de escasez1.pdf](http://www.creg.gov.co/phocadownload/presentaciones/2017/PDF/presentacin%20taller%20precio%20marginal%20de%20escasez1.pdf).

Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG. (2018a). Autogeneración a pequeña escala y generación distribuida. Documento CREG-066., Pag. 1-63. Recuperado a partir de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/b5341fbcfab96db80525819b006d42fa/\\$FILE/D-066- AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/b5341fbcfab96db80525819b006d42fa/$FILE/D-066- AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA.pdf).

Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG. (2018b). Concepto 4683 de 2009. Recuperado a partir de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff7829030%0A65256751001e9e55/c7e33a92514b3cba0525785a007a7722?OpenDocument%0A>.

Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas, DANE. (2018a). Índice de Precios al Consumidor -IPC- Base 2008. Bogotá, Colombia: DANE. Recuperado a partir de <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-al-consumidor-ipc>

Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas, DANE. (2018b). Índice de Precios del Productor -IPP. Bogotá, Colombia: DANE. Recuperado a partir de <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-del-productor-ipp>

Davidson, C., Steinberg, D., & Margolis, R. (2015). Exploring the market for third-party-owned residential photovoltaic systems: Insights from lease and power-purchase agreement contract structures and costs in California. *Environmental Research Letters*, 10 (2). 1-13. Recuperador a partir de <https://doi.org/10.1088/1748-9326/10/2/024006>

Decreto No. 1563 de 2017 (25 de septiembre). Por el cual se modifica parcialmente el Arancel de Aduanas. Ministerio de comercio, industria y turismo. *Diario Oficial no. 50.367*. Recuperado a partir de http://es.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO_1563_DEL_25_DE_SEPTIEMBRE_DE_2017.pdf

Decreto No. 2143 de 2015 (4 de noviembre). Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con la definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el Capítulo III de la Ley 1715 de 2014. *Diario Oficial no. 49.686*. Recuperado a partir de <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=63763>

Decreto No. 348. De 2017 (1 de marzo). Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala. *Diario Oficial* no. 50.162. Recuperado a partir de [http://es.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO 348 DEL 01 DE MARZO DE 2017.pdf](http://es.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO_348_DEL_01_DE_MARZO_DE_2017.pdf)

Deloitte & Touche Ltda. (2018). Estados financieros separados y notas 31 de diciembre de 2017 y 2016. Con informe del Auditor Externo. 20 Marzo 2018. Recuperado a partir de <https://www.epm.com.co/site/Portals/6/documentos/estados-financieros-y-revelaciones-epm-diciembre-2017-firmados.pdf?ver=2018-04-04-085630-730>

Derivex. (2018). Precio de Bolsa TX1. Bogotá, Colombia: Derivex. Recuperado a partir de [http://www.derivex.com.co/NegociacionesdelDia/Informacin del Mercado/Precio de Bolsa TX1.xls](http://www.derivex.com.co/NegociacionesdelDia/Informacin%20del%20Mercado/Precio%20de%20Bolsa%20TX1.xls)

El país. (2018). Emcali anuncia su ingreso en el negocio de la energía solar. *El País*. Recuperado a partir de <http://www.elpais.com.co/cal/em-anuncia-su-ingreso-en-el-negocio-de-la-energia-solar.html>

Empresas Municipales de Cali, EMCALI. (2018). Estado de Resultado Integral Individual. Recuperado a partir de https://www.emcali.com.co/documents/10157/6031717/2017_12+Estado+de+Resultado+Integral+Emcali+Individual.pdf

Ernst & Young Audit S.A.S. (2018). CODENSA S.A. E.S.P. Estados financieros separados. Por los años terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 con Informe de revisor fiscal. 15 Febrero 2018. Recuperado a partir de [http://corporativo.codensa.com.co/ES/ACCIONISTAS/INFORMACIONFINANCIERA/Estados Financieros/Estados Financieros Separados 2017 Con Notas.pdf](http://corporativo.codensa.com.co/ES/ACCIONISTAS/INFORMACIONFINANCIERA/Estados%20Financieros/Estados%20Financieros%20Separados%202017%20Con%20Notas.pdf)

Electrificadora de Santander S.A E.S.P. (2018). Fórmula tarifaria. Recuperado a partir de <http://www.essa.com.co/site/clientes/en-us/nuetrastarifas/formulatarifaria.aspx>

- Gahrooei, M. R., Zhang, Y., Ashuri, B., & Augenbroe, G. (2016). Timing residential photovoltaic investments in the presence of demand uncertainties. *Sustainable Cities and Society*, 20, 109-123. Recuperado a partir de <https://doi.org/10.1016/j.scs.2015.10.003>
- García, J., Gaviria, A., & Salazar, L. (2011). Determinantes Del Precio De La Energía Eléctrica En El Mercado No Regulado En Colombia. *Revista Ciencias Estratégicas*, 19 (26), 225-246. Recuperado a partir de <https://revistas.upb.edu.co/index.php/cienciasestrategicas/article/view/1093>
- Gómez, D. F. G., & Navas, D. F. (2016). Enfoque técnico-económico para el dimensionamiento de transformadores de distribución. A technical-economic approach for distribution transformers sizing. *Ingeniería y desarrollo*, 34(2), 267-285. Recuperado a partir de <http://www.scielo.org.co/pdf/inde/v34n2/v34n2a02.pdf>
- Hausman, N. (2016). Una guía práctica de financiación solar para dueños de casa. Arrendamientos, préstamos y acuerdos de compra de energía. *Clean Energy States Alliance*, 1-26. Recuperado a partir de <https://www.cleangroup.org/ceg-resources/resource/financiacion-solar/>
- Hoff, T. E., Margolis, R., & Herig, C. (2003). A Simple Method for Consumers to Address Uncertainty When Purchasing Photovoltaics. *Clean Power Research*, (1), 1-18. Recuperado a partir de https://www.cleanpower.com/wp-content/uploads/2012/02/018_PurchasingPVUnderUncertainty.pdf
- Hong, T., Yoo, H., Kim, J., Koo, C., Jeong, K., Lee, M., ... Jeong, J. (2018). A model for determining the optimal lease payment in the solar lease business for residences and third-party companies – With focus on the region and on multi-family housing complexes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(1), 824-826. Recupérate a partir de <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.068>
- Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, IDEAM. (2018). Atlas interactivo. Bogotá, Colombia: IDEAM. Recuperado a partir de <http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/Anexo-Promedios-mensuales-de-Irradiacion-Global-Media.pdf>
- ISAGEN. (Febrero del 2018). Establecen nuevo Precio de Escasez. Línea Viva., Pag. 4-5. Recuperado a partir de <https://www.isagen.com.co/SitioWeb/delegate/documentos/nuestro-negocio/comercializamos-energia/revista-linea-viva.pdf>

- Kim, K., Park, H., & Kim, H. (2017). Real options analysis for renewable energy investment decisions in developing countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 75, 918-926. Recuperado a partir de <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.073>
- Kozlova, M. (2017). Real option valuation in renewable energy literature: Research focus, trends and design. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80, 180-19. Recuperado a partir de <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.166>
- Ley 142 de 1994 (11 Julio). Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. Congreso de Colombia. *Diario Oficial No. 41.433*. Recuperado a partir de <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=2752>
- Ley 143 de 1994 (11 Julio). Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. Congreso de Colombia. *Diario Oficial No. 41.434*. Recuperado a partir de http://www.upme.gov.co/normatividad/upme/ley_143_1994.pdf
- Ley No. 1715 de 2014 (13 de mayo). Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. Congreso de Colombia. *Diario Oficial No. 49.150*. Recuperado a partir de http://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY_1715_2014.pdf
- Ley No. 1819 de 2017 (29 de septiembre). Por medio de la cual se adopta una Reforma Tributaria estructural, se fortalecen los mecanismos para la lucha contra la evasión y la elusión fiscal, y se dictan otras disposiciones. *Diario Oficial No. 50.101*. Recuperado a partir de <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=68189>
- Liu, X., O'Rear, E., Tyner, W., & Pekny, J. (2014). Purchasing vs. leasing: A benefit-cost analysis of residential solar PV panel use in California. *Renewable Energy*, 66, 770-774. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.026>
- Longstaff, F. A., & Schwartz, E. S. (2001). Valuing American options by simulation: A simple least-squares approach. *Review of Financial Studies*, 14(1), 113-147. Recuperado a partir de <https://doi.org/10.1093/rfs/14.1.113>

- Marín, J. B., & Duque, F. V. (2017). Cálculo de un WACC diferenciado por región para proyectos de generación de electricidad con fuentes renovables en Colombia. *Borradores Departamento de Economía. Universidad de Antioquia*, 66,1-34, Recuperado a partir de <http://bibliotecadigital.udea.edu.co/dspace/handle/10495/8183>
- Mascareñas, J. (1999). Opciones reales en la valoración de proyectos de inversión. *Monografías de Juan Mascareñas sobre Finanzas Corporativas*, 2, 1-36. Recuperado a partir de <https://doi.org/ISSN: 1988-1878>
- McCrone, A., Moslener, U., DEstais, F., & Grünig, C. (2017). Global Trends in Renewable Energy Investment 2017. *Frankfurt School UNEP Collaborating Centre for Climate and Sustainable Energy Finance*,1- 90. Recuperado a partir de <http://fs-unesp-centre.org/sites/default/files/publications/globaltrendsinrenewableenergyinvestment2017.pdf>
- Muñoz, A., Urquijo, J., Castro, A., & Lombana, J. (2017). Pronóstico del precio de la energía en Colombia utilizando modelos Arima con Igarch. *Revista de Economía del Rosario*, 20(1), 125-159. Recuperado a partir de [file:///C:/Users/Marcela/Downloads/6152-21587-2-PB \(3\).pdf](file:///C:/Users/Marcela/Downloads/6152-21587-2-PB (3).pdf)
- Ondraczek, J., Komendantova, N., & Patt, A. (2015). WACC the dog: The effect of financing costs on the levelized cost of solar PV power. *Renewable Energy*, 75, 888-898. Recuperado a partir de <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.10.053>
- Rahus Institute. (2008). Customer's Guide to Solar Power Purchase Agreements. Rahus Institute Publication, 1-44. Recuperado a partir de <http://my.solarroadmap.com/userfiles/PPA-Customers-Guide.pdf>
- Rai, V., & Sigrin, B. (2012). Economics of Individual Decision-Making: Buy vs. Lease Differences in the Adoption of Residential Solar. 31st USAEE/IAEE North America Conference, 1-20. Recuperado a partir de <https://pdfs.semanticscholar.org/7210/171525997a40d37930682555ab411db4d617.pdf>
- Resolución No. 001 de 2018 (9 de enero). Por el cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se regulan las actividades de generación distribuida y autogeneración a pequeña y gran escala en las zonas interconectadas". Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Diario oficial* 50.501. Recuperado a partir de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/45b787cc99da0fef05258219007354e8/\\$FILE/Creg001-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/45b787cc99da0fef05258219007354e8/$FILE/Creg001-2018.pdf)

Resolución No. 016 de 2018(29 de enero). Por la cual se define la tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Recuperado a partir de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/550d817bff60ef290525822b007c2dcb/\\$FILE/Creg016-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/550d817bff60ef290525822b007c2dcb/$FILE/Creg016-2018.pdf)

Resolución No. 030 de 2018(1 de marzo). Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Diario Oficial no.50.522* . Recuperado a partir de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191?OpenDocument>

Resolución No. 084 de 1996 (15 Octubre). Por la cual se reglamentan las actividades del Autogenerador conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Diario Oficial no. 42.906*. Recuperado a partir de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1996-CRG84-96>

Resolución No. 119 de 2007(21 de diciembre). Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional. Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Diario Oficial no. 46.881*. Recuperado a partir de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/c63f06a9114e1a150525785a007a6fa2?OpenDocument>

Resolución No. 140 de 2017(25 de septiembre). Por la cual se define el precio marginal de escasez del Cargo por Confiabilidad, se hacen modificaciones a la Resolución CREG 071 de 2006 y a otras resoluciones. Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Diario Oficial no. 50.371*. Recuperado a partir de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/e0df6446d8799169052581a90076fa95?OpenDocument>

Resolución No. 281 de 2015(5 de junio). Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala. UPME. *Diario oficial no. 49.534*. Recuperado a partir de

https://www.minminas.gov.co/documents/10180/18995913/res_281.pdf/6077cb6c-dabc-43fc-8403-cb1c5e832b37

Richter, J. (2008). Financial Analysis of Residential PV and Solar Water Heating Systems. Recuperado a partir de <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.493.6968&rep=rep1&type=pdf>

Sistema Único de Información. (2018). Energía. Herramienta de análisis O3. Bogotá, Colombia. Sistema Único de Servicios Públicos. Recuperado a partir de http://bi.superservicios.gov.co/o3web/browser/showView.jsp?viewDesktop=true&source=SUI_COMERCIAL/VISTA_INICIAL_ENERGIA%23_public

Speer, B. (2012). Residential Solar Photovoltaics: Comparison of Financing Benefits, Innovations, and Options. *National Renewable Energy Laboratory*, 1-72. Recuperado a partir de <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51644.pdf>

United States Environmental Protection Agency. (2018). Solar Power Purchase Agreements. Whashington, EU. Recuperado a partir de <https://www.epa.gov/greenpower/solar-power-purchase-agreements>

Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. (2012). Propuestas de esquemas financieros aplicables a proyectos de eficiencia energética y fuentes no convencionales de energía. Recuperado a partir de <http://www.si3ea.gov.co/LinkClick.aspx?fileticket=ef6pbeMehIU%3D&tabid=91&mid=449&language=en-US>

Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. (2015a). Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050, Pág. 1-184. Recuperado a partir de http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. (2015b). Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia, Pág. 1-43. Recuperado a partir de http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/Proyeccion_Demanda_Energia_Electrica_Octubre2015.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. (2016). *Invierta y Gane con Energía. Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014*. Ministerio de Minas y Energía. 4 Noviembre 2015. Recuperado a partir de http://www1.upme.gov.co/Documents/Cartilla_IGE_Incentivos_Tributarios_Ley1715.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, & Banco Interamericano de Desarrollo, BID. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Resumen ejecutivo*. Recuperado a partir de <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

XM. (2018a). *Precio de bolsa y escasez*. Antioquia, Medellín: XM. Recuperado a partir de <http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/precio-de-bolsa-y-escasez.aspx>

XM. (2018b). *Precio Escasez*. <http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/precio-de-bolsa-y-escasez.aspx> Recuperado a partir de sv01.xm.com.co/gmem/Admon_Mcdo/Registro/Cconfiabilidad/PrecioEscasez.xls

Zeng, Y., Klabjan, D., & Arinez, J. (2015). Distributed solar renewable generation: Option contracts with renewable energy credit uncertainty. *Energy Economics*, 48, 295-305. Recuperador a partir de <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.12.013>