

Procedimiento para estimar la potencial afectación en el esquema la de venta de energía de los operadores de red ante la eventual masificación de la generación solar fotovoltaica en redes de distribución nivel de tensión 1 en Colombia

Enrique Javier Rueda Becarí

Trabajo de Grado para optar el título de Magíster en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Director

Germán Alfonso Osma Pinto

Doctor en Ingeniería – Área Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Maestría en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

A Dios, a mi esposa quien siempre me apoya y me motiva a emprender nuevos proyectos y a culminarlos a pesar de las dificultades, a mi madre por sus consejos y buen ejemplo, a mi padre quien me dejó buenas enseñanzas entre ellas la perseverancia.

Enrique Javier Rueda Becarías

Contenido

	Pág.
Introducción	13
1. Marco teórico	17
1.1 Antecedentes	18
1.1.1 Protocolo de Kioto y COP 23.	18
1.1.2 Libro blanco de adaptación al Cambio Climático.....	19
1.1.3 Libro verde de adaptación al Cambio Climático.	19
1.1.4 Situación actual de la Energía FV en Latinoamérica.....	20
1.1.5 Investigaciones en Colombia sobre integración de GD y GFV.....	21
1.2 Marco Legal	23
2. Factores que motivan y desestiman la masificación de la energía FV	26
2.1 Ahorros mensuales y costo de inversión.....	29
2.1.1 Costo de inversión.....	32
2.2 Claridad de la información.....	34
2.2.1 Normatividad vigente.....	35
2.2.2 Medios de comunicación.	35
2.3 Impacto al medio ambiente	37
2.3.1 Proyectos de capacidad instalada superior o igual (100) MW.....	37

2.3.2 Proyectos de capacidad menor a 1 MW.....	38
2.4 Cobertura de precios	38
2.5 Facilidad para obtener permisos	39
2.6 Impacto estético	40
2.7 Resistencia de las estructuras.....	41
2.7.1 Nuevas instalaciones.....	41
2.7.2 Falta de medios de acceso fijos.....	42
2.7.3 Falta de garantía de resistencia mecánica de las cubiertas.	43
2.8 Beneficios tributarios de la Ley 1715 de 2014	43
3. Áreas energéticas potenciales	46
3.1 Zonas energéticas en Bucaramanga	47
3.2 Análisis de zonas energéticas Comuna 1 de Bucaramanga	48
3.3 Análisis de zonas energéticas Comuna 12 de Bucaramanga	52
4. Cálculo de la energía disponible en las áreas energéticas.....	54
4.1 Irradiación en Bucaramanga (HSP)	55
4.2 Eficiencia promedio de paneles FVs.....	56
4.3 Área efectiva de los paneles FVs	57
4.4 Costo unitario de la energía para ESSA (CUv)	57
4.5 Energía generada en el área energética e impacto en ESSA.....	60
5. Procedimiento para la estimación del impacto	67
5.1 Restricción de la capacidad instalada máxima.....	68
5.2 Cuantificación de los factores	68
5.3 Energía generada.....	70

5.4 Diagrama de flujo del procedimiento	72
5.5 Otros casos de estudio.....	79
6. Conclusiones.....	83
Referencias Bibliográficas	85

Lista de tablas

Pág.

Tabla 1. <i>Relación entre los factores considerados y los hallazgos por los cuales se estima el nivel de impacto.</i>	45
Tabla 2. <i>Barrios de la Comuna 12 de la ciudad de Bucaramanga</i>	48
Tabla 3. <i>Cálculo área disponible Villas de San Ignacio</i>	50
Tabla 4. <i>Componentes de la tarifa de energía de ESSA para el mes de enero de 2019.</i>	58
Tabla 5. <i>Relación de generación, demanda e intercambios en un día promedio por hora.</i>	65
Tabla 6. <i>Valor de los coeficientes que afecta la capacidad máxima del sistema FV.</i>	69
Tabla 7. <i>Resultados de otros escenarios de penetración FV en el circuito de estrato 2 estudiado en la sección 2.</i>	80

Lista de figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Aspectos que estimulan la instalación de sistemas FVs.	28
<i>Figura 2.</i> Recuperación de la inversión total (implementación de Energía FV e implementación de la alternativa de bajo consumo).....	30
<i>Figura 3.</i> Retorno de la inversión (años) nivel de tensión 1.....	31
<i>Figura 4.</i> Reducción del costo unitario de algunas tecnologías. Destaca en azul oscuro la reducción de los precios de SFVs de gran escala.	33
<i>Figura 5.</i> Costo promedio de instalación por unidad de energía de GFV en azul. En naranja aumento de la capacidad de generación en Estados Unidos.	34
<i>Figura 6.</i> Noticias relacionadas con energías renovables.....	36
<i>Figura 7.</i> Instalación de paneles en techo de parqueadero de una casa campestre (izquierda) y en el techo de un sendero peatonal (derecha). Cortesía: ERCO.	40
<i>Figura 8.</i> Proporción de elementos de acceso a techos y tejados.....	42
<i>Figura 9.</i> Aplicación a los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014.....	44
<i>Figura 10.</i> Barrios de la Comuna 1 de la ciudad de Bucaramanga.	47
<i>Figura 11.</i> Vista satelital del barrio Villas de San Ignacio.....	49
<i>Figura 12.</i> Medida del área disponible en techos Villas de San Ignacio.....	50
<i>Figura 13.</i> Vista satelital del barrio Café Madrid.....	51

<i>Figura 14.</i> Vista satelital del barrio Kennedy.....	52
<i>Figura 15.</i> Vista satelital del barrio Cabecera.	53
<i>Figura 16.</i> Vista satelital del barrio Terrazas.	53
<i>Figura 17.</i> Irradiación global horizontal media diaria anual en el departamento de Santander y Bucaramanga.....	56
<i>Figura 18.</i> Consumo promedio de los clientes Estrato de 2 la Electrificadora de Santander obtenido a partir del número de usuarios y el consumo total del Estrato.	62
<i>Figura 19.</i> Curva de demanda normalizada para el Estrato 2, correspondiente al barrio de estudio.	63
<i>Figura 20.</i> Curva horaria de generación normalizada de un SFV.	64
<i>Figura 21.</i> Curvas de generación y demanda de potencia horaria del caso de estudio.	65
<i>Figura 22.</i> Procedimiento simplificado para la estimación del impacto en las ventas de energía de un comercializador.	74
<i>Figura 23.</i> Perfiles de carga de la red de BT (azul) y generación FV (rojo) del caso de aplicación del procedimiento.....	78
<i>Figura 24.</i> Relación entre el impacto en las ventas de energía y el coeficiente C_o en las condiciones del caso de estudio.	81
<i>Figura 25.</i> Relación entre el impacto en las ventas del comercializador mensuales y la energía generada promedio diaria.....	82

Resumen

Título: Procedimiento para estimar la potencial afectación en el esquema la de venta de energía de los operadores de red ante la eventual masificación de la generación solar fotovoltaica en redes de distribución nivel de tensión 1 en Colombia*

Autor: Ing. Enrique Javier Rueda Becaria**

Palabras Clave: Procedimiento, generación solar fotovoltaica, Redes de distribución nivel 1

Descripción:

La Ley 1715 de 2014 promueve el desarrollo y la utilización de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el Sistema Energético Nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo sostenible.

Ante este nuevo escenario regulatorio y la nueva realidad energética nacional, uno de los problemas que enfrentan hoy los Operadores de Red (OR) es, sin duda, la incertidumbre en cuanto a la afectación que pueda, en las ventas de energía, la eventual masificación de la generación a partir de sistemas fotovoltaicos (SFV) en el nivel de tensión 1, dada la facilidad de su instalación, la estimulación en su incorporación a la red y la falta de información sobre la disminución del consumo de los usuarios por el uso de esta tecnología, entre otros

La realización de un procedimiento que permita estudiar las variaciones en las ventas de energía de los operadores de red en su nivel de tensión 1, debidas al efecto de la masificación de la generación FV en Colombia, considerando las disposiciones de la Ley 1715 de 2014 y la Resolución CREG 030 de 2018, tendrá efectos favorables para los operadores de red ya que podrán aprovechar los impactos de la generación distribuida y la autogeneración a su esquema de ventas de energía en oportunidades de mercado.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Maestría en Sistema de Distribución de Energía Eléctrica. Director: German Alfonso Osma Pinto, Doctor en Ingeniería – Área Ingeniería Eléctrica

Summary

Title: Procedure to estimate the potential affection in the scheme of the energy sale of network operators before the eventual massification of the photovoltaic solar generation in voltage level 1 distribution networks in Colombia*

Author: Enrique Javier Rueda Becaria**

Keywords: Procedure, photovoltaic solar generation, distribution networks level 1

Description:

Law 1715 of 2014 promotes the development and use of unconventional sources of energy, mainly those of a renewable nature, in the National Energy System, through its integration into the electricity market, participation in non-interconnected areas and other energy uses as a means necessary for sustainable development.

Faced with this new regulatory scenario and the new national energy reality, one of the problems that Network Operators (OR) face today is, without a doubt, the uncertainty regarding the impact that the eventual massification may have on energy sales. of the generation from photovoltaic systems (SFV) at voltage level 1, given the ease of its installation, the stimulation of its incorporation into the network and the lack of information on the decrease in user consumption due to the use of this technology, among others

The realization of a procedure that allows to study the variations in the energy sales of the network operators in their voltage level 1, due to the effect of the massification of the PV generation in Colombia, considering the provisions of Law 1715 of 2014 and CREG Resolution 030 of 2018, will have favorable effects for network operators as they will be able to take advantage of the impacts of distributed generation and self-generation to their energy sales scheme in market opportunities.

* Degree work

** Faculty of Physical-Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Master in Electricity Distribution System. Director: German Alfonso Osma Pinto, Doctor of Engineering - Electrical Engineering Area

Introducción

La Ley 1715 de 2014 promueve el desarrollo y la utilización de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el Sistema Energético Nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo sostenible (Congreso de la República de Colombia, 2014). Posteriormente, después de varios esfuerzos regulatorios, se emitió la Resolución CREG 030 de 2018, por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

Ante este nuevo escenario regulatorio y la nueva realidad energética nacional, uno de los problemas que enfrentan hoy los Operadores de Red (OR) es, sin duda, la incertidumbre en cuanto a la afectación que pueda, en las ventas de energía, la eventual masificación de la generación a partir de sistemas fotovoltaicos (SFV) en el nivel de tensión 1, dada la facilidad de su instalación, la estimulación en su incorporación a la red y la falta de información sobre la disminución del consumo de los usuarios por el uso de esta tecnología, entre otros.

Es así, como una propuesta de procedimiento para estimar la posible afectación en las ventas de energía de los OR en el nivel de tensión 1 para Colombia, ante la eventual masificación de la energía FV, podría proveer esta información a las empresas electrificadora y comercializadoras. Esta propuesta considera el análisis de factores que estimulan la instalación de sistemas de generación FV, la identificación de áreas disponibles para la explotación energética por medio de sistemas FVs y el cálculo de la generación de energía eléctrica en estas áreas.

Algunos de los factores que estimulan la instalación de sistemas FV son (Vargas, 2015):

- Tomar medidas para mitigar los impactos negativos como la fuga de clientes debido a la autogeneración FV.
- Convertir los estímulos regulatorios en nuevas oportunidades de negocio.
- Aprovechar los impactos positivos de la masificación de la generación FV.
- Identificar aspectos que puedan favorecer a las empresas en cuanto al aprovechamiento de zonas de energéticas desconocidas que aporten al crecimiento de las empresas en asocio con sus clientes.

Para el desarrollo de este trabajo de profundización se dispuso de información estadística parcial de los consumos promedios en algunos Estratos de un área específica de la Empresa Electrificadora de Santander – ESSA¹. Así mismo, se usaron aplicaciones web como *Google Maps* y el sistema de información de redes de ESSA, de información y conocimientos obtenidos de la experiencia del autor por más de 7 años en el tema de la generación FV y de información de publicaciones y artículos relacionados con el tema (Congreso de la República de Colombia, 2014), (Escoda, 2017), (International Energy Agency (IEA), 2018), (Correa Flórez, Marulanda García, & Panesso Hernández, 2016, págs. 85–95), (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2015).

El objetivo general de este trabajo de profundización es establecer un procedimiento que permita estudiar las variaciones en las ventas de energía de los operadores de red en su nivel de tensión 1, debidas al efecto de la masificación de la generación FV en Colombia, considerando las

¹ Esta información se refiere a las curvas de carga típicas de consumo diario promedio de los clientes de ESSA, de acuerdo con los Estratos.

disposiciones de la Ley 1715 de 2014 y la Resolución CREG 030 de 2018. El cumplimiento del objetivo general implica el cumplimiento de los siguientes objetivos específicos.

- Identificar los aspectos que promuevan y estimulen las inversiones en generación FV en el nivel de tensión 1.
- Identificar las potenciales áreas energéticas en un área determinada, de acuerdo con la estratificación del lugar.
- Estimar la energía disponible en el área energética identificada y su posible impacto en las ventas de energía.
- Evaluar el impacto financiero en el esquema de ventas del Operador de Red teniendo en cuenta sistemas con y sin acumulación de energía.

Este trabajo de aplicación está organizado como sigue: El Capítulo 1 contiene el marco teórico, compuesto por los antecedentes y el marco legal colombiano que cubre la generación en FV. Los Capítulos 2, 3, 4 y 5 describen el cumplimiento de los objetivos específicos definidos. El Capítulo 2 describe los ocho (8) factores identificados que estimulan o desincentivan la masificación de los sistemas de generación FV. La evaluación de áreas energéticas potenciales de acuerdo con la estratificación se presenta en el Capítulo 3, donde se revisaron dos áreas, una de Estrato 2 y otra de Estrato 5. El área de mayor interés resultó ser la correspondiente al Estrato 2. El impacto de la masificación desregulada en las ventas de energía de una empresa comercializadora de energía se revisó en el Capítulo 4, que describe el impacto en las ventas de energía de una instalación de sistemas de generación FV en el 50% de los tejados aprovechables, identificados en el área energética seleccionada. El Capítulo 5 describe el procedimiento propuesto para estimar el impacto

real que tendría la masificación regulada, según la Resolución CREG 030 y las condiciones identificadas en los Capítulos precedentes.

Finalmente, se presentan las conclusiones del trabajo en el Capítulo 6. Se pudo establecer que los factores que motivan y desestiman la instalación de la tecnología FV son difíciles de cuantificar dada su subjetividad. Por otra parte, se pudo evidenciar que una masificación rápida y desregulada no necesariamente tendría impactos negativos en el negocio de las empresas comercializadoras, pues la cantidad de energía dejada de suministrar por la empresa comercializadora de energía podría ser suficientemente alta como para impactar las finanzas, pero el cobro de los intercambios de energía producidos a precio de comercialización ayudaría a mitigar este impacto e incluso hacerlo positivo. Finalmente, se exhorta a estas empresas a iniciar proyectos de investigación financiera, de tal manera que logren convertir las amenazas de la generación distribuida y la autogeneración a su esquema de ventas de energía en oportunidades de mercado.

1. Marco teórico

Este Capítulo contiene los antecedentes que permiten sustentar la realización de un procedimiento, a través del cual es posible estimar la potencial afectación potencial del esquema de venta de energía de los operadores de red debido a la eventual masificación de la generación fotovoltaica² en las redes de distribución en Colombia. La estimación se realiza a partir de la identificación y análisis de aspectos que promueven y estimulan las inversiones en generación FV, la identificación de las potenciales áreas energéticas en un área determinada, de acuerdo con la estratificación del lugar, la estimación de la energía disponible en el área energética identificada y su posible impacto en las ventas de energía. A partir de esta estimación, es posible realizar la evaluación del impacto financiero en el esquema de ventas del operador de red (OR) teniendo en cuenta sistemas FVs con y sin acumulación de energía.

En este trabajo, el término “esquema de venta de energía” se refiere a las ventas de energía netas de un comercializador a un conjunto de clientes. Así, el análisis realizado se reduce a la afectación en las ventas de energía del comercializador (y OR) debida a la inclusión de la GFV.

² En términos generales, se define la generación FV (GFV) como aquella que se da aprovechando el efecto fotoeléctrico, a través de celdas solares que conforma paneles FV, aprovechando la energía radiante del sol para generar energía eléctrica [3].

1.1 Antecedentes

Esta sección contiene trabajos precedentes y algunas apreciaciones de políticas y mega-tendencias internacionales, en las que se han basado los desarrollos de regulación colombiana, como el protocolo de Kioto y el COP23. En lo que se refiere a los trabajos precedentes, se enfocó la revisión a trabajos nacionales. En ese contexto, se encuentra que el problema del impacto de la integración de generación distribuida (GD) y autogeneración (AG) ha sido abordado principalmente desde un punto de vista técnico de ingeniería, mas no financiero, como lo intenta hacer este trabajo.

1.1.1 Protocolo de Kioto y COP 23. El 11 de diciembre de 1997 se firmó el tratado que compromete a las naciones industrializadas a reducir el total de sus emisiones de gases a un nivel en no menor de 5% al de 1990, en el periodo del compromiso comprendido entre el año 2008 y el 2012 (Naciones Unidas, 1998), a fin de hacer frente al cambio climático y sus efectos como una alternativa de cumplimiento al objetivo principal que es disminuir el calentamiento global de origen antropogénico cuya base es el efecto invernadero. Según las cifras de la ONU, se prevé que la temperatura media de la superficie del planeta aumente entre 1,4 °C y 5,8 °C de aquí a 2100, a pesar de que los inviernos son más fríos y violentos. Esto se conoce como calentamiento global (Naciones Unidas, 1998).

Con el fin de promover el desarrollo sostenible, se pactó el cumplimiento de los compromisos cuantificados de limitación y reducción de las emisiones por parte de las naciones en cuanto a que aplicarán y seguirá elaborando políticas y medidas de conformidad con sus circunstancias nacionales como el fomento de la eficiencia energética en los sectores de la economía, promoción de prácticas y modalidades agrícolas y de gestión forestal sostenibles a la luz de las

consideraciones del cambio climático y, por último, la investigación, promoción, desarrollo y aumento del uso de formas nuevas y renovables de energía y de tecnologías novedosas que sean ecológicamente racionales. (Naciones Unidas, 1998)

1.1.2 Libro blanco de adaptación al Cambio Climático. Los libros blancos son documentos desarrollados por la Unión Europea que contienen propuestas de acciones específicas en un área determinada. Ante el cambio climático se requieren dos respuestas; por un lado, medidas de mitigación que permitan reducir las emisiones de gases efecto invernadero y por el otro, las actuaciones a realizar para hacer frente a los impactos inevitables que ya se han generado, es decir, medidas de adaptación que permitan al planeta recuperarse de los efectos de los gases de efecto invernadero que ya están en la atmósfera. En este sentido, el libro blanco establece un marco para reducir la vulnerabilidad al impacto del cambio climático. (Escoda, 2017).

1.1.3 Libro verde de adaptación al Cambio Climático. En el libro verde se presenta una estrategia para que la Comunidad Europea logre una energía sostenible, competitiva y segura. Se fundamenta en tres pilares principales que son la combinación de todos los tipos de transporte, el mejor aprovechamiento de los sistemas de transporte inteligente y la apuesta por el uso de nuevas tecnológicas energéticas, aunque su alcance es netamente europeo, plantea cuestiones para el debate y sugiere, además, posibles medidas de mitigación y solución. (Comisión de las Comunidades Europeas, Libro Blanco , 2009)

1.1.4 Situación actual de la Energía FV en Latinoamérica. Aunque inicialmente la energía FV nació en los Estados Unidos como un producto comercialmente viable, algunos países del mundo han superado al mercado energético actual estadounidense, por lo que los mercados más importantes para la energía solar térmica y FV están ahora en China y Europa (Saldarriaga, 2018). En las últimas dos décadas, la instalación de sistemas FV ha aumentado de manera lineal en un promedio del 30% al año. En 2017, la capacidad acumulada mundial estuvo por encima de los 398 GW. (Epia, 2014, pág. 58), (International Energy Agency (IEA), 2018)

Sin embargo, a pesar de toda la demanda por este tipo de energía, existen algunos desafíos para este sistema energético. Uno de los principales desafíos sigue siendo que la energía de los SFV, que se caracteriza por una generación de potencia intermitente, sea confiable y garantice la continuidad del suministro energético en todo momento (Correa Flórez, Marulanda García, & Panesso Hernández, 2016). El segundo desafío son las condiciones geográficas, caracterizadas por el clima y la disponibilidad de recursos para la generación (sol, viento, ríos, biomasa, etc.), ya que éstas influyen fuertemente en el tipo de tecnología de generación (eólica, solar FV, solar térmica, pequeñas centrales hidráulicas, etc.) a emplear en una región determinada (Correa Flórez, Marulanda García, & Panesso Hernández, 2016). Así, es posible que sea más conveniente, en una determinada zona, la instalación de generación por medio de generadores eólicos que con sistemas FV.

En Latinoamérica, desde el año 2008 países como Chile y Perú, han encabezado el liderazgo en sus políticas medioambientales impulsando la reducción de gases efecto invernadero mediante sistemas de generación con energías renovables no convencionales, utilizando alternativas como contratos de concesión y llave en mano.

En Chile, la Ley 20.571, conocida también como *Net Billing*, otorga el derecho a los clientes de las distribuidoras a generar su propia energía, auto consumirla e inyectar sus excedentes a la red (Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 2015); sin embargo, esta ley no ha tenido los resultados esperados por el ajuste a la retribución al usuario, ya que el valor de la energía consumida no es el mismo que la energía entregada a la red.

Finalmente, cabe destacar que el sector eléctrico Colombia se basa en los intercambios comerciales entre agentes, es decir; las empresas comercializadoras y grandes consumidores adquieren energía y potencia en un mercado de grandes bloques de energía, que opera de forma libre, teniendo en cuenta las condiciones de oferta y demanda. Asimismo, para promover la competencia entre generadores, se permite la participación de agentes económicos, públicos y privados, los cuales deben estar integrados al sistema interconectado para participar en el mercado de energía mayorista. Por otra parte, y de manera complementaria, los comercializadores y grandes consumidores actúan celebrando contratos de energía eléctrica con los generadores, el precio de la electricidad en este mercado se establece de común acuerdo entre las partes contratantes, sin la intervención directa del Estado. (XM, 2019)

1.1.5 Investigaciones en Colombia sobre integración de GD y GFV. Como fue señalado al inicio de esta sección, las investigaciones en Colombia sobre el problema de la integración de recursos distribuidos se han centrado en los problemas técnicos, dejándose un poco relegado el aspecto financiero.

Tal es el caso, por citar un ejemplo, del estudio titulado “*Estudio del impacto de la generación distribuida en sistemas de prueba IEEE*” (Luna Russi, Gómez Suárez, & Rivas Trujillo, 2017),

analiza el comportamiento de los costos de la generación de electricidad en redes con integración de GD.

Este trabajo, enfocado a la optimización del despacho económico en sistemas de prueba IEEE, concluye que la integración de GD podría traer el beneficio de la reducción del costo de la energía en el despacho económico, sin embargo, los aspectos financieros y de inversión del proyecto no son objeto de estudio. Adicionalmente, se observó un impacto positivo en el perfil de tensión de los sistemas de pruebas en los escenarios optimizados.

En 2013, Carvajal y Marín (Carvajal & Marín Jiménez, Marzo 2013, pág. 77) expusieron las razones por las cuales es necesario establecer un marco regulatorio, normativo y legal que fomente la integración de energías renovables y generación distribuida en la matriz energética colombiana. Los autores describen aspectos técnicos, económicos y propuestas regulatorias sobre la GD para así, posteriormente, vincularlos a través de un modelo mental usando la metodología de Dinámica de Sistemas. Así, se logró crear un insumo virtual que permite evaluar la pertinencia de varias alternativas regulatorias y, así, escoger la que mejor se adapte a las condiciones particulares de un contexto nacional y de mercado, como el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el Mercado de Energía Mayorista (MEM).

El impacto particular de la penetración de GFV en redes de distribución en el contexto colombiano también ha sido analizado. En el estudio de caso titulado “*Impacto de la penetración de la energía FV en sistemas de distribución: estudio bajo supuestos del contexto colombiano*” publicado en el 2016 (Correa Flórez, Marulanda García, & Panesso Hernández, 2016), los autores presentan un método de análisis y evaluación del impacto de GFV en redes de distribución, pero desde el enfoque de la operación y planeación. Así, el objetivo de la evaluación es la minimización del costo de pérdidas de energía para el periodo de vida útil del sistema FV. El método propuesto,

en las situaciones evaluadas, conllevó a la reducción de pérdidas técnicas en las líneas, además de sacar provecho de la inyección de reactiva. Así, se concluye que los OR pueden sacar provecho, como inversionistas y planeadores, de la integración de estos sistemas en sus redes.

Finalmente, se destaca un artículo derivado de una tesis de maestría en administración financiera (Mendoza García & Trespalacios Carrasquilla, 2016) que aborda el problema de la afectación en los ingresos de una empresa de distribución por la penetración de GFV proyectados a futuro. Según los casos evaluados por los autores, con proyecciones desde el 2016 hasta el 2034, la afectación máxima para un comercializador representa el 3% de las ventas de energía; no obstante, existen escenarios con menor impacto. Este análisis se llevó a cabo usando como indicador el costo nivelado de la energía de un sistema de GFV, la metodología CAPM y aplicando herramientas financieras para el estudio. La diferencia con el presente trabajo de aplicación radica en el hecho de que el análisis aquí planteado tiene en cuenta los efectos de la Resolución CREG 030 de 2018 y la generación estimada horaria.

1.2 Marco Legal

La reglamentación eléctrica colombiana inició en 1994 con la Ley 143 de 1994, pero en ésta no se proyectó la implementación de sistemas de generación a partir de fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER). Posteriormente, en 2001, se expidió la Ley 697 orientada a promover el uso racional de energía; sin embargo, no abordó el tema de promoción de las energías alternativas. Así, las apuestas del Estado Colombiano en materia de tecnologías no convencionales y renovables han sido muy recientes, pues, no fue sino hasta el 2014 cuando realmente se creó un

marco legal que permitió la reglamentación de la integración de estas tecnologías de generación en la matriz colombiana.

Aun así, y ante la motivación innovadora de algunas empresas del sector privado, se realizaron proyectos de generación FV autónoma en diferentes lugares del país. En el caso de La Electrificadora de Santander S.A. (ESSA), se realizó un proyecto denominado “Proyecto piloto de generación FV en veredas no interconectadas”, el cual tenía como propósito determinar la viabilidad de la implementación de GFV en veredas en los municipios de cobertura de ESSA, en busca del mejoramiento en el nivel de vida de la comunidad. Este proyecto, realizado en el año 2010, con una inversión aproximada a los \$220.000.000, dejó algunas lecciones aprendidas. (Pinto, 2012)

En lo público, también se realizaron proyectos por parte, por ejemplo, de alcaldías, como el caso del municipio de Bucaramanga, que realizó un proyecto en noviembre del 2010 en la vereda el Aburrido, que benefició 7 familias rurales sin cobertura eléctrica (Vanguardia, 2010). Otros ejemplos vienen de la mano del Gobierno Nacional por medio del Plan Fronteras para la Prosperidad (PFP) en departamentos de la región llanera, como el proyecto del Vichada, en donde la PFP habilitó un sistema FV para la institución educativa San Pedro Claver y el centro de salud, con una disponibilidad del servicio de energía eléctrica durante las 24 horas del día. (Cancillería de Colombia, 2014)

No obstante, las apuestas particulares, no fue sino hasta 2014 que el Congreso de Colombia expidió la Ley 1715, a través de la cual se promueve la integración de energías renovables no convencionales al sistema eléctrico nacional. Esta ley generó el marco legal específico para los proyectos orientados al aprovechamiento de recursos naturales renovables (e.g. irradiación solar y viento) para la generación de energía, a través de la definición de instrumentos tributarios,

arancelarios y contables de participación en el mercado energético; así mismo, se incentiva la promoción de sistemas basados en FNCER, eficiencia energética, se estimula la investigación, se crean fondos de y fija bases legales para cumplir estos propósitos. (Congreso de la República de Colombia, 2014)

La UPME, mediante la Resolución 0281 del 5 de junio de 2015, definió el límite máximo de autogeneración a pequeña escala en 1 MW, que corresponderá a la capacidad instalada del sistema de generación de un autogenerador (AG) (Unidad de planeación Minero Energética, 2015, pág. 2). Posteriormente, el Decreto 2143 del 4 de noviembre de 2015 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. (Ministerio de Minas y Energía, 2015, págs. 1–5)

A continuación, se divulgó la Resolución CREG 227 del 11 de diciembre de 2015 que ordena hacer público un proyecto de Resolución de carácter general *“Por el cual se define la metodología para determinar la energía firme de las plantas solares FVs”* (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2015). Finalmente, el 26 de febrero de 2018, se expide la Resolución CREG 030 de 2018, por la cual se regula las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el sistema interconectado nacional, en donde se debe tener presente las definiciones como: autogeneración, autogenerador, autogenerador a gran escala y pequeña escala, capacidad instalada, crédito de energía, excedentes, los diversos servicios de sistemas, local, regional y nacional, entre otros. Asimismo, se establece que deben cumplir con una serie de estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1, por ejemplo, que la sumatoria de la potencia instalada que entregan energía a la red debe ser igual o menor al 15% de la capacidad nominal del

circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018)

La Electrificadora de Santander es consciente de la posible migración de clientes a los sistemas solares que se traduciría en reducción de ventas de energía, pues está interesada en el tema de la energía solar y se ha preparado para recibir y adoptar las disposiciones reglamentarias respecto a la integración de generación distribuida y autogeneración. Sin embargo, aún no cuenta con estudios que permitan estimar el potencial impacto financiero de esta migración, siendo este trabajo de profundización una oportunidad para adelantar un primer análisis del impacto en las ventas de energía de los Operadores de Red, debido a la implementación de las disposiciones regulatorias y al factor pueda incentivar la masificación de la energía FV en el nivel de tensión que más la puede impactar como es el nivel de tensión 1.

2. Factores que motivan y desestiman la masificación de la energía FV

Este Capítulo explora e identifica los principales aspectos que pueden promover y estimular las inversiones o esfuerzos que lleven a la masificación de la generación FV en el nivel de tensión 1. Estos estímulos pueden ser técnicos, arquitectónicos, sociales, culturales, económicos y ambientales, entre otros. Inicialmente, se analizan los 7 factores identificados mediante una encuesta realizada en Chile denominada “Motivadores al Evaluar la Instalación de un Sistema FV” (Vargas, 2015), la cual arroja información sobre los factores que motivan a los usuarios a realizar

la implementación de los sistemas FVs; posteriormente, se analizan otros factores como: la resistencia de las estructuras y la facilidad de acceso a los beneficios tributarios.

Los resultados de esta encuesta sirvieron como base para el trabajo posterior, esto debido a que esta encuesta refleja un escenario en un contexto nacional similar al colombiano, dada la cercanía cultural y económica, si se compara con países como Estados Unidos, España o China; además del hecho de que Chile, al igual que Colombia, tiene marco regulatorio relativamente reciente que no inició sino hasta el 2008 con la Ley 20.257 que introdujo modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales. Estos resultados se resumen en la Figura 1.

A partir de la encuesta, se destaca que los encuestados consideran que ***ahorros mensuales generados por el sistema FV*** y ***costos de inversión*** son los aspectos más importantes a la hora de considerar la instalación de sistemas de GFV, de esta forma, se podría afirmar que la decisión de instalar un sistema FV es una decisión principalmente de tipo económico. Este criterio destaca sobre los criterios ambientales o estéticos.

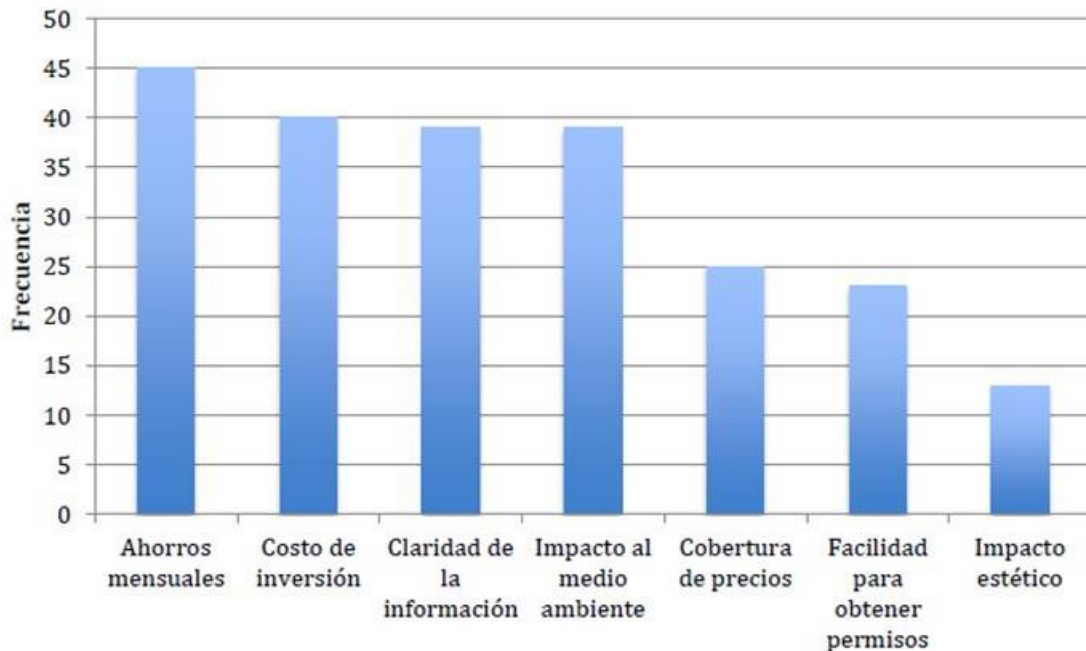


Figura 1. Aspectos que estimulan la instalación de sistemas FVs. Adaptado de Vargas, F. “Plan de negocio para la implementación de una empresa de instalación, mantención y financiamiento de sistemas fotovoltaicos para el sector residencial chileno,” Universidad de Chile, 2015

Por otra parte, el factor **claridad de la información** se muestra como un aspecto de relevancia para los potenciales clientes. Esto tiene relación con la incertidumbre o desconocimiento total sobre la operación de sistemas FVs. Los aspectos económicos tienen más importancia en el corto que en el largo plazo, pues la cobertura de precios es algo señalado como importancia media; esto se contrasta con la información del mercado en el área industrial, donde el sector empresarial superpone la cobertura de precios a los ahorros mensuales, mientras que el impacto estético de un sistema FV es señalado como algo de menor relevancia.

2.1 Ahorros mensuales y costo de inversión

Los inversores están interesados en los costos necesarios y el provecho que la inversión traiga. Es así como los ahorros mensuales y el costo de la inversión son los dos factores que más impactan a los usuarios a la hora de decidir si se desea instalar sistemas FV para autoconsumo. Es por esto que se inició analizando estas preocupaciones.

Los ahorros económicos asociados a la implementación de un sistema FV en un predio de nivel de tensión¹, pueden ser explorados desde dos puntos de vista. El primero es el ahorro asociado a la tarifa mensual, debido a que el sistema genera su propia energía y se deja de comprar energía al OR de manera parcial o total, dependiendo si el sistema se dimensiona e instala con acumulación de energía. El segundo ahorro, que se puede denominar ahorro energético asociado a la climatización del predio, evidente especialmente en climas muy cálidos, se relaciona el beneficio térmico que puede producir la instalación de paneles FV sobre el techo del predio, ofreciendo una barrera para el sol y propiciando una circulación de aire que, por consiguiente, puede reducir la temperatura de ambiente interior, por lo cual se podría reducir el uso de electrodomésticos como ventiladores y aires acondicionados.

En primera instancia se relaciona la tesis “*Estudio de factibilidad para la implementación de energía FV en la zona preescolar del colegio agustiniano Suba*” (Garzón & Martínez, 2017). En este estudio, realizado en el año 2017, se estimó la tasa de retorno de la inversión de un SFV en la ciudad de Bogotá, sin contemplar los estímulos tributarios ofrecidos por la reglamentación actual, por lo que da cuenta de los ahorros asociados a la implementación de un sistema FV de pequeña escala. En cuanto el tiempo de recuperación de una determinada cantidad invertida en un SFV, el estudio arroja el resultado presentado en la Figura 2.

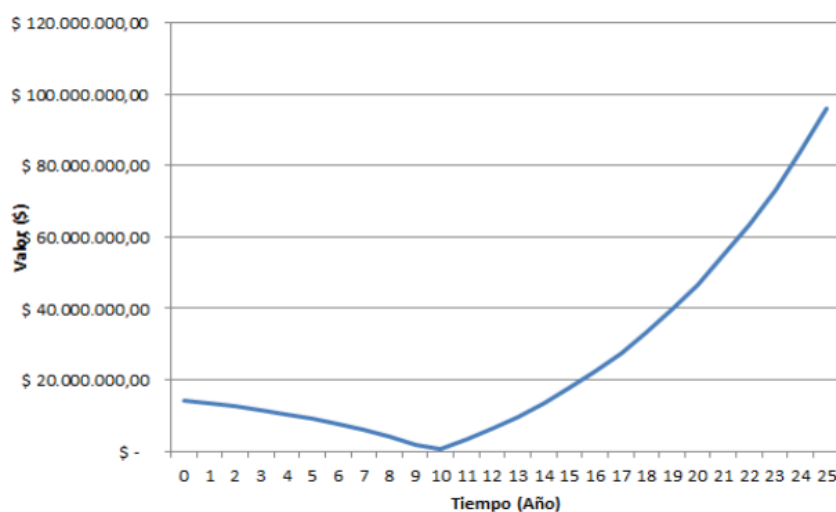


Figura 2. Recuperación de la inversión total (implementación de Energía FV e implementación de la alternativa de bajo consumo). Adaptado de J. Garzón, Diana; Martínez, “Estudio de factibilidad para la implementación de energía solar fotovoltaica en la zona preescolar del Colegio Agustíniano Suba,” Universidad Distrital Francisco José de Caldas Facultad, 2017

Luego de realizar el análisis financiero, se concluye que es factible la implementación de energía FV y la alternativa de bajo consumo en la zona de preescolar del Colegio Agustíniano Suba, ya que se obtendría un beneficio neto³ en 25 años (vida útil del proyecto) del 74% y anualmente un beneficio neto aproximadamente del 3%, con una TIR (Tasa Interna de Retorno) del 6% y un VAN (Valor Anual Neto) de \$7.019.866. No obstante, es indispensable tener presente que estos valores aplican para las condiciones particulares de irradiación, ubicación, temperatura y costo de la energía de este proyecto. También se concluye, que la recuperación de la inversión

³ El beneficio neto se entiende como la cantidad de dinero del que se puede disponer tras haber cubierto los gastos e impuesto, producto de una actividad económica. Por otra parte, la TIR es la tasa de rentabilidad que ofrece la inversión, mientras que el VAN es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión.

se realizaría a largo plazo, en un tiempo de 9 años, si se aportará a la deuda el Costo Anual de Facturación Proyectado, que sería un valor igual al costo anual que se paga por la energía convencional, pero se amortizaría al sistema FV que a partir del año 10 empieza a generar ganancia hasta el año 25 (Garzón & Martínez, 2017).

Asimismo, en la tesis titulada “*Estudio de factibilidad para la implementación de sistemas FVs como fuente de energía en el sector industrial de Colombia*” (Biter & Chamas, 2017, pág. 81) se empleó una simulación de flujo de caja (aplicando los beneficios tributarios) para la ciudad de Bogotá y Nivel 1; y se calcularon los periodos de retorno en diferentes zonas geográficas del país para todos los niveles tarifarios (niveles 1, 2, 3 y 4), cuyos resultados son mostrados en la Figura 3.

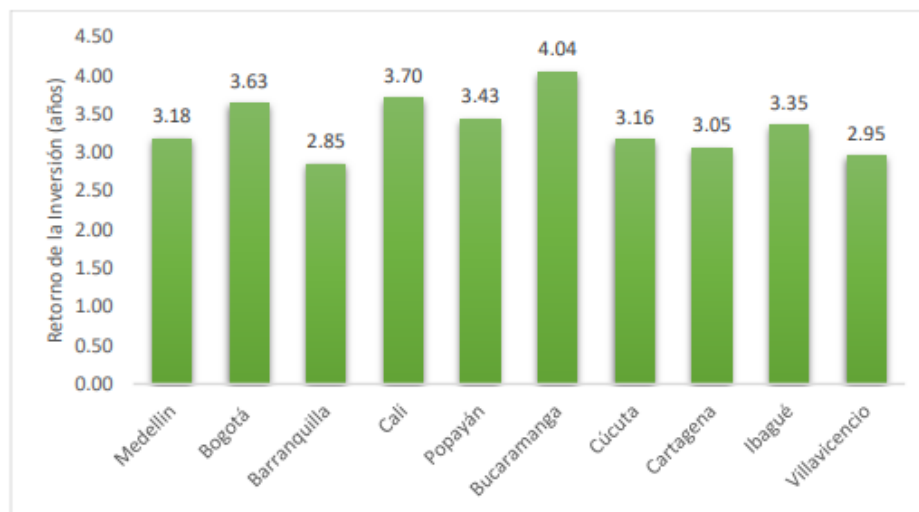


Figura 3. Retorno de la inversión (años) nivel de tensión 1. Adaptado de Vargas, F. “Plan de negocio para la implementación de una empresa de instalación, mantención y financiamiento de sistemas fotovoltaicos para el sector residencial chileno,” Universidad de Chile, 2015

De acuerdo con lo anterior, se puede afirmar que, en un sistema de generación FV sin aplicar a incentivos tributarios, se reflejan a partir del año nueve de la inversión y utilizando los beneficios tributarios, se pueden reflejar a partir del cuarto año de inversión, lo cual es muy importante en el análisis de los posibles aspectos que podrían influenciar en una eventual masificación de los sistemas FVs.

2.1.1 Costo de inversión. En la literatura reconocen que los costos de un sistema de generación FV han disminuido considerablemente en los últimos años y tienden a seguir bajando; sin embargo, es una realidad que sigue siendo una inversión con beneficios y ahorros a largo plazo, como es el caso presentado en la Sección 2.1, donde el retorno de la inversión se da en 9 años. (Garzón & Martínez, 2017)

El Departamento de Energía (DOE) de Estados Unidos ha publicado la actualización de 2016 de su informe “La revolución... ahora: el futuro llega para cinco tecnologías de energía limpia”, en el que se recoge el impacto que están teniendo, en el sector energético estadounidense, cinco tecnologías clave del sector de las energías renovables tras décadas de inversiones e investigación por parte del Gobierno y de las empresas del país, mostrando impactantes cifras, la FV distribuida, las lámparas LED y los vehículos eléctricos han caído entre un 41%. Estas increíbles reducciones de costos han permitido la adopción generalizada de estas tecnologías con un despliegue cada vez mayor en todos los ámbitos (Roca, Octubre 03 de 2016). En la Figura se pueden ver las tendencias en reducción de costos.



Figura 4. Reducción del costo unitario de algunas tecnologías. Destaca en azul oscuro la reducción de los precios de SFVs de gran escala. Adoptado de J. D. Roca, “La increíble reducción de costes de las tecnologías renovables en los últimos siete años,” *elperiodicodelaenergia*, 03-Oct-2016

El informe del DOE señala que el potencial de generación de electricidad a partir de la FV distribuida es igual al 38,6% del consumo total de electricidad de Estados Unidos. Aunque la tecnología FV distribuida está disponible desde hace años, ha sido ahora con la caída de los costos cuando ha comenzado a ser interesante tanto para las familias como para las empresas y escuelas (Roca, Octubre 03 de 2016). En la Figura 5 se evidencian los resultados.

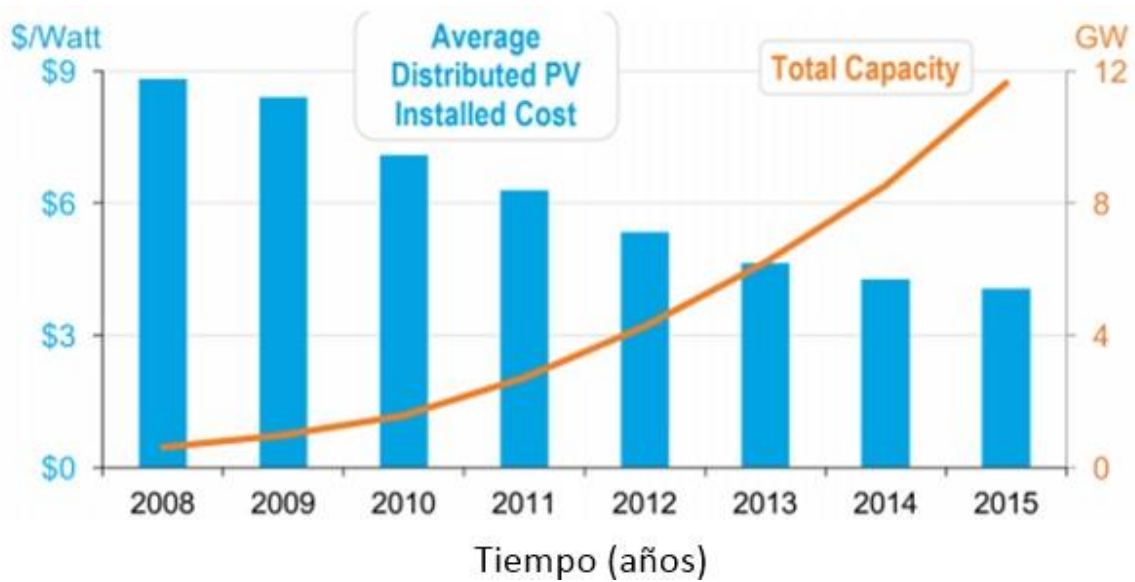


Figura 5. Costo promedio de instalación por unidad de energía de GFV en azul. En naranja aumento de la capacidad de generación en Estados Unidos. Adaptado de: Departamento de Energía (DOE) de Estados Unidos.

2.2 Claridad de la información

La claridad de información tiene relevancia para los potenciales clientes debido a que es la base para entender o no los beneficios, ventajas y desventajas de instalar sistemas de generación FV, dentro de este tema hay que resaltar la normatividad vigente como fuente oficial de información; más allá de esto, se tiene a las empresas vendedoras y las noticias que circulan en los medios de comunicación.

2.2.1 Normatividad vigente. La Ley 1715 de 2014, del Ministerio de Minas y Energía, es la primera fuente de información que se debería tener para evaluar la posibilidad de invertir o no en sistemas de generación FV. Esta ley promueve el desarrollo y la utilización de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el Sistema Energético Nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo sostenible. Asimismo, en el Artículo 8, se contemplan programas de divulgación masiva para informar al público en general sobre los requisitos, procedimientos y beneficios de la implementación de soluciones de autogeneración a pequeña escala con el fin de que los interesados cuenten con claridad en la información. (Congreso de la República de Colombia, 2014)

2.2.2 Medios de comunicación. Los medios de comunicación han sido grandes difusores de los temas relacionados con tecnología e innovación (ver Figura 6), entre ellos todos los avances tecnológicos en cuanto energía FV y demás fuentes de generación no convencional; sin embargo, los artículos suelen ser generales y no dan aclaraciones o información concreta y en algunos casos pueden generar expectativas equivocadas.



Figura 6. Noticias relacionadas con energías renovables. Adaptado de: El Tiempo. energías renovables [Online]. Available: www.eltiempo.com

En la Figura 6 se pueden observar algunas noticias relacionadas con el tema de generación FV; sin embargo, no se profundiza en el tema de incentivos tributarios, facilidades de instalación o información alguna que oriente a los usuarios no especializados en aspectos que les ayuden a tomar una decisión informada. Se realiza un recuento por diferentes medios de comunicación y prevalece la misma información de avances científicos, proyección o construcción de proyectos, pero no se consigue información que facilite el entendimiento o toma de decisiones. Los datos entregados son de difícil comprensión para una persona que no sea ampliamente conocedora de la rama de las energías, lo cual puede confundir o crear falsas expectativas.

2.3 Impacto al medio ambiente

El tema del medio ambiente se encuentra entre los cuatro principales aspectos que tienen en cuenta los posibles inversionistas o interesados. En este sentido, existen ventajas ambientales de los sistemas FVs en tejados, como, por ejemplo, que no generan emisiones de CO₂ en su operación, no hacen ruido, evitan la tala de árboles, no requieren agua para su operación, entre otros más. A continuación, se describen aspectos que dan a entender mejor el tema ambiental como factor de impacto en la posible masificación de los SFVs.

2.3.1 Proyectos de capacidad instalada superior o igual (100) MW. En el mes de julio de 2017, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) junto con la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), pusieron a disposición del público los términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental – EIA en proyectos de uso de energía FV, los cuales deben ser considerados por cualquier interesado en poner en marcha un proyecto FV en Colombia. (Unidad de planeación Minero Energética, 2015)

El Artículo 2.2.3.2.2 del Decreto 1076 de 2015 define los proyectos, obras y actividades que requieren licencia ambiental y que son competencia directa de la ANLA, mencionando entonces en el Numeral 4, Literal b). Los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes con capacidad instalada superior o igual 100 MW.

El Artículo 2.2.3.2.3, del mismo Decreto, relaciona aquellos proyectos, obras o actividades sujetos de licenciamiento ambiental por parte de las Corporaciones, donde especifica que los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía virtualmente contaminantes con capacidad instalada de igual o mayor a 10 MW y menor de 100 MW (Numeral 4, Literal d).

Asimismo, frente al Diagnóstico Ambiental de Alternativas se menciona en el Artículo 2.2.2.3.4.2, con respecto a los proyectos FVs su exigibilidad para: Los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía virtualmente contaminantes con capacidad instalada superior a 10 MW. Lo citado muestra que los proyectos de generación FV con una capacidad instalada mayor a 10 MW deben realizar un diagnóstico ambiental de alternativas y, a su vez, desarrollar el correspondiente estudio de impacto ambiental.

2.3.2 Proyectos de capacidad menor a 1 MW. La Resolución 0281 de 2015 define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala, que es de 1 MW. Corresponde con la capacidad instalada del sistema de generación del AG (Unidad de planeación Minero Energética, 2015) y se asume que estos proyectos no tienen gran impacto ambiental debido a que son instalados sobre techos, placas y no requerirán talas de árboles ni deforestación. Sin embargo, es requisito indispensable que el proyecto cuente con una certificación de las corporaciones ambientales regionales, cuando este solicite los beneficios contemplados en la Ley 1715 de 2014 (Congreso de la República de Colombia, 2014), este certificado debe manifestar que el proyecto no causa ningún daño ambiental.

2.4 Cobertura de precios

La cobertura de precios se identificó como un factor de importancia media, esto se contrasta con la información del mercado en el área industrial, donde el sector empresas superpone la cobertura de precios a los ahorros mensuales.

Pero ¿qué se entiende por cobertura de precios? La cobertura de precios puede definirse "*Una técnica financiera que intenta reducir el riesgo de pérdida debido a movimientos desfavorables de precios*", y que "*consiste en tomar una posición a plazo que sea equivalente u opuesta a otra posición existente o anticipada sobre él*" (Gobierno de México, sf). Básicamente, este concepto está relacionado con los préstamos realizados especialmente a nivel empresarial para desarrollar proyectos de gran envergadura. Este trabajo estudia el impacto en el nivel de tensión 1 por lo cual no se profundiza en este factor.

2.5 Facilidad para obtener permisos

La facilidad para obtener permisos está directamente relacionada con las disposiciones de la resolución CREG 030 de 2018 en donde se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. Como se trata en el Numeral 3.2.1, es en esta resolución en donde se establecen las condiciones que se deben cumplir para realizar un proyecto de generación no convencional y entregar los excedentes a la red. El Artículo 8 indica que el OR dispondrá de un sistema de información computacional para que un potencial AGPE o GD pueda adelantar todo el trámite de conexión, pueda recibir notificaciones y requerimientos por medios electrónicos y pueda conocer el estado de su trámite en todo momento a través de la página web. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018)

Asimismo, se indica que este sistema de información debe estar disponible para el público a partir del primer día hábil del séptimo mes contado a partir del mes siguiente al de entrada en vigor de la presente resolución. Actualmente, los OR ya cuentan en sus respectivas páginas web con el

vínculo para que el potencial AG pueda realizar los trámites referentes a la legalización y reconocimiento del proyecto como AG o GD.

2.6 Impacto estético

El último de los factores identificados es el impacto estético, no obstante no son muchos los potenciales generadores que ponderan este factor por encima de lo económico (Vargas, 2015); sin embargo, existe un auge importante entre arquitectos, diseñadores y constructoras para incorporar a sus proyectos las tecnologías de generación renovable, especialmente FV y eólica, pero en general y especialmente para el caso FV, los paneles FVs son instalados en las superficies de las viviendas como techos y terrazas, lugares donde son poco visibles de tal manera que no ocasiona impacto estético negativo. La Figura 7 muestra algunos de los diseños más usados que no ocasionan impacto estético. Así, se puede establecer que el impacto estético es bajo y su incidencia en la posible masificación de la generación FV en el nivel de tensión 1 es relativamente baja.



Figura 7. Instalación de paneles en techo de parqueadero de una casa campestre (izquierda) y en el techo de un sendero peatonal (derecha). Adaptado de ERCO.

2.7 Resistencia de las estructuras

Aunque inicialmente se tuvo en cuenta dentro este Capítulo los aspectos avalados en (Vargas, 2015), se considera relevante contemplar dos factores más que pueden ser de gran importancia para promover o no la masificación de los sistemas FVs en el nivel de tensión 1. A continuación, se analiza el primero de ellos denominado resistencia de las estructuras.

La resistencia de las estructuras hace referencia a la capacidad de los techos, terrazas y demás superficies para soportar las cargas y volúmenes de los paneles FVs, en este caso, se tiene como referencia el estudio de los riesgos en la instalación y mantenimiento de paneles FVs en tejados y cubiertas ligeras (Sandoval, 2014). Este estudio analizó aspectos relacionados con trabajos de instalación y mantenimiento que se realizan en las instalaciones para generación de energía eléctrica mediante paneles FVs ubicados en altura, concretamente, se pretendió hacer una identificación precisa de los posibles riesgos a los que se encuentran sometidos los operarios que realizan trabajos de instalación y mantenimiento de los paneles FVs (Sandoval, 2014). Dentro de este estudio, se identificaron tres aspectos relevantes que dificultan la instalación y mantenimiento en placas ligeras los cuales se tratan a continuación.

2.7.1 Nuevas instalaciones. Las inversiones en las instalaciones se hayan reducidas enormemente, siendo por ejemplo el mantenimiento una práctica reducida a unos niveles mínimos, dado el gasto que supone y el escaso beneficio que reporta (Sandoval, 2014); asimismo, no se invierte en estructuras nuevas necesarias para soportar los paneles, sino que se utilizan las placas y techos en los cuales se anclan las estructuras de los paneles.

2.7.2 Falta de medios de acceso fijos. Se evidenció la imposibilidad de acceder a las zonas de cubierta de las naves por ausencia de elementos fijos instalados para tal fin (Sandoval, 2014). Es decir, no se cuenta con escaleras, pasamanos, elevadores u otros medios que permitan un fácil y seguro acceso a la placa o techo. En el estudio de los riesgos en la instalación y mantenimiento de paneles FVs FVs en tejados y cubiertas ligeras (Sandoval, 2014). Se encontró que, en general, las instalaciones carecían de elementos de acceso fijos a la cubierta o tejado, empleando para los trabajos equipos de trabajo específicos (Plataformas elevadoras móviles de personal). En la Figura 8 se observa como en el 72,22% de los casos carecían de tales medios, mientras que el restante 27,78% si disponían de escaleras diseñadas para acceder aquellos lugares.

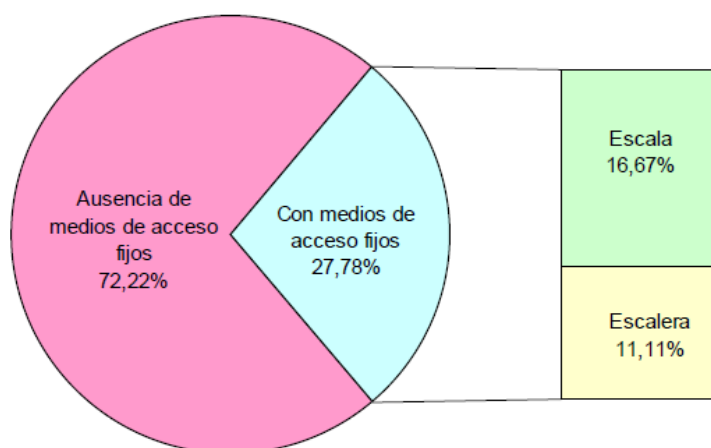


Figura 8. Proporción de elementos de acceso a techos y tejados. Adaptado de: Estudio de los riesgos en la instalación y mantenimiento de paneles FVs en tejados y cubiertas ligeras.

2.7.3 Falta de garantía de resistencia mecánica de las cubiertas. Un tercer elemento es la resistencia mecánica de las cubiertas, lo cual se traduce en la capacidad de las placas o techos para soportar el peso estructural y de paneles FVs que se van a fijar, así como los puntos de apoyo para los posibles elementos de seguridad y los riesgos existentes por falta de barandas o muros de protección. En el estudio se identifica que el 16,67% de las instalaciones disponían de sistemas para la sujeción de los arneses de los trabajadores mediante líneas de anclaje flexibles realizadas mediante cable de acero. El resto de las instalaciones no disponía de elementos específicos para la sujeción de los arneses. (Sandoval, 2014).

Los resultados mostrados en este numeral evidencian que las características de acceso al techo son un factor importante que puede frenar la masificación de los sistemas FVs, principalmente en clientes residenciales, pues es más probable que esto no cuente con placas o techos adecuados, resistentes, seguros y equipados. A partir de todo esto, se deriva la posibilidad de que se incrementen notablemente los costos de implementación o adecuación.

2.8 Beneficios tributarios de la Ley 1715 de 2014

El acceso a los incentivos tributarios está ligado al factor “Costos de inversión”. Es un factor que el Estado, a través de la ley 1715 de 2014, pretende que sea un estímulo que motive la inversión en las energías alternativas no convencionales. Por lo que se espera que sea decisivo para que se presente o no la masificación de estos sistemas.

El Ministerio de Minas y Energía publicó el documento denominado “Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014” (González, Tautiva, & Quiroga, 2014, pág. 28), con el fin de orientar de manera práctica los procedimientos para acceder a los

beneficios tributarios contemplados en esta ley. Este es un punto a favor del potencial AG, ya que puede encontrar en un solo lugar y de fácil acceso, la información requerida. Ahora bien, si es cierto que la guía describe claramente los pasos a seguir, el potencial AG se encuentra con una serie requisitos y de procedimientos de largo plazo y en la que intervienen diferentes entidades oficiales como se describe en la Figura 9.

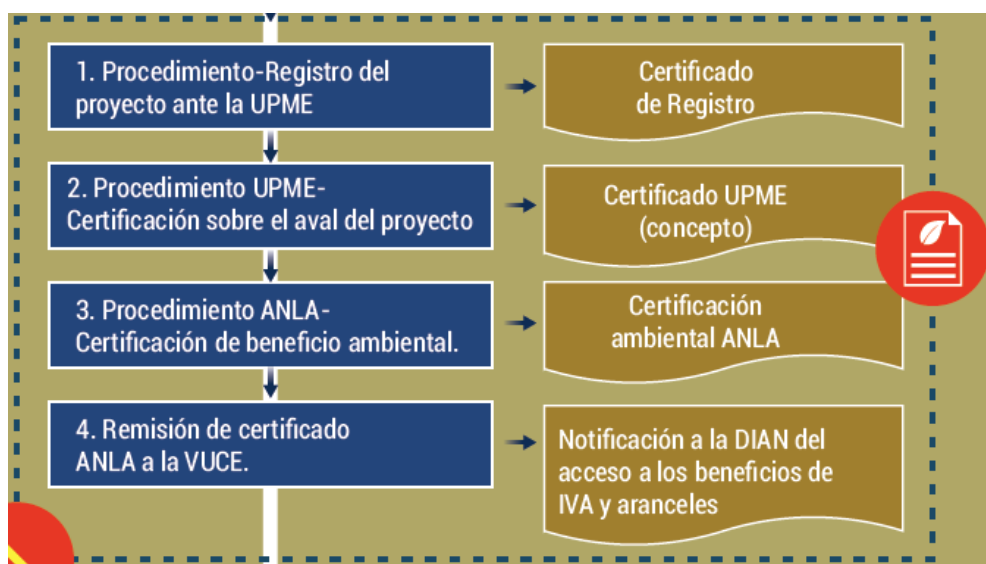


Figura 9. Aplicación a los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014. Adaptado de: Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014

La solicitud ante cada entidad presenta una serie de etapas que dificulta, demora y alarga en varios meses el inicio de la importación de los proyectos, lo cual puede desmotivar a los potenciales AGs a construir su proyecto y en el caso del nivel de tensión 1 en donde los costos no son tan representativos, podría dejar perder los incentivos.

Por lo pronto, se puede indicar que las etapas para hacer uso de los incentivos son muy largas, la exigencia de documentación es exagerada y aun no es suficientemente clara, la intervención de

diferentes entidades atrasa aún más el procedimiento y desmotiva al potencial AG a hacerse beneficiario de los incentivos o incluso de realizar la inversión.

Para finalizar, la Tabla 1 recoge los aspectos más importantes de cada uno de los factores

Tabla 1. *Relación entre los factores considerados y los hallazgos por los cuales se estima el nivel de impacto.*

Factor	Hallazgos
Inversión y ahorros	El factor más importante. Impacta directamente en la percepción de viabilidad del interesado.
Claridad información	La información presente en los medios de acceso del público general (v. gr. Prensa e internet) aborda aspectos generales y técnicos que no aportan a la toma de decisión del usuario corriente.
Medio Ambiente	Es un factor de impacto positivo. Se identifica una tendencia hacia el uso responsable y sostenible de la energía eléctrica.
Cobertura de precios	Factor económico de grandes proyectos que no se tiene en cuenta.
Facilidad de permisos	El proceso de solicitud y conexión ha sido ampliamente socializado. Su impacto no es muy importante.
Estética	Se tiene una percepción positiva de los paneles FV en la arquitectura. No tiene impactos negativos.
Resistencia estructuras	Es un factor de alto impacto. Algunas construcciones pueden descartarse en el inicio si no cuentan con estructuras resistentes.
Incentivos tributarios	Los incentivos tributarios son un mecanismo interesante, pero con algunas falencias. Puede impactar negativamente.

Nota. Vargas, F. Plan de negocio para la implementación de una empresa de instalación, mantención y financiamiento de sistemas fotovoltaicos para el sector residencial chileno, Universidad de Chile, 2015

3. Áreas energéticas potenciales

Una vez identificados los factores que motivan o desestiman la masificación de la energía FV, los cuales serán utilizados más adelante para hallar el Coeficiente CO, se analizaron y determinaron las zonas energéticas de un área determinada, con el propósito de evaluar si existen o no condiciones físicas que conlleven a la masificación de los sistemas FVs. En primera instancia, se establece a Bucaramanga como ciudad de análisis debido a que se tiene especial interés en ella al ser sede de ESSA. Asimismo, se seleccionan dos sectores dentro de la ciudad que presentan dos escenarios interesantes de análisis como lo es la Comuna 1, con Estratos 1 y 2 y la Comuna 12 con Estratos 4 y 5.

Para la identificación de las superficies aprovechables, el ejercicio se realizó con herramientas informáticas como Google Maps y el software de distribución de redes de ESSA “EnerGIS”, a pesar de que a nivel mundial existen herramientas tecnológicas para identificar superficies como el LIDAR (*Light Detection and Ranging*)⁴ diseñadas para este propósito, no obstante, los sistemas LIDAR suelen ser aerotransportados (Ávila, Bravo, & Puebla, 2014), por lo que no es viable usarlo en este trabajo.

⁴ Tecnología de teledetección óptica que utiliza pulsos de luz láser para muestrear la superficie terrestre que, al realizar un barrido del terreno, determina la altura y forma de cualquier elemento sobre el suelo como los árboles, edificios, infraestructuras e incluso vehículos. Las principales ventajas de los sensores LIDAR son la alta resolución de los datos capturados y la capacidad para obtener información bajo la cubierta de vegetación.

3.1 Zonas energéticas en Bucaramanga

La identificación de zonas energéticas inicia con la demarcación de sectores y el barrido manzana por manzana para determinar las áreas aprovechables para generación FV en techos. La Tabla 1 muestra los barrios de la Comuna 1, ubicada en el norte de la ciudad, cuya estratificación es 1 y 2, mientras que la Figura 10 muestra los barrios de la Comuna 2, cuya estratificación es de 4 y 5.

BARRIOS	
Altos del Kennedy	Kennedy
Altos del Progreso	Las Hamacas
Asentamiento Barrio Nuevo	María Paz
Asentamiento Brisas de Surata	Minuto de Dios
Asentamiento Caminos de Paz I	Miradoreres del Kennedy
Asentamiento Caminos de Paz II	Miramar
Asentamiento Cervunion	Olas Altas
Asentamiento Delicias Norte	Olas Bajas
Asentamiento Divino Niño I	Omagà sector I
Asentamiento Divino Niño II	Omagà sector II
Asentamiento Luz de Esperanza	Paisajes del Norte
Asentamiento Portal de los Angeles (ASOVIPOAN)	San Valentin
Asentamiento Puente Nariño	Tejar Norte
Asentamiento Rio de Oro	Tejarcitos
Balcones del Kennedy (Sector Hamacas la Curva)	Urbanización Rosa alta
Betania	Urbnizacion Colseguros Norte
Cafè Madrid	Villa Alegria I
Campestre Norte sector Getsemani	Villa Alegria II
Campestre Norte sector la Fortuna	Villa María I
Campestre Norte sector los Cerros	Villa María II
Claveriano	Villa María III
Colorados	Villa Rosa todos los sectores
El Pablon (Alto)	Villas de San Ignacio sector Ingeser
El Pablon (Bajo)	Villas de San Ignacio sectores Bavaria I y II
El Rosal	Villas de San Ignacio sectores Betania I y II

Figura 10. Barrios de la Comuna 1 de la ciudad de Bucaramanga. Adaptado de Alcaldía de Bucaramanga

Tabla 2. *Barrios de la Comuna 12 de la ciudad de Bucaramanga.*

Barrios	
Cabecera de Llano	Sotomayor
	Puerta del Sol Conjunto Residencial
Antiguo Campestre	Bolarquí
Conucos	Mercedes
El Jardín	Altos del Jardín
Pan de Azúcar	Los Cedros
Terrazas	La Floresta
Altos de Pan de azúcar	Quebrada de Pan de azúcar

Nota. Alcaldía de Bucaramanga

3.2 Análisis de zonas energéticas Comuna 1 de Bucaramanga

Una vez identificadas y ubicadas las Comunas se inicia el barrido para determinar los techos aprovechables mediante Google Maps. El procedimiento consiste en hacer un paneo cada una de las calles de los sectores seleccionados e identificando, mediante las imágenes, los techos aprovechables, descartando aquellos próximos a obstáculos irremediables, como por ejemplo, edificios o árboles frondosos que obstruyan la penetración de la radiación solar. Se destaca como zona potencialmente apta para la generación solar FV, se encuentran los barrios Villas de San Ignacio, Betania, María Paz, etc., mostrados en la Figura 11.



Figura 11. Vista satelital del barrio Villas de San Ignacio. Adaptado de Google Maps.

En el caso de Villas de San Ignacio se identifican características idénticas de construcción en todas sus etapas y de igual manera, en los barrios Bavaria, Betania y Villa María, en los cuales se realiza un proceso de medición de áreas (Ver Figura 12), mediante el cual se obtiene las medias aprovechables en cada techo y en la totalidad de las viviendas arrojando los resultados que se presentan en la Tabla 3.

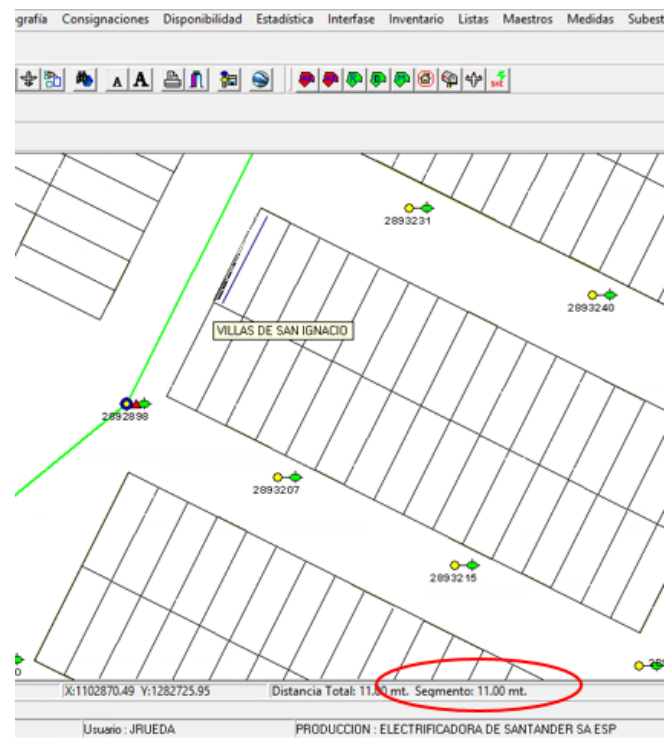


Figura 12. Medida del área disponible en techos Villas de San Ignacio. Adaptado de ESSA - Sistema de gestión de distribución de redes de ESSA “EnerGis”.

Tabla 3. Cálculo área disponible Villas de San Ignacio

Barrio	Medidas casa	Área/casa m ²	Total casas	Área total m ²
Villas de San Ignacio	11 x 4	44	802	35 288

Otro sector muy característico que refleja gran similitud con las viviendas de los demás barrios de la Comuna 1 es el barrio Café Madrid, con viviendas en material, generalmente de un piso y con techos en Eternit, zinc y placas de material, pero con la particularidad de no presentarse obstrucción de los techos por casi ningún tipo de estructura y la vegetación en la mayoría de los casos son pequeños arbustos que no superan la altura de los techos, es decir, en un gran porcentaje se puede asumir como techos aprovechables, tal como se muestra en la Figura 13.



Figura 13. Vista satelital del barrio Café Madrid. Adaptado de: Google Maps

Como tercer ejemplo de la Comuna 1, se muestra en la Figura 14 el barrio Kennedy, con similares características de construcción a los barrios Olas, Tejar, Hamacas, Pablón y la gran mayoría de los barrios de esta Comuna. En este sector se pueden identificar la mayoría de las casas construidas en material, con teja de Eternit y placa, aunque se observan varias casas de dos pisos y algunas otras de tres pisos, no se puede identificar que sea un sector en el que predomine arborización, salvo en la Carrera 22 Norte, en donde se encuentran arboles de gran tamaño, en este tipo de construcción predominante se evidencian tejados con condiciones aptas para la instalación de sistemas de generación solar FV.

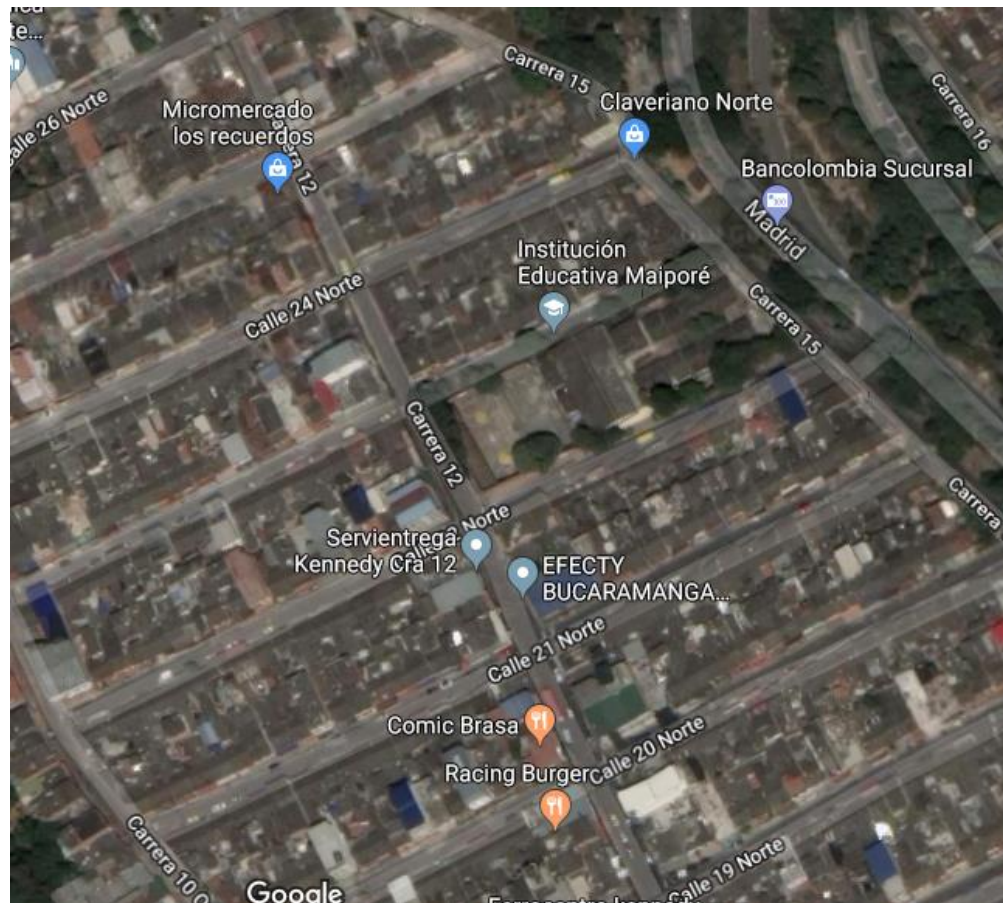


Figura 14. Vista satelital del barrio Kennedy. Adaptado de: Google Maps.

3.3 Análisis de zonas energéticas Comuna 12 de Bucaramanga

En la Comuna 12 de Bucaramanga, correspondiente a barrios que son, en su mayoría, Estrato 4 y 5 y algunos edificios Estrato 6, se destaca dos tipos de construcción: El sector de Cabecera en donde predominan los edificios más altos de la ciudad, rodeados de algunas casas antiguas que aún se conservan, en su mayoría de dos pisos y techos en teja de barro y placa de cemento reflejado en la Figura 15, y otro tipo de construcción, en los sectores de Pan de Azúcar y Terrazas con una situación contraria, la mayoría son casas de dos pisos rodeadas de algunos edificios como se observa en la Figura 16.



Figura 15. Vista satelital del barrio Cabecera. Adaptado de: Google Maps.

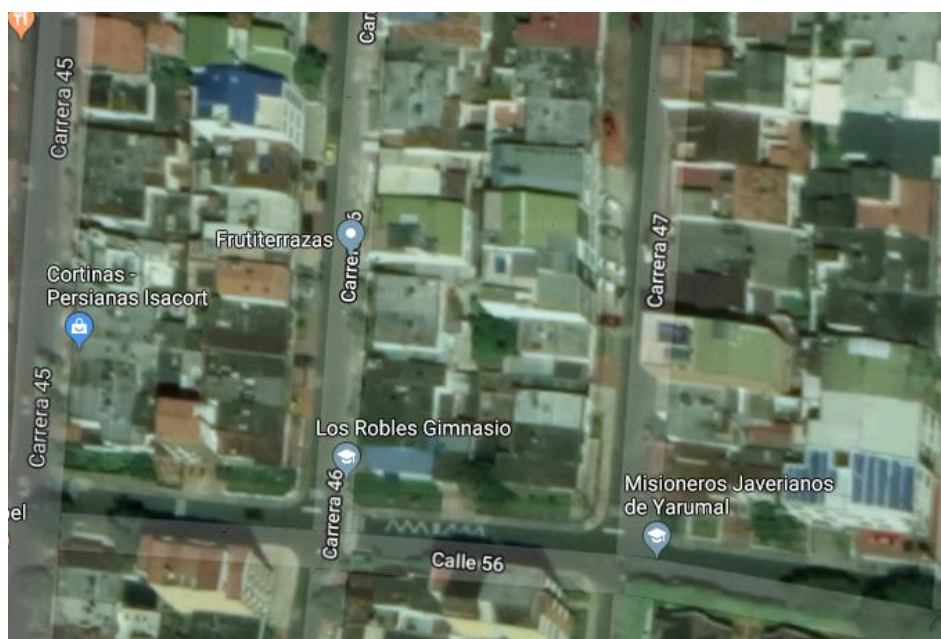


Figura 16. Vista satelital del barrio Terrazas. Adaptado de: Google Maps

4. Cálculo de la energía disponible en las áreas energéticas

Este Capítulo presenta la estimación del impacto económico que conllevaría la masificación de GFV en la red de baja tensión del barrio Villas de San Ignacio, el cual se seleccionó por la uniformidad y cantidad de viviendas, el tipo de techo y porque las características son propicias para establecer cuanta energía se puede generar en un sector residencial, bajo el supuesto de que no existiera restricciones de capacidad máxima instalada.

El cálculo de la energía disponible en el área considerada se hará teniendo en cuenta algunos factores típicos del dimensionamiento de sistemas de generación FV, que se listan a continuación:

- Irradiación diaria promedio de la zona.
- Eficiencia promedio de los paneles.
- Área efectiva de paneles FVs.
- Costo unitario de la energía.

La irradiación diaria promedio es la cantidad de energía que en un día el sol entrega a una superficie. Esta información es posible obtenerla del Atlas Solar Interactivo del IDEAM. Por otra parte, la eficiencia es necesaria ya que los paneles FVs no transforman la totalidad de la energía irradiada por el sol, solo una pequeña parte. El área efectiva es la parte del techo que efectivamente está cubierta por paneles FVs, teniendo en cuenta el espaciado entre los paneles, las zonas de acceso para mantenimiento y las áreas de cada panel que no son material fotosensible (como el marco). Finalmente, el costo unitario de la energía es el valor de la energía para un determinado

conjunto de usuarios bajo el servicio de un determinado comercializador, este costo es definido mensualmente y publicado por el OR. Es posible calcular la energía diaria promedio potencial:

$$E_{FV} = \eta_p * A_{Ef} * HSP \quad (1)$$

Donde η_p es la eficiencia por unidad de los paneles, A_{Ef} es el área efectiva de material FV en m^2 , y HSP es las horas solares pico o la energía diaria promedio por metro cuadrado en kWh/m^2 . A continuación, se determinan estos valores para la zona energética escogida que es el barrio Villas de San Ignacio, con $35.288 m^2$ de área de tejados aprovechables (ver Tabla 3).

4.1 Irradiación en Bucaramanga (HSP)

Como se señaló, es posible consultar la irradiación en todo el territorio colombiano a través del Atlas Interactivo de Radiación Solar⁵. De acuerdo con este atlas (ver Figura 17), el valor de la irradiación global horizontal promedio diaria en Bucaramanga está entre 3.5 y $4.0 kWh/m^2$, calculado en un escenario multianual. Así, pues, para las HSP se tomó el valor intermedio, es decir, $3,75 kWh/m^2$. Sin embargo, de acuerdo con datos de la Universidad Industrial de Santander el promedio para la ciudad de Bucaramanga es $4,6 kWh/m^2$. Así, se tomó el valor de $4,6 kWh/m^2$ arrojado por los estudios de Vergara et al. (Vergara-Barrios, Rey-López, Osma Pinto, & Ordóñez Plata, 2014, págs. 49–57)

⁵ El Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia se puede consultar en la siguiente dirección web: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

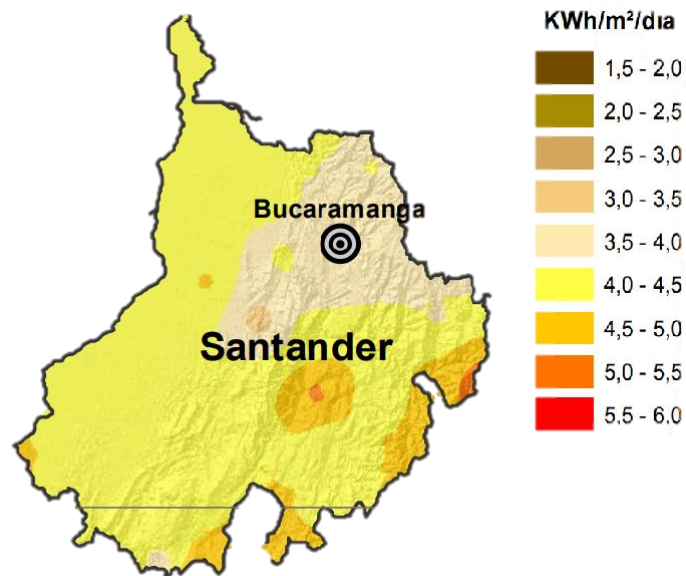


Figura 17. Irradiación global horizontal media diaria anual en el departamento de Santander y Bucaramanga. Adaptado de IDEAM, “Atlas Interactivo de Radiación Solar,” IDEAM, 2017. [Online]. Available: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

4.2 Eficiencia promedio de paneles FVs

Para determinar este valor, se consultaron los valores de eficiencia en placa de tres de las marcas más reconocidas de fabricantes de paneles FVs, a saber, Upsolar, Canadian Solar y TrinaSolar. Los modelos revisados fueron los más recientes y de mayor potencia de cada fabricante. En el caso de Upsolar, sus modelos de la serie monocristalina de 60 celdas tienen una eficiencia que varía entre el 17,5% y el 19,1% (Upsolar, 2018). Por otra parte, la referencia monocristalina Allmax M plus de Trinasolar cuenta con módulos con eficiencias máximas entre el 16,8% y el 19,2% (Trinasolar, 2018). Finalmente, al revisar los datos eléctricos de la serie Maxpower CS6U de CanadianSolar, se encontró que las eficiencias de estos módulos varían entre el 16,7% y el 17,2% (CanadianSolar, 2018). Estos valores, por supuesto, obedecen a la eficiencia máxima, que se da en

condiciones estándar, y también es sabido que los fabricantes cuentan con diversos modelos, de distintas potencias nominales, esto solo es una muestra de que los paneles FVs comerciales, actualmente, alcanzan eficiencias máximas de entre 16% y 19%. Teniendo en cuenta todo esto, se tomará como un valor de eficiencia promedio el menor encontrado, es decir, aproximadamente 16%. En caso de que se quiera determinar la verdadera eficiencia de un módulo, es necesario tener en cuenta los efectos de la temperatura de operación del módulo, por lo que esta será dependiente de la temperatura ambiente, el viento y la irradiación.

4.3 Área efectiva de los paneles FVs

Toda el área de estudio no es aprovechable, pues es necesario permitir espacios de acceso, distancias entre paneles para evitar sombreados y otras restricciones. El área que se aprovecha de un tejado depende de las características propias de este y de la edificación y como esto es tan relativo, para esta estimación se asumió, de una manera conservadora, que el 50% del tejado es aprovechable para la ubicación de módulos, excluidas las zonas de acceso y demás. Así, el área energética del caso de estudio es de 17.64 m².

4.4 Costo unitario de la energía para ESSA (CU_v)

El CU es el precio que el usuario debe pagar por unidad de energía eléctrica. Viene determinado por el valor de las componentes de generación, transmisión, distribución, comercialización y restricciones; determinado para cada OR dependiendo de su ubicación en el SIN. Este valor es

varía para cada mes o periodo de facturación. En el caso de ESSA, para el mes de enero de 2019, para el Estrato 2, CU_v fue determinado de acuerdo con los componentes recogidos en la Tabla 4.

Tabla 4. Componentes de la tarifa de energía de ESSA para el mes de enero de 2019.

Componente	COP/kWh
Generación	182,7
Transmisión	34,9
Distribución	183,3
Comercialización	54,2
Reducción de pérdidas	34,8
Restricciones	27,7
CU_v	517,6
CU_v con subsidio estrato 2 (-47,9%)	269,7

Nota. ESSA. Tarifas. [Online]. Available: essa.com.co/site/Portals/14/Docs/Tarifas/TARIFAS_2019/Tarifa_ESSA_201901.pdf

Es importante conocer los componentes para saber cuánto dinero dejaría de recibir ESSA por concepto de no venta de energía eléctrica. Dejar de vender implica para un distribuidor/comercializador, también, dejar de comprar energía, es por esto por lo que el impacto en las ventas de energía solo se da en los componentes de distribución y comercialización.

Debido a la relevancia que tendrá en el procedimiento la componente de comercialización, a continuación, se presenta la desagregación de esta componente de la tarifa.

Costos de Comercialización, $Cv_{m,i,j}$: Los costos de comercialización del servicio de electricidad se determinarán conforme la siguiente expresión:

$$Cv_{m,i,j} = C^*_{m,j} + \frac{CER_{m,i} + CCD_{m-1,i} + CG_{m-1,i}}{V_{m-1,i}}$$

m: Es el mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del servicio.

$Cv_{m,i,j}$: Margen de Comercialización para el Comercializador Minorista i, del Mercado de Comercialización j, que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, correspondiente al mes m, expresado en (\$/kWh),

$C^*_{m,j}$: Costos variables de la actividad de comercialización, para el Mercado de Comercialización j, en el mes m, conforme se establezcan en la resolución que fije la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización.

$CER_{m,i}$: Costo mensual de las Contribuciones a las Entidades de Regulación (CREG) y Control (SSPD) liquidado al Comercializador Minorista i, conforme a la regulación vigente. El costo mensual de las contribuciones corresponderá a una doceava parte del pago anual que se efectúa a la CREG y a la SSPD.

$V_{m-1,i}$: Ventas Totales a Usuarios Finales, regulados y no regulados del Comercializador Minorista i, expresadas en kWh, en el mes m-1.

$CCD_{m-1,i}$: Costos de los servicios del Centro Nacional de Despacho y ASIC expresados en Pesos (\$) asignados al Comercializador Minorista i, correspondientes al mes m-1, de acuerdo con la regulación vigente.

$CG_{m-1,i}$: Costos de Garantías en el Mercado Mayorista expresado en Pesos (\$), que se asignen al Comercializador Minorista i, correspondientes al mes m-1, conforme con la regulación vigente.

Como se puede observar, los costos de comercialización dependen de varios factores algunos de ellos ajenos a la propia actividad del comercializador minorista, uno de ellos es el costo de ganancia del mercado mayorista, sin embargo hay un factor ligado directamente con la actividad del comercializador minorista “Costos variables de la actividad de comercialización, para el Mercado de Comercialización j, en el mes m,” dentro de los cuales se incluye: Lectura, facturación, recaudo, riesgo de cartera, cantidad de trabajadores y oficinas de atención al cliente entre las más significativas, esta variable puede marcar la diferencia de tarifa entre un comercializador a otro.

4.5 Energía generada en el área energética e impacto en ESSA

De acuerdo con la ecuación (1) y las consideraciones de las secciones 4.1 a 4.3, la energía generada pico en el área energética será

$$E_{FV} = (0,16)(17644)(4,6) \text{ kWh} \quad (2)$$

$$E_{FV} \approx 13 \text{ MWh} - \text{día} \quad (3)$$

Esta energía autogenerada tiene dos destinos posibles: Satisfacer la carga local o exportarse a la red. Al satisfacer la carga local, la electrificadora deja de facturar la energía generada por el sistema FV. Al exportarse, la energía debe ser comprada por el comercializador y éste puede usarla para suplir otros usuarios. No obstante, es necesario hacer la medición, registro y facturación de esta energía, por lo que al AG se le cobra el componente de comercialización⁶. Así, el impacto económico negativo es determinado solo por la energía no vendida, mientras que un impacto positivo se da por los ingresos debido al componente de comercialización de los excedentes.

$$Impacto = -E_{AG} \cdot (C + D) + E_{INT} \cdot (C) \quad (4)$$

Donde E_{AG} es la energía neta autogenerada (dejada de pagar por el usuario), C es la componente de comercialización de la tarifa, D la componente de distribución y E_{INT} es la cantidad de energía neta intercambiada con la red (excedentes horarios que se consumen posteriormente). Los excedentes netos no se tienen en cuenta, pues estos se pagan al precio de bolsa, que es equivalente a la compra de energía en bolsa, así, esto excedentes simplemente evitarían la compra de cierta cantidad de energía en el mercado de energía mayorista.

La energía consumida por los usuarios se puede estimar a partir de las disposiciones la Norma Técnica de ESSA, la curva de demanda y el valor de la carga pico de los usuarios residenciales. No obstante, el valor con el que se cuenta es el consumo promedio de los clientes Estrato dos, a partir de la facturación en este Estrato y el número de clientes, este consumo es de 105,92 kWh-mes y fue cedido por el Área de Gestión Comercial de la empresa.

⁶ Esto es considerado en la Resolución CREG 030 de 2018.



**ELECTRIFICADORA DE
SANTANDER S.A. E.S.P.**

**FACTURACION DEL MES POR CLASE DE SERVICIO DE
CLIENTES REGULADOS
ÁREA GESTIÓN COMERCIAL
2019**

CLIENTES ACTIVOS ENERGÍA-COMERCIALIZADOR ESSA	
SECTORES	ABRIL
Estrato 2	275,017

kWh		CONSUMO PROMEDIO
SECTORES	ABRIL	
Estrato 2	29,129,948	105.92

Figura 18. Consumo promedio de los clientes Estrato de 2 la Electrificadora de Santander obtenido a partir del número de usuarios y el consumo total del Estrato. Adaptado de ESSA.

La empresa cuenta con curvas de demanda normalizadas respecto a la demanda máxima, que permite estimar la energía promedio consumida por un usuario residencial en cada estrado. Para el caso del Estrato 2, la curva de demanda se recoge en la Figura 19. El consumo de energía promedio mensual para un usuario de Estratos 1 y 2, de acuerdo con la información cedida por funcionarios de ESSA es 105,92 kWh. Con esta información y la curva de demanda normalizada se estima que la energía diaria consumida por usuario es 4,41 kWh-día y la demanda máxima es 0,38 kW. Así, en promedio, el conjunto de 802 usuarios de la zona energética consumiría 3,54 MWh-día.

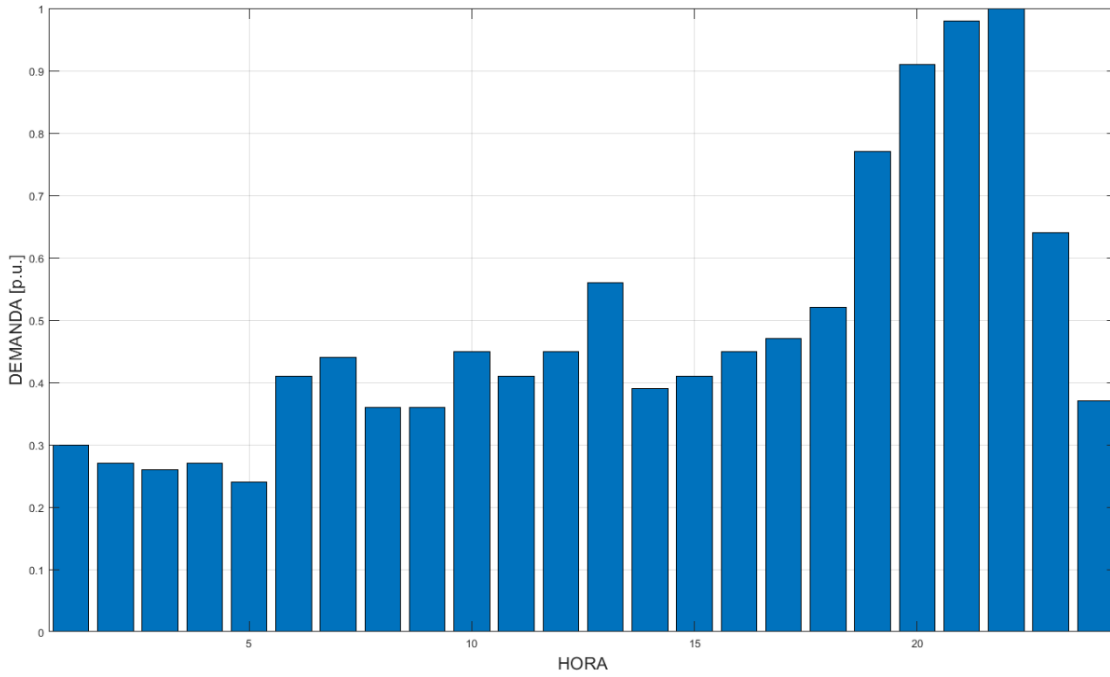


Figura 19. Curva de demanda normalizada para el Estrato 2, correspondiente al barrio de estudio.

Adaptado de: Norma técnica de ESSA.

Para la estimación de los excedentes, se modeló el conjunto de usuarios y el conjunto de generación como un solo usuario AG, y se observó, hora a hora, la cantidad de excedentes producidos en un día promedio. Así, la curva de generación es modelada como el semiciclo positivo de la función seno mientras que la curva de demanda será la proporcionada por ESSA. Los valores de irradiancia se asumieron diferentes de cero entre las 6 am y las 6 pm. La Figura 20 presenta la curva de generación en valores por unidad de la potencia generada pico. El valor de potencia generada pico (G_{pico}) se calcula a partir del área bajo la curva de la función seno, así:

$$E_{FV} = G_{pico} \cdot \int_0^{\pi} \sin(\theta) * d\theta \quad (5)$$

$$G_{pico} = \frac{E_{FV}}{2} \quad (6)$$

$$G_{pico} = 6,5 \text{ MW} \quad (7)$$

Donde E_{FV} es la energía promedio diaria multianual generada por un SFV en Bga, obtenida en la Sección 4.1.

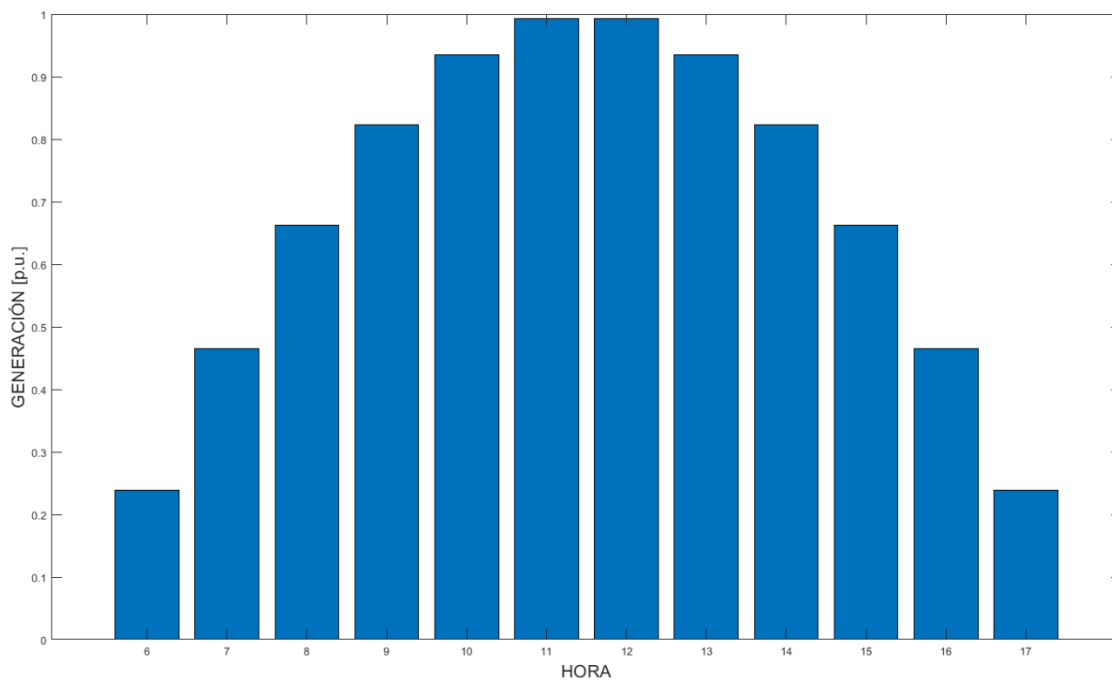


Figura 20. Curva horaria de generación normalizada de un SFV.

Al cruzar hora a hora los valores de generación y carga, se obtienen los valores de autoconsumo y excedentes horarios. Los datos de generación diaria por hora se relacionan en la Tabla 6. Se observa que la generación excede ampliamente a la carga durante la mayoría de las horas con disponibilidad de recurso solar, estos excedentes se observan de mejor manera en la Figura 20, donde se superponen las curvas de potencias generada y de potencia demanda.

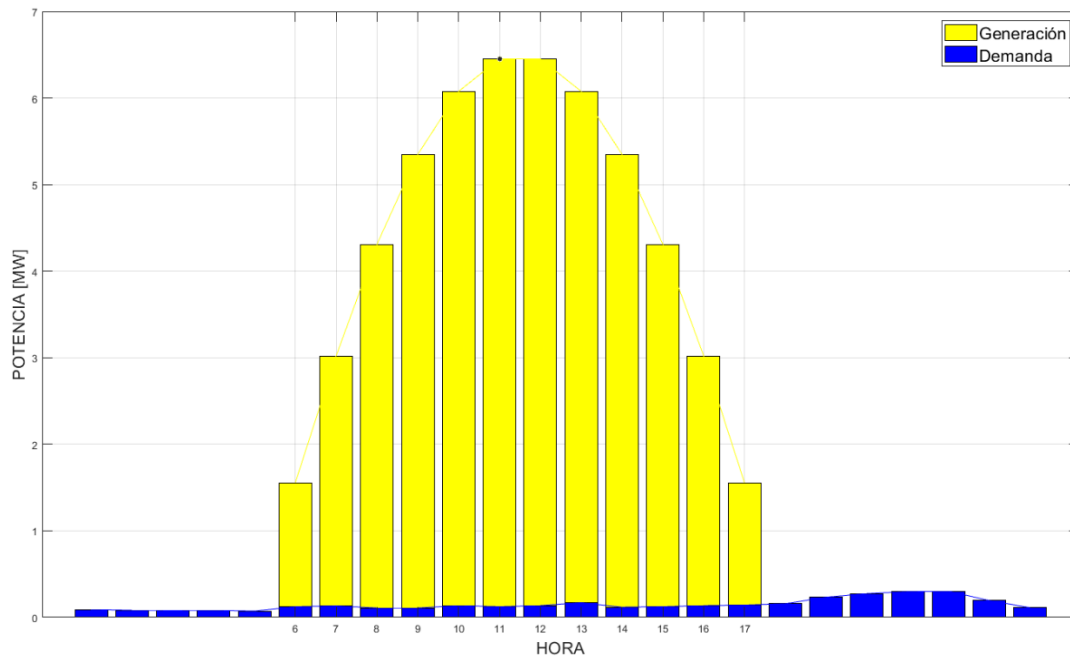


Figura 21. Curvas de generación y demanda de potencia horaria del caso de estudio.

Tabla 5. Relación de generación, demanda e intercambios en un día promedio por hora.

Hora	Generación [MW]	Demanda [MW]	E _{AG} [MW]	E _{INT} [MW]
1	0,00	0,09	0,00	0,00
2	0,00	0,08	0,00	0,00
3	0,00	0,08	0,00	0,00
4	0,00	0,08	0,00	0,00
5	0,00	0,07	0,00	0,00
6	1,56	0,12	0,12	1,43
7	3,02	0,13	0,13	2,89
8	4,31	0,11	0,11	4,20
9	5,35	0,11	0,11	5,24
10	6,08	0,14	0,14	5,94
11	6,45	0,12	0,12	6,33

Tabla 5. *Continuación*

Hora	Generación [MW]	Demanda [MW]	E_{AG} [MW]	E_{INT} [MW]
12	6,45	0,14	0,14	6,32
13	6,08	0,17	0,17	5,91
14	5,35	0,12	0,12	5,23
15	4,31	0,12	0,12	4,19
16	3,02	0,14	0,14	2,88
17	1,56	0,14	0,14	1,41
18	0,00	0,16	0,00	0,00
19	0,00	0,23	0,00	0,00
20	0,00	0,28	0,00	0,00
21	0,00	0,30	0,00	0,00
22	0,00	0,30	0,00	0,00
23	0,00	0,19	0,00	0,00
24	0,00	0,11	0,00	0,00
Total Diario	53,53	3,54	1,56	51,97

La energía autogenerada por los usuarios y dejada de suministrar por el comercializador (E_{AG}) es 1,56 MWh-día, mientras la energía intercambiada con la red (E_{INT}) en un día serían igual a 51,97 MWh-día, por lo que, aplicando la ecuación 4 y datos del CUv de enero, el impacto estimado en ESSA, bajo este escenario particular, habría sido de:

$$\text{Impacto} = 2'445.721,50 \text{ COP/día} \quad (5)$$

Desagregando la ecuación 4, esta tiene un término que cuantifica la cantidad de energía dejada de vender ($-E_{AG} \cdot (C + D)$) y otro término que cuantifica los ingresos por la actividad de comercialización en el momento en que se generan intercambios ($E_{INT} \cdot C$). El resultado de la ecuación 5 indica que los ingresos por la facturación de los excedentes son superiores al impacto por haber dejado de venderle la energía E_{AG} a los usuarios, por lo que la empresa recibiría de ingresos casi dos millones y medio de pesos diarios más si el usuario no si hubiera instalado ningún SFV y la demanda siguiera siendo atendida de manera tradicional. Los excedentes netos, pagados a precio de bolsa, no se incluyen pues se despreció su impacto.

5. Procedimiento para la estimación del impacto

La construcción de este procedimiento se hizo teniendo en cuenta las restricciones del regulador en la Resolución CREG 030 de 2018 y los factores que motivan o desestiman la masificación de la energía FV. El procedimiento consiste en la selección de una red de baja tensión (BT), se estima la capacidad máxima que se puede incluir en esta red, según la capacidad del transformador o la potencia horaria en la hora de menor consumo (como lo indica la red). Esta capacidad se redujo a medida que se evaluaron los factores. Los factores se evaluaron otorgándoles un peso, de acuerdo con la encuesta referencia en la Figura 1, la urbanización del lugar y el Estrato. Al final, la capacidad resultante se vio reducida o permanece igual a la máxima permitida. A partir de esta capacidad y las HSP, se estima la energía máxima generada.

5.1 Restricción de la capacidad instalada máxima

De acuerdo con el Artículo 5 la Resolución CREG 030 de 2018, la capacidad instalada pico de autogenerador instalado en nivel de tensión 1 no puede ser superior al 15% de la capacidad del circuito (alimentador o transformador), o a la mitad de la potencia horaria mínima (tomada como el promedio de un año). Es así como la primea parte del procedimiento consiste en estimar esta capacidad máxima.

5.2 Cuantificación de los factores

Los factores por considerar son 8. Se dividieron en 2 grupos: Aquellos relacionados con la capacidad adquisitiva (estratificación) del usuario y los que no. Los que se ven afectados por la estratificación son 6, a saber, ahorros mensuales, costo de inversión, obtención de permisos, impacto estético, resistencia estructural, beneficios tributarios. Aquellos que no se ven afectados por la estratificación son la claridad en la información y el impacto al medio ambiente. La cobertura de precios no aplica, ya que está asociada a proyectos de inversión empresariales.

La cuantificación del impacto de cada factor se hizo teniendo en cuenta su peso en la distribución de la Figura 1 y se dio numéricamente, en forma de coeficiente que multiplica a la capacidad máxima, en una escala entre 0 y 1. El valor del factor depende, pues, de la estratificación, con 3 valores posibles 0,3, 0,6 y 0,9, que representan tres consideraciones cualitativas: que el factor desestimula altamente (0,3), que el estímulo es poco significativo (0,6) y que estimula ampliamente (0,9). Para el factor ambiental, por si solo, es suficiente para estimular la generación, por lo que se le asignó un valor de 0,6, mientras que la falta de claridad en la información

desestimula, pero no es crítica como otros factores, por lo que se le otorga un valor de 0,9. La Tabla 6 recoge el peso del factor y el valor asignado por Estrato

Tabla 6. *Valor de los coeficientes que afecta la capacidad máxima del sistema FV.*

Factor	Peso	Valor del coef. por estrato		
		1 – 2	3 – 4	5 – 6
Ahorros	0,15	0,3	0,6	0,9
Costo/Inversión	0,15	0,3	0,6	0,9
Información	0,10	0,6	0,6	0,6
Impacto Ambiental	0,10	0,9	0,9	0,9
Permisos	0,12	0,3	0,6	0,9
Estética	0,08	0,9	0,6	0,3
Resistencia Estructural	0,15	0,3	0,6	0,9
Incentivos Tributarios	0,15	0,3	0,6	0,9
Co		0,44	0,63	0,82

Los valores de la Tabla 7 se asignaron de acuerdo con el Estrato, pues todo proyecto de instalación de sistemas FVs es de carácter financiero y económico. En el caso de ahorros, para los Estratos altos este factor incentiva, pues, al dejar de pagar energía consumida, también dejan de pagar por alumbrado público y el aporte al subsidio de los Estratos bajos. Lo mismo pasa con el costo de la inversión inicial, que puede parecer muy alta para los Estratos bajos, mientras que para los Estratos más pudientes el ahorro a largo plazo puede ser más significativo. Con el mismo criterio (la capacidad adquisitiva), fueron asignados los demás valores a los factores. El único factor en que los Estratos altos pueden ser desincentivas es el estético, ya que en estos Estratos domina un interés en el cuidado de la arquitectura existen.

El coeficiente (C_o) para multiplicar a la capacidad máxima instalada es, entonces:

$$C_o = \sum_{Factor}^8 (PESO_{Factor}) * (VALOR_{Factor}) \quad (6)$$

Donde $PESO_{Factor}$ corresponde a los valores de la columna 2 de la Tabla 5 y $VALOR_{Factor}$ hace referencia al valor que se le asignó al factor evaluado según el Estrato. Si se observa detenidamente, esta operación no es más que un promedio ponderado y se calcula en la última fila de la Tabla 6. Con el coeficiente (C_o) determinado, se procede a hallar la capacidad instalada de sistema FV.

$$CI = C_o * CI_{max} \quad (7)$$

Donde CI_{max} corresponde con la capacidad máxima, según los criterios de la Resolución CREG 030 de 2018.

5.3 Energía generada

La capacidad instalada de un GFV (CI) es igual al número de módulos multiplicado por la potencia de un módulo (P_p), mientras que el área total del material FV (A_t) es igual al número de módulos multiplicado por el área de material FV de un panel (A_p). Al relacionar estas cantidades se obtiene la ecuación (8).

$$A_t = \frac{A_p}{P_p} * CI \quad (8)$$

Combinando las ecuaciones (1) y (8) se obtiene la expresión (9) para la energía promedio diaria generada (E_g) por un SFV, en función de su capacidad instalada y las características del módulo FV. El A_p puede ser determinada multiplicando el área de una celda por el número de celdas del panel.

$$E_g = \eta_p * \frac{A_p}{P_p} * CI * HSP \quad (9)$$

El siguiente paso es determinar qué clase de excedentes se dan (si se dan) y cómo se remuneran, según la resolución CREG 030 de 2018 y cómo esto afecta el impacto financiero. De acuerdo con esta resolución, la energía que el usuario exporta a la red como excedentes, pero que puede ser consumida a otra hora, de tal manera que la energía neta consumida no sea mayor a la generada se denomina energía de excedentes tipo 1 o de intercambios; por estos excedentes el usuario deberá reconocerle al comercializador el componente C, por los costos de lectura y facturación, por lo que el cliente se ahorrará los demás componentes. Mientras que, si la energía neta generada es mayor que la consumida por el cliente, el comercializador le reconoce al cliente la diferencia entre la energía neta generada diaria y la energía neta de la carga a precio de bolsa; a estos excedentes se le denominan tipo 2 (CREG, 2018).

Es así, como el impacto financiero en las ventas de energía en un mes del comercializador tiene tres componentes: El primero negativo y es la energía dejada de vender, que el usuario deja de exportar de la red, el segundo es positivo por el cobro al AG por concepto de comercialización

cuando se dan excedentes tipo 1, mientras que cuando se dan excedentes tipo 2 el impacto es positivo para el comercializador si el precio de bolsa es menor que el precio del resto de la energía comprada⁷. Este razonamiento se resume en la ecuación (10), que estima el impacto (*Imp*) en la venta de energía. Si no existen excedentes, el único impacto es el de la reducción de consumos por parte de los clientes.

$$Imp = -CU_V * E_{DA} + C * E_{T1} - (PB - PC) * E_{T2} \quad (10)$$

Donde E_{DA} es la energía dejada de atender por el comercializador en kWh, E_{T1} es la energía de excedente tipo 1, PB es el precio de bolsa promedio para el mes de facturación, PC es el precio de contratos de energía promedio y E_{T2} es la energía de excedentes tipo 2. Si el sistema tuviera almacenamiento, la afectación se vería en que los excedentes tipo 1 se reducirían, mientras que aumentaría la energía dejada de atender. Por tanto, el mismo razonamiento serviría, pues, para sistemas con almacenamiento de energía. Este procedimiento se resume en la siguiente sección.

5.4 Diagrama de flujo del procedimiento

Los pasos planteados en las secciones 6.1, 6.2 y 6.3 se resumen en la Figura 22. Se presenta el procedimiento como un diagrama de flujo, donde el proceso se inicia con los datos de entrada que

⁷ Si no existiera el AG, los excedentes que le debe comprar el comercializador al AG (a precio de bolsa) más barata, la habría comprado en contratos más cara. El caso contrario también se puede presentar, y es que la energía comprada a precio de bolsa fuera más cara que la energía comprada en contratos. En cualquier caso, esta diferencia no suele ser significativa.

son: La carga mínima horaria de la red de BT (C_{min}), el Estrato, las HSP, la potencia nominal del transformador (S_{trafo}), el área de los paneles seleccionados (A_p), la potencia nominal de un panel (P_p), la eficiencia de operación del panel (η_p), la energía diaria promedio de la carga, el costo unitario de la energía (CU_v), el precio de bolsa (P_B) y el precio de los contratos (P_C). Seguidamente, se evalúa si el 15% de la capacidad nominal del circuito es mayor o igual que la carga mínima horaria de la red, para obtener la capacidad instalada ($C_{I_{max}}$) que admite el circuito. Posteriormente, con el valor del Estrato y los datos de la Tabla 6, se estima la CI esperada y la energía diaria generada.

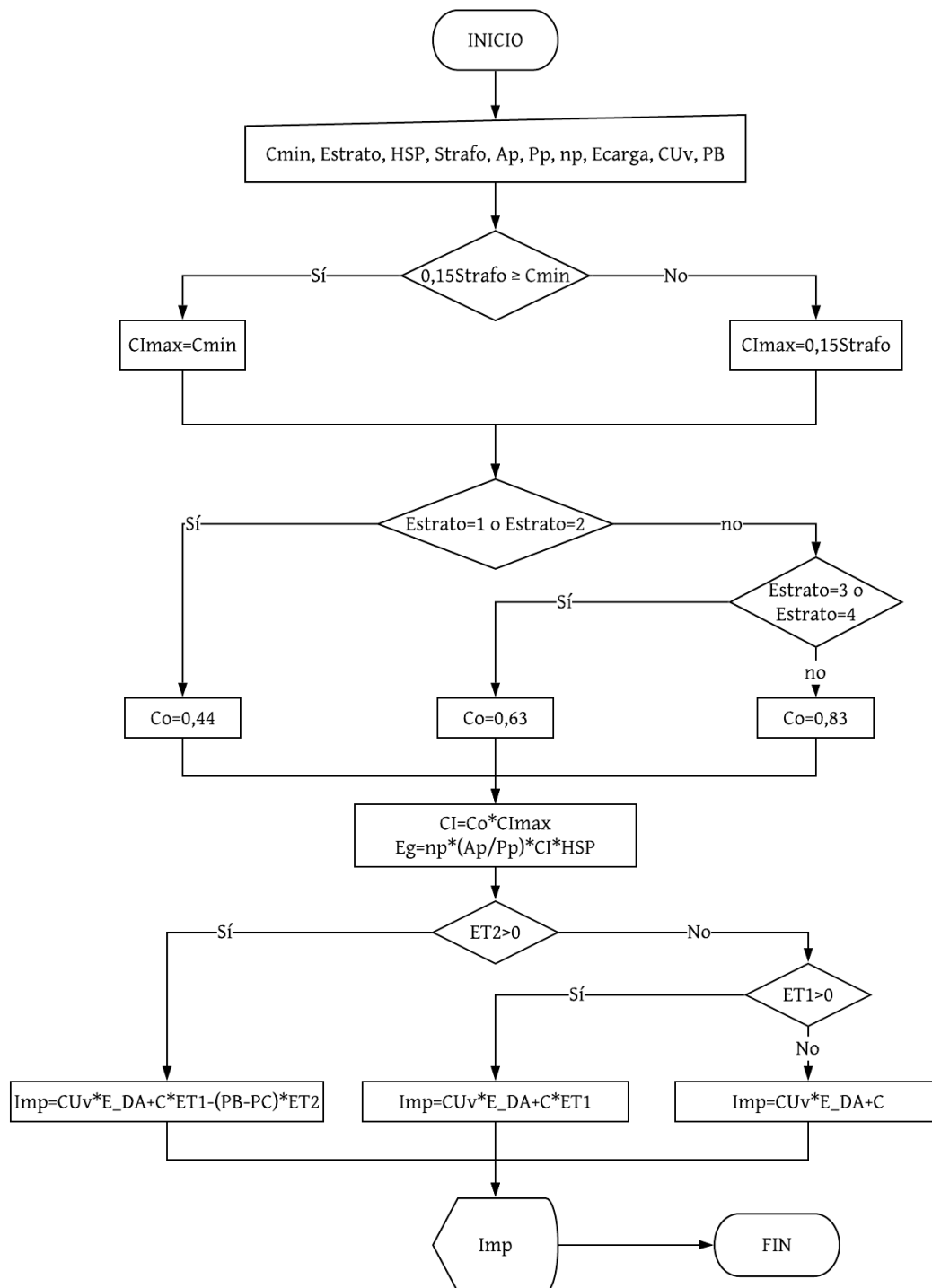


Figura 22. Procedimiento simplificado para la estimación del impacto en las ventas de energía de un comercializador.

La segunda parte del proceso está asociada al cálculo del impacto en la venta de energía (Imp), a través del cálculo de la remuneración de la energía generada, según el tipo de excedentes que se generan (ET1 y ET2). Para el cálculo de los excedentes, el comercializador debe contar con el perfil de carga y el perfil de generación, para así estimar si se dan excedentes en algún momento del día. El perfil de generación puede modelarse como el primer semiciclo de una función senoidal, situada entre las 6 am y las 6 pm, cuyo pico se determinará de acuerdo al área bajo la curva, es decir, la energía (Eg), esto es porque la irradiancia es proporcional al ángulo de elevación del sol, y este es proporcional al coseno de la hora (Sandia Labs, 2017), por lo que la curva de irradiancia en días claros puede aproximarse a una función senoidal. Una vez calculado el impacto de la red de baja tensión, se aplica el mismo procedimiento a las demás redes.

El procedimiento se aplicó a una red de BT del barrio Villas de San Ignacio, el mismo barrio al cual se le aplicó el cálculo de la energía disponible en el Capítulo 4. Se seleccionó un circuito de BT de la red de MT 08-502 de ESSA, que atiende a 188 clientes. El transformador asociado a la red de BT de estudio tiene una potencia nominal de 112,5 kVA y la carga mínima de la red de BT es de 43,3 kVA. Obsérvese que, para simplificar el cálculo, toda la red de BT se trata como un solo usuario⁸. Todos los datos de entrada son los siguientes:

- Carga mínima de la red. $C_{min} = 43,3 \text{ kVA}$ a las 6:00 am.
- $E_{strato} = 2$
- Irradiación promedio diaria. $HSP = 3,7 \text{ kWh/m}^2$

⁸ Se asumió un comportamiento promedio y donde toda la generación y carga se concentra en un nodo, pues la electrificadora no cuenta con información horaria de todos sus clientes residenciales.

- Potencia nominal del transformador. $S_{trafo} = 112,5 \text{ kVA}$
- Área de los paneles usados. $A_p = 1,77 \text{ m}^2$
- Potencia nominal de los paneles usados. $P_p = 0,35 \text{ kW}$
- Eficiencia de los paneles. $n_p = 16 \%$
- Energía diaria promedio de la carga. $E_{carga} = 1544 \text{ kWh} - \text{día}$
- Costo unitario para el mes de enero. Ver Tabla .
- Precio de bolsa promedio mes de enero. $PB = 150,6 \text{ COP/kWh}$
- Precio de compra de energía en contratos de ESSA. $PC = 127,4 \text{ COP/kWh}$

La capacidad instalada máxima permitida es igual a 16,9 kWp, ya que corresponde al 15% de la capacidad de la red de BT, menor a la mitad de la carga mínima horaria (21,7 kVA):

$$CI_{MAX} = 0,15S_{trafo} = 16,9 \text{ kWp} \quad (11)$$

Por otro lado, ya que el Estrato es 2, el valor del coeficiente C_o es de 0,44, por lo que la capacidad instalada de esta red es $CI = 7,4 \text{ kWp}$.

$$C_o = 0,44 \quad (12)$$

$$CI = 7,4 \text{ kWp} \quad (13)$$

La energía promedio diaria generada por un sistema de este tamaño se calcula, pues, usando la eficiencia, las HSP y las características de los paneles implicados. Para efectos de este ejemplo, se escogió el panel monocristalino Allmax M plus de Trinasolar, con una potencia nominal de 350

W, eficiencia máxima de 17,5% y 72 celdas, cada una con un área de 0,024 m² (Trinasolar, 2018), por lo que el área de material FV (Ap) es, aproximadamente, 1,77 m². Así, siguiendo con el procedimiento y asumiendo una eficiencia menor, del 16%, para considerar pérdidas por temperatura, se tiene que la energía promedio diaria generada (Eg) es de 22,2 kWh-día.

$$Eg = 22,2 \text{ kWh} - \text{día} \quad (14)$$

La siguiente parte de este proceso es determinar los excedentes. Para esto, es necesario establecer si la energía generada diaria (Eg) es mayor que la energía promedio de carga diaria (Ecarga), si es así, se presentan excedentes tipo 2. Los excedentes tipo 1 se presentan si en alguna hora la energía generada es mayor que la carga. En todo caso, la energía de la carga diaria promedio Ecarga es 1544 kWh-día. Por lo que excedentes tipo 2 no hay, ya que la generación (22,2 kWh) no supera la carga. Es posible que se presenten excedentes tipo 1, por lo que hay que observar la generación y la carga horaria. La Figura 23 presenta el comportamiento horario de la carga y la generación en la red.

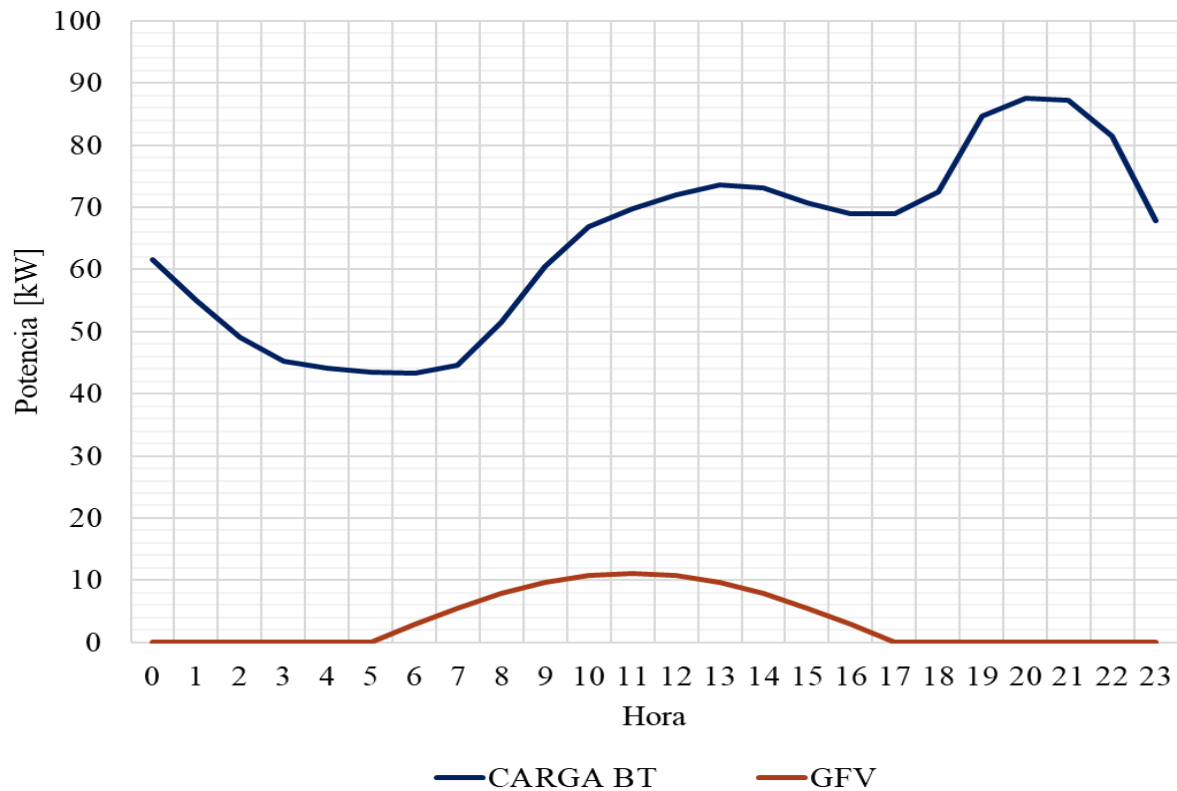


Figura 23. Perfiles de carga de la red de BT (azul) y generación FV (rojo) del caso de aplicación del procedimiento.

Se cuenta con el perfil de carga horaria y se modela el perfil de generación como un semiciclo de una señal sinusoidal⁹, cuya área bajo la curva es igual a la energía generada diaria, de ahí surge la ecuación 11, que, al despejarse, permite obtener que la potencia pico generada (P_{max}) es igual a la mitad de la energía generada diaria.

⁹ Se propone esta representación simplificada del comportamiento de la irradiancia debido a que es general, pues no todos los OR cuenta con información detallada de la irradiancia promedio en su área de influencia.

$$E_g = P_{max} \int_0^{\pi} \sin(\omega) d\omega t \quad (15)$$

$$P_{max} = \frac{E_g}{2} \quad (16)$$

Así, la potencia pico, al medio día, sería igual a 11,1 kW. La Figura 23 muestra los perfiles de carga y generación. Se evidencia, pues, que no se generan excedentes de ningún tipo. Por lo que el impacto en las ventas de energía de esta red en particular será debido a los ahorros de los usuarios. Este impacto es igual, entonces, al producto de la energía FV generada en un mes por el CUv, que para enero fue de 269,7 COP/kWh. Por lo tanto, el impacto estimado en las ventas de energía de la integración de SFVs en esta red de BT en particular equivale a:

$$Imp = 30 * (22,2 kWh) * \left(269,7 \frac{COP}{kWh}\right) = 179.620,02 COP \quad (12)$$

Una vez estimado el impacto en este ejemplo, se puede pensar que no es significativo, no obstante, es solo una red de baja tensión de los cientos de miles que atiende un OR de como ESSA. Así, lo que resta es aplicar el procedimiento al resto de redes de interés.

5.5 Otros casos de estudio

Como se observó en las secciones precedentes, el coeficiente Co que modela si se incentiva o no la instalación de sistemas fotovoltaicos depende de múltiples factores que pueden ser muy variables y subjetivos. En todo caso y de acuerdo con la escala planteada, este coeficiente podría

tomar un valor mínimo de 0,3 y máximo de 0,9¹⁰. Así, se realizará el mismo ejercicio de la sección anterior considerando valores para el coeficiente (C_o) de 0,3, 0,6 y 0,9, considerando una situación pesimista, conservadora y optimista respecto a la integración de estos sistemas. Al aplicar el procedimiento de la sección anterior, se obtuvieron los resultados condensados en la Tabla 8.

Tabla 7. *Resultados de otros escenarios de penetración FV en el circuito de estrato 2 estudiado en la sección 2.*

C_o	0,3	0,6	0,9
CI_max [kWp]	5,07	10,14	15,21
Eg [kWh-día]	15,21	30,42	45,63
Excedentes	No	No	No
Impacto [COP]	123.063,99	246.127,97	369.191,96

De acuerdo con los resultados, se aprecia una relación lineal entre el nivel incentivación y el impacto en la empresa comercializadora de energía, debido a que no se presentan excedentes de ningún tipo, pero con pérdidas de dinero entre 123.000 en el escenario pesimista hasta 370.000 pesos colombianos al mes en escenario optimista. Estos resultados se representaron de manera gráfica en la Figura 24, donde se relaciona el impacto en las ventas de energía con el coeficiente. Se aprecia claramente la relación lineal entre el nivel de incentivación y el impacto en la empresa.

¹⁰ En realidad, este coeficiente puede variar entre 0 y 1, pero se recuerda es más conservador asumir que no existe un desincentivo completo que amerite un valor de 0, lo mismo ocurre para la incentivación y el valor de 1.

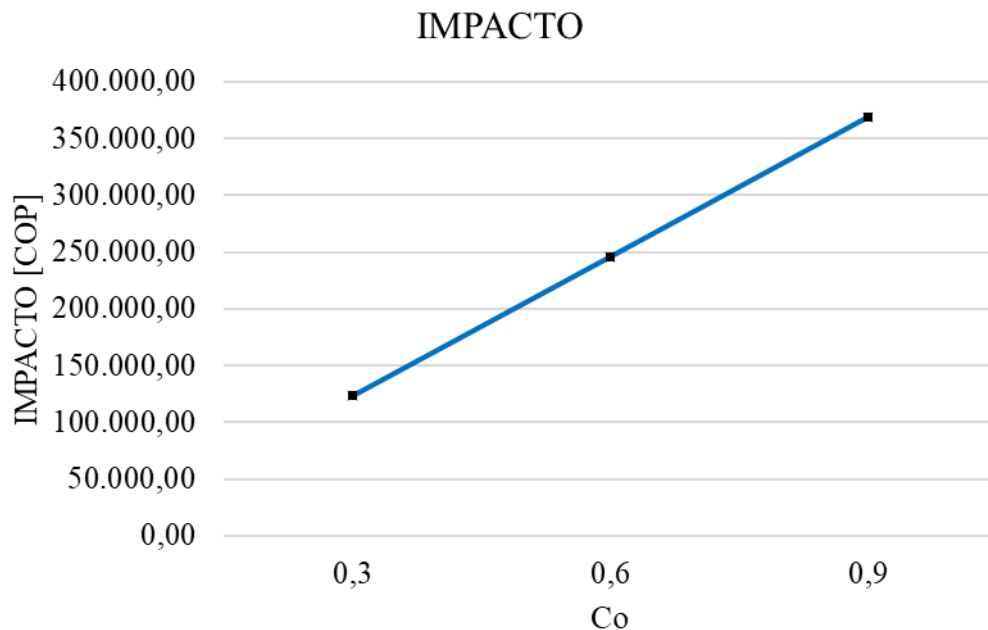


Figura 24. Relación entre el impacto en las ventas de energía y el coeficiente Co en las condiciones del caso de estudio.

En ninguno de los casos anteriores se apreció el efecto de los excedentes. Así, se planteó un caso hipotético en el cual se relaciona la energía generada con el impacto. Para los valores del estudio, se determinó la relación entre el impacto en ventas del comercializador y la energía generada promedio mensual, a través de la ecuación (10). El procedimiento de cálculo se realizó así: se consideró que el primer intervalo de generación, entre 0 kWh y 585 kWh, correspondía con generación de autoconsumo. Luego, en el intervalo entre 585 kWh¹¹ y la energía demandada por la carga, es decir, 1544 kWh, existen excedentes tipo 1. Finalmente, cuando se genera más de 1544 kWh se presentan excedentes tipo 2. Los excedentes tipo 1 son la diferencia entre la energía

¹¹ Este valor representa la demanda máxima que el generador fotovoltaico puede suplir entre las 6 am y las 6 pm y se obtuvo a partir de la figura 22, aproximando el área encerrada por la curva de demanda y la de generación.

generada y 585 kWh, mientras que los excedentes tipo 2 son aquellos mayores a 1544 kWh. La Figura 25 describe este comportamiento. Se evidencia claramente que cuando existen excedente tipo 1 se reduce el impacto negativo en las ventas, pero al ser la pendiente menor en esa sección y limitada la capacidad de generar excedentes tipo 1, esto no sería suficiente para reducir a cero las pérdidas del agente comercializador. El efecto de los excedentes tipo está supeditado a la diferencia entre el precio de bolsa y el de contratos.

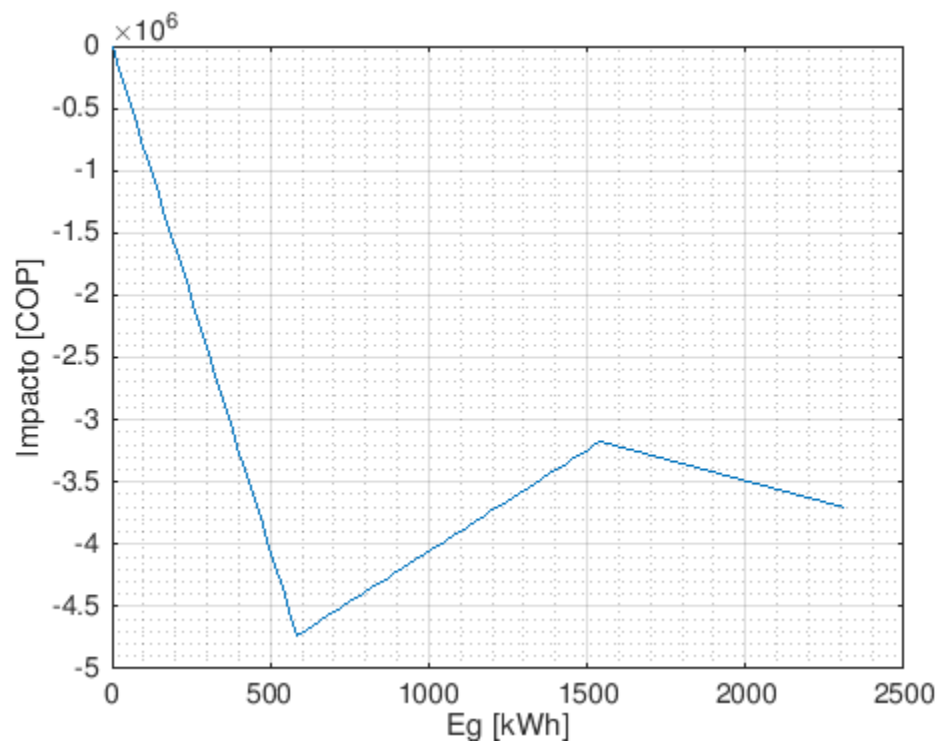


Figura 25. Relación entre el impacto en las ventas del comercializador mensuales y la energía generada promedio diaria.

6. Conclusiones

Este trabajo de aplicación discutió el problema de la afectación en las ventas de energía de una empresa comercializadora de energía, debido a la integración de generación FV en las redes de baja tensión de esa empresa. El propósito principal fue proponer una herramienta para estimar el impacto en los ingresos de estas empresas debido a la conexión de generación FV. La herramienta propuesta es un procedimiento que, al aplicarse, facilita la estimación de dicho impacto y que, para su elaboración, se tuvieron en cuenta algunos factores que incentivan y desestiman la instalación de estos sistemas. A partir del proceso seguido en el desarrollo de este trabajo se establecieron algunas conclusiones relevantes.

Los factores que motivan y desestiman la instalación de generación FV son variables cualitativas difíciles de estimar, pues implican factores altamente subjetivos, asociados a las decisiones personales de los individuos. Con el fin de convertir estas variables cualitativas en cuantitativas, este trabajo propuso una valorización de estos aspectos de acuerdo con la revisión hecha en el Capítulo 2 y una escala bien definida, con posibles valores de 0,3, 0,6 y 0,9, que indican poco impacto, impacto moderado y alto impacto, respectivamente.

Si bien se podría pensar que los Estratos altos tendrán la mayor cantidad de integración de generación FV, en los casos analizados para las zonas energéticas, se evidencia que la tendencia del crecimiento vertical de las edificaciones en sectores de clase económica alta de la ciudad desincentiva la instalación de SFV, ya que los bloqueos del sol producidos por edificaciones vecinas que puede recibir un SFV en estas zonas podría hacerlo ineficiente (en caso de que aparezcan edificaciones nuevas) o inviable (en caso de que existan edificaciones que produzcan

suficiente sombra. Caso contrario al de los Estratos bajos, donde la tendencia no siempre es el crecimiento vertical de las edificaciones, sino que la disposición de las viviendas suele ser más tradicional u homogéneo.

Una eventual masificación de sistemas de autogeneración FV evidentemente conlleva a reducción en las ventas de energía por parte de las empresas comercializadoras y distribuidoras de energía eléctrica, debido a la pérdida masiva de consumos de la red por parte de los clientes. Sin embargo, esta reducción en las ventas puede ser amortizada por el cobro del componente C en caso de presentarse excedentes tipo 1 tal como se formuló la regulación colombiana, así mismo, cuando se presentan grandes cantidades de excedentes, puede incluso generar ingresos mayores, como se apreció en el caso de estudio del Capítulo 4 debido a la oportunidad de vender excedentes tipo 2 a mejor precio que el precio del bolsa.

Aún con la limitación de la capacidad instalada de los autogeneradores y generadores distribuidos establecida por la CREG, la predicción y estimación del impacto en las ventas de energía de una empresa electrificadora pueden ser tan altos que resulta, pues, necesario que estas empresas dispongan, en sus estructuras organizacionales, de equipos de trabajo interdisciplinarios encargados de realizar estudios más profundos y pormenorizados de este impacto, tanto en sus consecuencias como en sus oportunidades.

Referencias Bibliográficas

- Ávila, A. M. M.; Bravo, J. D. and Puebla, J. G. “Modelo geográfico para la estimación del potencial fotovoltaico en tejados. Caso de estudio: Miraflores de la Sierra,” Universidad Complutense de Madrid, 2014.
- Biter, S. and Chamas, F. “Estudio de factibilidad para la implementación de sistemas fotovoltaicos como fuente de energía en el sector industrial de Colombia,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 72, no. October 2016, p. 81, 2017.
- CanadianSolar, “MAXPOWER CS6U - 325|330|335P,” 2018. [Online]. Available: https://www.canadiansolar.com/fileadmin/user_upload/downloads/datasheets/en/new/2019-01-14-Full/Canadian_Solar-Datasheet-MaxPower_CS6U-P_v5.571_EN.pdf
- Cancillería de Colombia, “Cancillería visitó proyectos del Plan Fronteras para la Prosperidad en Guainía,” www.cancilleria.gov.co, 2014. .
- Carvajal, S. and Marín Jiménez, J. D. “Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: un enfoque dinámico,” *Rev. Tecnura*, vol. 17, no. 35, p. 77, Mar. 2013.
- Comisión De Las Comunidades Europeas, *Libro Blanco - Adaptación al cambio climático: Hacia un marco europeo de actuación*, vol. 1, no. 1. Bruselas, 2009.
- Comisión de Regulación de Energía y GAS, “RESOLUCIÓN No. 030 DE 2018. Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional,” <http://apolo.creg.gov.co>, 2018. [Online]. Available: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191>.

Comisión de Regulación de Energía y GAS, “RESOLUCIÓN No. 227 DE 2015. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, ‘Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme de plantas solares fotovoltaicas,’” <http://apolo.creg.gov.co>, 2015. [Online]. Available: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/59aa7fe361aca6c405257f39007956fe?OpenDocument>. [Accessed: 06-Mar-2019].

Congreso de la República de Colombia, “Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional,” Congreso de la República de Colombia, Bogotá, 2014.

Correa Flórez, C. A.; Marulanda García, G. A. and Panesso Hernández, A. F. “Impacto de la penetración de la energía solar fotovoltaica en sistemas de distribución: estudio bajo supuestos del contexto colombiano,” *Rev. Tecnura*, vol. 20, no. 50, pp. 85–95, 2016.

Epia, “Global market outlook for photovoltaics 2014-2018,” *Glob. Mark. outlook photovoltaics 2014-2018*, p. 58, 2014.

Escoda, S. Libro Blanco de la Energías Renovables, 18.1. 2017.

Garzón, J.; Martínez, D. “Estudio de factibilidad para la implementación de energía solar fotovoltaica en la zona preescolar del Colegio Agustiniano Suba,” Universidad Distrital Francisco José de Caldas Facultad, 2017.

Gobierno de México, “Coberturas de Precios,” gob.mx. [Online]. Available: <https://www.gob.mx/fnd/acciones-y-programas/coberturas-de-precios-127112>.

González, O.; Tautiva, C. and Quiroga, J. “Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la ley 1715 de 2014,” UPME. p. 28, 2014.

Ideam, “Atlas Interactivo de Radiación Solar,” IDEAM, 2017. [Online]. Available:

<http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>.

International Energy Agency (IEA), “Solar energy,” 2018. [Online]. Available: <https://www.iea.org/topics/renewables/solar/>. [Accessed: 11-May-2019].

Luna Russi, G.; Gómez Suárez, R. A. and Rivas Trujillo, E. “Evaluación del impacto de la generación distribuida sobre el perfil de tensión en redes de distribución,” Redes Ing., 2017.

Mendoza García, A.; Trespalacios Carrasquilla, A. M.; “Afectación de los ingresos operacionales de empresa distribuidora de energía eléctrica por penetración de energía solar en su área de influencia,” EAFIT, 2016.

Ministerio de Minas y Energía, “Decreto 2143 de 2015,” Upme.gov.co. pp. 1–5, 2015.

Naciones Unidas, Protocolo de Kioto de la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático, vol. 61702. 1998.

Pinto, P. A. “Proyecto de energía solar en escuelas rurales de la provincia,” Vanguardia.com, 2012. [Online]. Available: <https://www.vanguardia.com/santander/region/proyecto-de-energia-solar-en-escuelas-rurales-de-la-provincia-GFVL150017>. [Accessed: 06-Mar-2019].

Roca, J. D. “La increíble reducción de costes de las tecnologías renovables en los últimos siete años,” elperiodicodelaenergia, 03-Oct-2016.

Saldarriaga, S. “Las Energías Renovables Tienen un Gran Potencial para Crecer en Colombia,” EL TIEMPO, 2018. [Online]. Available: <https://www.eltiempo.com/vida/medio-ambiente/las-energias-renovables-tienen-un-gran-potencial-para-crecer-en-colombia-208116>. [Accessed: 06-Mar-2019].

Sandoval, J. B. “Estudio de los riesgos en la instalacion y mantenimiento de paneles solares fotovoltaicos en tejados y cubiertas ligeras,” Región de Murcia, 2014.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles, “Generación Ciudadana,” Ley 20.571, 2015.

[Online]. Available:

http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5819695&_dad=portal&_schema=PORTAL.

[Accessed: 06-Mar-2019].

Trinasolar, “Allmax plus - Framed 60-cell module (275-315 W),” 2018. [Online]. Available:

[https://static.trinasolar.com/sites/default/files/PS-M-0421 Datasheet_Allmax M Plus_US_Apr2018_C.pdf](https://static.trinasolar.com/sites/default/files/PS-M-0421_Datasheet_Allmax_MPlus_US_Apr2018_C.pdf). [Accessed: 13-Feb-2019].

Unidad de planeación Minero Energética, “Resolución 281 del 2015.” UPME, Bogotá, D.C., p. 2, 2015.

Upsolar, “Monocrystalline PV module 60 cells,” 2018. [Online]. Available:

[http://upsolar.com/uploads/UploadFile/2018_EU-P13-14 MONO 60_Black_5BB_20180705.pdf](http://upsolar.com/uploads/UploadFile/2018_EU-P13-14_MONO_60_Black_5BB_20180705.pdf). [Accessed: 13-Feb-2019].

Vanguardia.com, “En la vereda EL Aburrido se Vive Feliz,” Vanguardia Liberal, 2010. [Online].

Available: <https://www.vanguardia.com/area-metropolitana/bucaramanga/video-82333-en-la-vereda-el-aburrido-se-vive-feliz-BUVL82333>. [Accessed: 06-Mar-2019].

Vargas, F. “Plan de negocio para la implementación de una empresa de instalación, mantención y financiamiento de sistemas fotovoltaicos para el sector residencial chileno,” Universidad de Chile, 2015.

Vergara-Barrios, P. P.; Rey-López, J. M.; Osma Pinto, G. A. and Ordóñez Plata, G. “Evaluación del potencial solar y eólico del campus central de la Universidad Industrial de Santander y la ciudad de Bucaramanga , Colombia,” Rev. UIS Ing., vol. 13, no. 2, pp. 49–57, 2014.

XM, “Precio promedio y energía transada,” 2019. [Online]. Available:

<http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/precio-promedio-y-energia-transada.aspx>. [Accessed: 06-Mar-2019].