GENERACIÓN SOLE





# La oportunidad de negocio de la Generación Solar Distribuida en Colombia

## Mecanismos de financiamiento para la banca comercial

ONU programa para el medio ambiente 50 1972-2022

Euroclima+

Financiado por la Unión Europea

aecid

El futuro es de todos Minenergía

2021

© 2021 Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
Publicado por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), diciembre 2021

 Atribución - NoComercial - Sin Obra Derivada CC BY - NC - ND

Esta publicación puede reproducirse total o parcialmente y en cualquier forma para servicios educativos o sin fines de lucro sin permiso especial del titular de los derechos de autor, siempre que se haga un reconocimiento de la fuente. El PNUMA agradecería recibir una copia de cualquier publicación que utilice esta publicación como fuente. No se puede utilizar esta publicación para la reventa o para cualquier otro propósito comercial sin el permiso previo por escrito del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. Las solicitudes para dicho permiso, con una declaración del propósito y alcance de la reproducción, deben dirigirse al Director, División de Comunicación, Programa de la ONU para el Medio Ambiente, Oficina para América Latina y el Caribe, Edificio 103, Calle Alberto Tejada, Ciudad del Saber, Clayton, Panamá.

## Descargo de responsabilidad

Las designaciones empleadas y la presentación del material en esta publicación no implican la expresión de opinión alguna por parte del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente sobre la condición jurídica de cualquier país, territorio o ciudad o sus autoridades, o sobre la delimitación de sus fronteras o límites. Para obtener orientación general sobre cuestiones relacionadas con el uso de mapas en las publicaciones, visite http://www.un.org/Depts/ Cartographic/english/htmain.htm

No se permite el uso de la información de este documento para publicidad o propaganda. Los nombres y símbolos de marcas comerciales se utilizan en forma editorial sin intención de infringir las leyes de derechos de autor o marcas comerciales. Las opiniones expresadas en esta publicación pertenecen a los autores y no reflejan necesariamente las opiniones del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente.

Este documento ha sido elaborado con el apoyo financiero de la Unión Europea a través del Programa EUROCLIMA+ y la Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID). La recopilación de información, la redacción del informe y su publicación se llevan a cabo de forma independiente y no reflejan de ninguna manera las opiniones de los donantes, la Unión Europea, y AECID. Lamentamos cualquier error u omisión que se haya podido cometer involuntariamente.

© Mapas, fotografías e ilustraciones según lo especificado

Cita sugerida: Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (2021). La oportunidad de negocio de la generación solar distribuida en Colombia: Mecanismos de financiamiento para la banca comercial.

Producción: Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA)

# Agradecimientos

El Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) quisiera agradecer, tanto a los colaboradores externos del comité coordinador de revisión, como a los autores principales y colaboradores por su contribución a la preparación de este informe.

## Autores

Ignacio Romero, Coordinador de Proyecto, Especialista Senior de Recursos Energéticos Distribuidos;
Franco Borrello, Consultor de Evaluación del Mercado de Energía Solar FV Distribuida

## Comité Coordinador de Revisión

### Unidad de Cambio Climático del PNUMA

**Gustavo Mañez Gomis,** Coordinador de Cambio Climático, Oficina de América Latina y el Caribe, PNUMA, **Mercedes G. Fariña**, Oficial de Programas, Coordinadora de Finanzas Climáticas, Oficina de América Latina y el Caribe, PNUMA, **María Paz Cristófalo**, Consultora en Recursos Energéticos Distribuidos, PNUMA.

### Ministerio de Minas y Energía

**Diego Mesa Puyo**, Ministro de Minas y Energía; **Miguel Lotero Robled**o, Viceministro de Energía; **María Carolina Garzón Sanchez**, Asesora Grupo de Asuntos Internacionales.

### Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

**Diana Carolina Obando Anzola; Carlos Andrés Castellanos Gamboa**

### Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)

**Henry Josué Zapata Lesmes** (Subdirección de Energía Eléctrica); **Maria Constanza Ballesteros Castillo** (Dirección General); **Oscar Anselmo Patiño Rojas** (Oficina de Gestión de Proyectos);

### SER Colombia – Asociación de Energías Renovables

**Germán Corredor Avella** (Presidente); **Katerin Osorio Vera** (Coordinadora Regulatoria).

### Asociación Bancaria y de Entidades Financieras de Colombia (ASOBANCARIA)

**Isabel Mantilla Naranjo** (Directora de Sostenibilidad y Educación); **Laura Lanz Pombo** (Jefe Coordinación y Rel. Internacionales).

### Asociación Colombiana de Energía Solar (ACOSOL)

**Miguel Hernández Borrero** (Presidente); J**an Kleyn; Juan Sebastián Pfeiffer**

## Soporte de lanzamiento y medios

**Sofia Arocha** y **Daniel Díaz Rivas**, Oficina de América Latina y el Caribe, PNUMA

## Diseño y edición

**Karla Delgado Olguin** y **Heissel Carvajal**, Oficina de América Latina y el Caribe, PNUMA

## Desarrollo de micrositio

**Javier Bianchet**, Oficina de América Latina y el Caribe, PNUMA

## Agradecimientos especiales

Finalmente, el PNUMA desea agradecer a la Unión Europea, en particular al Programa **EUROCLIMA+**, y a la **AECID** por apoyar la Iniciativa Generación Sole en línea con los objetivos de cambio climático del Acuerdo de París en América Latina y el Caribe.

Para más información acerca de iniciativas del Programa EUROCLIMA+ en Cambio Climático y energía renovable visite el sitio web: www.euroclimaplus.org

## Participantes del proyecto

## Financiadores

# CONTENIDO


**1. Resumen Ejecutivo** **8**

**2. Introducción** **15**

2.1 Precios de la energía eléctrica 15

2.2 Introducción a los sistemas de generación solar fotovoltaica distribuida 19

**3. Contexto nacional** **25**

3.1 Antecedentes 25

3.2 Marco regulatorio y estructura general del mercado eléctrico 28

3.2.1 Leyes y Decretos 28

3.2.2 Resoluciones y Circulares 33

3.3 Actores relevantes del mercado eléctrico 35

3.3.1 Oferta: Agentes Generadores - Capacidad Instalada y Generación 38

3.3.2 Agentes Transportadores y Distribuidores 40

3.3.3 Demanda: Agentes Comercializadores y Usuarios 46

3.4 Estructura tarifaria 49

3.4.1 Descripción y aplicación de las tarifas vigentes. 49

3.5 Precios de la energía eléctrica 50

3.6 Estado actual de la energía solar distribuida en Colombia 51

**4. Marco regulatorio, legal, y de políticas públicas para la generación distribuida de fuentes renovable** **54**

4.1 Marco regulatorio y legal de los sistemas de GSD

4.2 Compensaciones económicas e incentivos para la generación distribuida 57

4.3 Estándares de calidad relevantes para la industria eléctrica, en especial la solar distribuida 60

4.4 Procedimientos y permisos de instalación y conexión a la red eléctrica. 63

4.4.1 Procedimiento simplificado de conexión al STR o SDL del AGPE con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW y GD (Art. 10 Resol. CREG 030 2018) 63

4.4.2 Procedimiento simplificado de conexión al STR o SDL del AGPE con potencia instalada mayor a 0,1 MW y menor o igual a 1 MW (Art. 11 Resol. CREG 030 2018) 64

**5. Análisis de la Tecnología** **66**

5.1 Descripción de los sistemas solares de generación fotovoltaica distribuida, estándares de operación y garantías 66

5.2 Precios históricos de los sistemas fotovoltaicos 70

5.2.1 Precios internacionales 70

5.2.2 Precios nacionales 72

5.3 Tendencias de precios de la tecnología fotovoltaica en el futuro 74

5.4 Cadena de suministro del equipamiento principal de sistemas de GSD 75

5.5 Ecosistema de empresas existentes en el sector de GSD en Colombia 77

5.6 Estimaciones de precios locales para las instalaciones y estructura de costos 80

**6. Demanda potencial del mercado para sistemas fotovoltaicos conectados en generación distribuida 81**

6.1 Clientes objetivo y usos de los sistemas solares fotovoltaicos en generación distribuida, por segmento (residencial, comercial e industrial) 81

6.2 Cálculo del potencial de instalación de sistemas de GSD en Colombia 85

6.2.1 Metodología 85

6.2.2 Cálculo del Potencial Técnico 87

6.2.3 Resultados del Potencial Técnico 106

6.2.4 Cálculo del Potencial Técnico-Económico 108

6.2.5 Resultados del potencial Técnico-Económico 117

6.2.5 Análisis de los resultados del potencial técnico y económico 122

6.2.6 Tasas de crecimiento esperado del consumo eléctrico en Colombia 126

6.3 Casos de negocio determinando ahorros económicos y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, logrados por el uso de sistemas solares fotovoltaicos en generación distribuida, por segmento. 128

**7. Estado actual del financiamiento privado para sistemas de generación solar distribuida en COLOMBIA 132**

7.1 Modelos de financiamiento comúnmente utilizados y evaluación de riesgos y oportunidades 133

7.1.1 Inversión Directa 134

7.1.2 Préstamos personales o al consumo (personas naturales) 134

7.1.3 Préstamos comerciales y corporativos (a personas jurídicas, tanto PyMEs como grandes empresas) 135

7.1.4 Préstamos con garantía hipotecaria (hipotecas residenciales o comerciales) 137

7.1.5 Instrumentos de propiedad de terceros: arrendamiento o leasing financiero 137

7.1.6 Project finance y contratos de provisión de energía -PPA- 138

7.1.7 Modelos tipo "ESCO" 138

7.2 Productos y fuentes de financiamiento existentes para sistemas solares fotovoltaicos en el país 139

7.2.1 Ejemplos de productos existentes en la banca comercial colombiana 141

7.3 Análisis y evaluación del interés de la banca comercial para la creación de nuevos productos asociados al financiamiento de sistemas de GSD 143

7.3.1 Metodología utilizada para análisis de interés de la banca comercial 143

7.3.2 Evaluación del interés de la banca comercial 144

7.3.3 Protocolo Verde y otros documentos clave 144

7.4 Barreras, riesgos, desafíos y oportunidades percibidos por la banca comercial de Colombia 146

7.4.1 Riesgos percibidos por la banca comercial 146

**8. Recomendaciones para la creación de nuevos productos y servicios para financiar sistemas de generación solar distribuida 149**

8.1 Canales de ventas para productos y servicios financieros 149

8.1.1 Canales de venta tradicionales: Sucursales, ejecutivos de banca personas, banca corporativa 150

8.1.2 Canales estandarizados (no personalizados) 151

8.1.3 Canales indirectos 151

8.2 Instrumentos de mitigación y cobertura de riesgos 153

8.2.1 Matriz de riesgo 154

8.2.2 Garantías técnicas y financieras 157

8.3 Casos de éxito de la banca comercial en otros países de la región y el mundo 159

8.3.1 Brasil 160

8.3.2 México 162

8.3.3 República Dominicana 166

8.4 Propuestas y estrategias de implementación para la banca comercial 168

8.5 Factores críticos adicionales a tener en cuenta y consideraciones finales 175

# LISTADO DE ACRÓNIMOS

| | |
|---|---|
| **AC** | Corriente Alterna. |
| **ALC** | América Latina y el Caribe. |
| **ASEP** | Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. |
| **BOS** | Balance de sistema. |
| **CAPES** | Cámara Panameña de Energía Solar. |
| **CND** | Centro Nacional de Despacho. |
| **COPE-MEF** | Comisión de Política Energética. |
| **DC** | Corriente Directa o Corriente Continua. |
| **EDECHI** | Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A. |
| **EDEMET** | Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A. |
| **ENSA** | Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S. A. |
| **EOR** | Ente Operador Regional. |
| **ETESA** | Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. |
| **FV** | Energía solar fotovoltaica. |
| **GEI** | Gases de efecto invernadero. |
| **GLP** | Gas licuado de petróleo. |
| **GSD** | Sistemas de generación solar fotovoltaica distribuida. |
| **INEC** | Instituto Nacional de Estadística y Censo. |
| **IRHE** | Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación. |
| **JTIA** | Junta Técnica de Ingeniería y Arquitectura. |
| **kW** | Kilovatios (unidad de potencia). |
| **kWh** | Kilovatio hora (unidad de energía). |
| **MEF** | Ministerio de Economía y Finanzas. |
| **MER** | Mercado Eléctrico Regional. |
| **MW** | Megavatios (unidad de potencia). |
| **MWh** | Megavatio hora (unidad de energía). |
| **NREL** | National Renewable Energy Laboratory<br>(Laboratorio nacional de energías renovables de los Estados Unidos). |
| **PESIN** | Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional. |
| **PR** | Performance ratio (ratio de performance de los sistemas GSD). |
| **RIE** | Reglamento de Instalaciones Eléctricas de la República de Panamá. |
| **UE** | Unión Europea. |
| **USD** | Dólares americanos. |
| **SIEPAC** | Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central. |
| **SIN** | Sistema Interconectado Nacional. |
| **SNE** | Secretaría Nacional de Energía de la República de Panamá. |



# 1. RESUMEN EJECUTIVO

**El presente trabajo tiene como objetivo analizar las oportunidades de mercado de la generación solar fotovoltaica distribuida desde una perspectiva del sector bancario, principalmente desde la banca comercial, en Colombia.**

El sector energético jugará un rol fundamental para el cumplimiento de los objetivos nacionales y globales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Descarbonizar el sector energético será fundamental para garantizar el éxito de los planes de reducción de emisiones de GEI y con el cumplimiento de las metas del Acuerdo de París.

La transición energética fomenta un cambio de paradigma en la manera en que generamos y consumimos la energía que necesitamos para vivir y producir bienes o servicios. A nivel generación, la masiva adopción de las energías limpias y renovables a nivel mundial, tales como la energía solar y eólica, es necesaria a una velocidad sin precedentes. Debido al aumento del consumo de energía eléctrica en la economía mundial, la instalación de nuevas centrales de generación eléctrica renovable deberá aumentar de un ritmo actual de 200 GW anuales, hasta los 840 GW anuales.

Los sistemas de energía solar fotovoltaica generan electricidad a partir de la radiación solar mediante el uso de módulos fotovoltaicos. Los pequeños sistemas de generación son instalados de manera cercana a los sitios de consumo, conectados a los sistemas de distribución eléctrica. Estos son los denominados sistemas de generación solar fotovoltaica distribuida (GSD). Los sistemas on-grid realizan intercambios bidireccionales de energía eléctrica con la distribuidora: toman energía cuando la generación no llega a cubrir el consumo (por ejemplo, de noche), y vuelcan a la red los excedentes de generación en momentos de menor demanda. Los sistemas de GSD son usualmente pensados e implementados con la finalidad del autoconsumo.



El mercado eléctrico colombiano, cuya estructura básica está dada por las Leyes Nº 142 y 143 de 1994 y sus modificatorias y reglamentaciones, está compuesto por los diferentes actores que efectúan las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización y consumo de energía eléctrica.

La capacidad instalada total de generación del sector eléctrico en Colombia es de 17.500 MW, dominada actualmente por la generación hidroeléctrica y termoeléctrica. Entre la energía hidroeléctrica, solar y eólica, las fuentes limpias tienen una participación de casi el 70% en la potencia instalada. La generación bruta total fue de 71.925 GWh en el año 2019.

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) conecta las plantas generadoras y los consumidores a través de los Sistemas de Transmisión Nacional (STN) y Regionales (STR), en alta tensión, y los Sistemas de Distribución Local (SDL), en media y baja tensión. El STN y los STR cuentan con más de 28.000 km de líneas eléctricas. La venta de energía eléctrica se realiza a través de las comercializadoras, las cuales pueden ser además generadoras o estar integradas con el servicio de distribución.

Los usuarios de energía eléctrica pueden ser regulados o no regulados, de acuerdo a su nivel de consumo y demanda máxima. Los usuarios regulados, (alrededor del 90% de los usuarios totales y 70% de la demanda), están sujetos a condiciones y tarifas reguladas por la CREG, mediante una fórmula tarifaria establecida. Los usuarios no regulados realizan contratos bilaterales con los comercializadores, con precios acordados libremente. La estructura tarifaria de Colombia en el segmento regulado está dividida por estrato socioeconómico, en donde los usuarios de estratos más bajos poseen subsidios al consumo. Además, los usuarios se dividen por segmento: Residencial, Comercial, Industrial y Oficial. El 92% de los usuarios regulados son residenciales, correspondiendo el 80% a los estratos más bajos, con consumos medios mensuales inferiores a los 150 kWh. Los usuarios no residenciales constituyen el 8,5% de los usuarios del país, aunque representaron el 58% del consumo eléctrico en 2019.

En Colombia, el marco regulatorio relacionado con la generación solar distribuida está dado por la Resolución CREG Nº 030 de 2018, sus modificatorias y circulares. En dicha resolución se establece el procedimiento de solicitud de conexión de los sistemas de GSD a la red de distribución, se especifican los requisitos lograr la interconexión (de calidad y seguridad), los permisos necesarios, además de explicarse el sistema de medición y facturación de la

energía generada, consumida y excedente. Los usuarios que instalan sistemas de GSD pueden ser autogeneradores de pequeña escala o AGPE (sistemas de potencia inferior a 1 MW), autogeneradores de gran escala o AGGE (hasta 5 MW de potencia), o generadores distribuidos (GD) con potencias hasta 100 kW. El marco regulatorio colombiano establece para los AGPE y GD un sistema de net-metering, o medición neta, mediante el cual la energía inyectada se intercambia por energía consumida. Por la energía intercambiada, el usuario paga la porción de la tarifa correspondiente a los cargos de comercialización. A febrero de 2021, existen en Colombia 1.612 instalaciones de sistemas de GSD menores a 1 MW en operación, por una potencia de 25,9 MW, además de 1.947 instalaciones en diferentes etapas del proceso de solicitud (112,4 MW).

Los sistemas de GSD están compuestos por su equipamiento principal (módulos fotovoltaicos, inversores de corriente), equipamiento auxiliar, denominado BOS (estructuras de montaje, equipamiento eléctrico y de protección, sistema de medición). Si bien son necesarias ciertas competencias técnicas, la instalación de sistemas GSD es simple y segura. Los principales componentes poseen entre 10 y 25 años de garantía dadas por el fabricante.

El mantenimiento de los sistemas de GSD es usualmente muy simple, de bajo costo y seguro; consiste en una limpieza de la superficie de los paneles, además de una revisión preventiva ocasional de las conexiones eléctricas del sistema. La frecuencia necesaria para la limpieza o la revisión dependerá principalmente de las condiciones climáticas de la zona.

Además de la facilidad del mantenimiento, la relativa simplicidad en la instalación, y la generación de energía en el sitio de consumo, los sistemas de GSD aportan numerosos beneficios económicos, sociales y ambientales, tanto al sistema eléctrico como a los consumidores: generan ahorros económicos a los usuarios-generadores, colabora con la reducción de subsidios económicos al consumo, permite mayor estabilidad y confiabilidad en la red de distribución, genera puestos de trabajo y evita emisiones de gases de efecto invernadero mediante la inclusión de energías renovables en la matriz energética.

Los rangos de precios de instalación de sistemas de GSD a nivel mundial han caído entre 46% y 85% en los últimos 10 años. Esto se ha debido principalmente a la caída en costo y aumento de eficiencia de los módulos fotovoltaicos, los cuales han bajado un 93% en ese mismo período.

Durante los últimos años el costo de la energía generada a partir de sistemas de GSD se ha reducido a valores similares, o incluso inferiores, a las tarifas eléctricas vigentes. Este hito, sumado a las proyecciones de reducción de los costos de los sistemas entre un 15% y un 35% anual para 2024, harán aún más viable y atractiva la instalación de sistemas de GSD en Colombia y la región. Igualmente, las políticas públicas continúan siendo un estímulo fundamental para la adopción de los sistemas, por medio de incentivos económicos e impositivos, política tarifaria y de mercado, e incentivos al autoconsumo y a la eficiencia energética.





El atractivo del mercado fotovoltaico en Colombia se observa en una gran cantidad de empresas nacionales e internacionales participando en la cadena de suministro de este tipo de instalaciones en el país.

Para el cálculo del potencial de mercado de sistemas de GSD en Colombia, se determinan dos tipos de potenciales: el Potencial Técnico, dependiente únicamente de las características naturales del sitio y del potencial de autoconsumo de clientes actuales; y el Potencial Técnico-Económico, determinando la cantidad de instalaciones que son económicamente viables. Este análisis se realiza para cada segmento de consumo (residencial, comercial, industria, oficial) por poseer diferentes patrones de consumo, y por ubicación geográfica (departamentos).

Inicialmente, se analiza el consumo eléctrico de todos los usuarios regulados de Colombia por segmento, estrato y ubicación geográfica. Además, se obtienen datos satelitales de irradiación solar en cada provincia y región, calculándose la generación solar específica para cada grupo de usuarios. A partir de esos datos se caracteriza la potencia instalada de un sistema típico (en kWp), lo que permitirá calcular la generación anual para cada grupo de usuarios.

Para el cálculo del Potencial Técnico de Colombia, se tienen en cuenta la aptitud de los edificios para la instalación de sistemas de GSD: tipo de ocupación de las viviendas, con espacio en techos, y material de construcción de techos y paredes apto para su instalación.

El Potencial Técnico de instalación de sistemas de GSD en Colombia es de 8,5 millones de instalaciones por más de 20 GW, los cuales generarían 28,1 TWh anuales de energía eléctrica distribuida, equivalentes a alrededor de la mitad de la energía demandada por el sector regulado en 2019.

Para estimar el potencial técnico-económico, se tiene en cuenta la viabilidad económica de las instalaciones que quedaron dentro del potencial técnico nacional. Para esto, se consideran cuenta los costos actuales de la tecnología, las tarifas eléctricas para cada uno de los segmentos, así como todos los ingresos y costos de los sistemas de GSD para calcular el repago de la inversión.

El Potencial Técnico-Económico de instalación de sistemas de GSD en Colombia es de 415.000 instalaciones por 7.424 MW. Esta cantidad de sistemas generaría, en promedio, 10 TWh anuales de energía eléctrica distribuida, correspondiente a un 17,9% de la energía comprada por las distribuidoras en 2019. Más del 90% de las instalaciones técnica y económicamente viables son de potencia igual o menor a 10 kWp, lo que muestra la oportunidad de negocio en el segmento de sistemas pequeños, en especial para pequeños clientes comerciales. Sin embargo, las grandes instalaciones en industrias constituyen el 65% de la potencia técnica y económicamente viable, debido a sus condiciones de tarifa.

En definitiva, Colombia presenta condiciones de mercado muy favorables para la instalación de sistemas de GSD, gracias a un recurso solar abundante, un marco regulatorio vigente con reglas claras y un costo de la tecnología que ha declinado fuertemente. Las tarifas actuales en el país hacen que la instalación de sistemas de GSD sea atractiva para una gran cantidad de usuarios, distribuidos a lo largo del país y en los diferentes segmentos analizados.

El sector financiero, y en particular la banca comercial, se presenta como un actor clave para lograr el crecimiento y la consolidación de los sistemas fotovoltaicos de pequeña y mediana escala en Colombia. La banca colombiana cuenta con experiencia en el financiamiento de proyectos de energía solar; sin embargo, dicha experiencia está concentrada principalmente en proyectos de mayor tamaño (de 1 MWp o mayores), cuyos titulares son generalmente empresas del sector energético. Pensando en capturar oportunidades de negocios en sistemas de GSD, la banca debería adaptar sus productos y hacerlos accesibles a otros segmentos de clientes (personas naturales, PyMEs, comercios e industrias que hasta el momento no han participado de la industria energética).

La inversión en sistemas de GSD requiere su principal desembolso al inicio del proyecto (para la compra e instalación del sistema), y posee bajos costos de operación y mantenimiento. El volumen de capital necesario para este tipo de inversiones hace que una gran cantidad de usuarios no logren acceder a su instalación debido a falta de liquidez, que puede ser solucionada con una oferta de financiamiento adecuado.

Históricamente, los sistemas de GSD han sido financiados principalmente con recursos propios del usuario eléctrico. Si bien se ha detectado la presencia de algunos productos adaptados a este tipo de sistemas, la oferta de productos específicos está aún en una fase temprana, y por consiguiente, los proyectos de generación renovable de pequeña y mediana escala siguen actualmente dependiendo de productos tradicionales para la obtención de financiamiento (préstamos personales y al consumo; préstamos corporativos y comerciales; leasing financiero; y en menor medida, préstamos con garantía hipotecaria y otros modelos innovadores como ESCO).

A partir del relevamiento de información realizado, y la realización de entrevistas mantenidas durante la realización del presente proyecto con la Asociación Bancaria de Colombia, así también como con diversos actores del sector bancario nacional e internacional, se ha detectado un gran interés en desarrollar el potencial de mercado de financiamiento de sistemas de GSD, con el objetivo de aumentar el volumen de negocio con clientes actuales, y de apuntar a nuevos clientes y segmentos. Sin embargo, hoy existen en el mercado pocos productos financieros específicamente diseñados para financiar este tipo de iniciativas.

Los principales riesgos percibidos por la banca a la hora de financiar sistemas de GSD son: la solvencia del tomador del crédito, la falta de liquidez del activo al ser tomado como garantía, y la calidad de la instalación y el instalador del sistema. Se ha detectado que algunos de los riesgos percibidos por la banca se deben a la falta de conocimiento y difusión de las características del mercado y los beneficios de la generación solar distribuida, tanto a clientes potenciales, como internamente dentro de la banca, por lo que se ha detectado que aún hacen falta esfuerzos por parte de todos los actores de la industria en este sentido.

En base a la información obtenida a través de la investigación de los mecanismos financieros actualmente utilizados por la banca comercial para financiar sistemas de GSD, y habiendo analizado la percepción de riesgos y oportunidades por los principales actores del sector, se realizan las siguientes recomendaciones concretas y prácticas con el objetivo de fomentar e impulsar el financiamiento de sistemas GSD en Colombia:



### i. Optimizar el proceso de evaluación de riesgo técnico de los proyectos, para facilitar el proceso de evaluación y otorgamiento de créditos, disminuyendo su riesgo percibido.

Actualmente, no existen fuentes de información públicamente disponibles y de fácil acceso que agreguen y condensen información sobre el sector de GSD. Además, el riesgo técnico de las instalaciones en cuanto al correcto diseño del sistema y calidad de la instalación es uno de los principales riesgos percibidos por la banca. Para esto, se recomienda simplificar y estandarizar la evaluación de riesgo técnico de los proyectos, ya sea internamente o de manera coordinada entre todos los actores del sector bancario; trabajar en una Guía de Buenas Prácticas de instalación, para generar la información y los criterios necesarios para estandarizar la evaluación; y alternativamente, crear un certificado o sello de validación de instaladores o integradores, otorgada por una institución de amplia confianza por parte de todos los actores del mercado.

### ii. Crear nuevos canales de venta y optimizar canales existentes, que aumenten la llegada a clientes finales, a la vez que se disminuyen los riesgos y los costos de transacción de los proyectos.

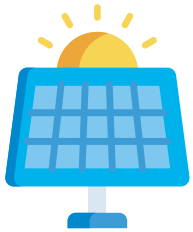
Una gran cantidad de riesgos y desafíos percibidos por la banca comercial pueden ser mitigados o minimizados en caso de que se desarrollen relaciones comerciales sólidas entre las instituciones bancarias y los integradores e instaladores de sistemas de GSD. Para esto, se recomienda la asociación con integradores o instaladores para que estos sean vehículos de financiamiento, garanticen la calidad de la instalación y absorban parte del riesgo crediticio. Adicionalmente, se sugiere colaborar en la creación de un mercado secundario de activos usados como colateral (equipamiento), para que su valor pueda ser utilizado como garantía en los nuevos productos financieros desarrollados.

### iii. Aprovechar las sinergias con productos financieros existentes, mejorando las condiciones crediticias ofrecidas a los usuarios, y manteniendo al mismo tiempo una sólida estructura de garantías.

Se recomienda profundizar las sinergias para poder financiar sistemas de GSD aprovechando la experiencia de los bancos en líneas de crédito, productos y procesos existentes, aumentar la velocidad de implementación. Se ha detectado que los potenciales usuarios que podrían financiar sistemas de GSD, también son usuarios de otros productos financieros, como por ejemplo las líneas de comercio exterior, las líneas de prefinanciación agrícola y agroindustrial, y los créditos hipotecarios. La sinergia entre estos tipos de productos (tanto en el área comercial como de análisis de riesgo) ayudaría a disminuir la percepción de riesgo, utilizando garantías conocidas por la banca, y en definitiva mejorar las condiciones de financiamiento para los sistemas.

### iv. Disminuir la exposición al riesgo de la banca mediante implementación de herramientas probadas, incorporando mecanismos utilizados para otros productos y procesos utilizados en otros mercados.

Se han detectado diversos mecanismos de financiamiento y garantía, tanto en Colombia como en otros países de la región y el mundo, que podrían ser adaptados para nuevos productos financieros específicos para sistemas de GSD. Algunos ejemplos son: El leasing operativo (“arrendamiento solar”), como herramienta muy utilizada en otros países y perfectamente conocida por la banca comercial local; la utilización de pólizas de seguros existentes como mitigador de riesgo; la utilización de fideicomisos y otros mecanismos de garantías, con fondos de bajo costo y para aprovechar el efecto cartera; la creación de fondos de inversión para que la banca pueda ofrecer participaciones de deuda de estos proyectos, y apalancarse con inversores particulares e institucionales.



Por otro lado, se han detectado mecanismos de repago de crédito que podrían ser utilizados para los productos específicos a sistemas de GSD, como ser los mecanismos de recaudo de cartera, tales como los créditos por libranza, y otros mecanismos de repago como por ejemplo, a través de la factura de servicios eléctricos de la comercializadora. Este tipo de procesos haría disminuir considerablemente uno de los principales riesgos percibidos por la banca actualmente.

### v. Mediante la creación de nuevos productos financieros, colaborar con el proceso de concientización y educación de los usuarios, tanto personas como empresas, y de la sociedad en general acerca de los beneficios económicos, ambientales y sociales de los sistemas de GSD.

El proceso de concientización no es responsabilidad de la banca únicamente, sino también de las instituciones de gobierno y de todas las empresas que forman parte de la cadena de valor de la industria solar fotovoltaica. Sin embargo, se deberá invertir en el fortalecimiento de las capacidades del personal interno del banco y promover su especialización en este sector. Lograr externalizar algunas actividades dentro del análisis de riesgo y coordinarlos de manera eficiente con los procesos internos existentes, podrá ser una estrategia económicamente atractiva para la banca. La medición, cuantificación y difusión de los impactos de los nuevos sistemas, así también como la realización de proyectos piloto como prueba de concepto técnica y financiera de la industria, fomentará la concientización de la sociedad en general.

El principal objetivo de la implementació n de estas recomendaciones es el de maximizar tanto el acceso al crédito por parte de los usuarios como los beneficios y la rentabilidad del sector bancario, al mismo tiempo que se mitigan los riesgos asociados a las inversiones y aumenta la consciencia del usuario respecto de los beneficios de este tipo de proyectos.

En definitiva, el sector de la banca presenta un grado de madurez incipiente, pero en crecimiento en cuanto al desarrollo de un portafolio especializado de productos para financiar generación solar distribuida. Ya se comienzan a ver diversas iniciativas que impulsarán la oferta de financiamiento en el sector solar fotovoltaico de pequeña y mediana escala durante los próximos años, desde la iniciativa Generación SOLE del Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente junto con la AECID y el Programa EUROCLIMA+, continuaremos acompañando este desarrollo.





# 2. INTRODUCCIÓN

## 2.1 Precios de la energía eléctrica

En 2015, en la Conferencia de las Partes (COP21, por sus siglas en inglés) en París, los estados parte de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) adoptaron el Acuerdo de París, que establece un marco global para evitar los peores efectos del cambio climático, limitando el calentamiento global por debajo de 2 °C respecto a los niveles pre-industriales, y realizando todos los esfuerzos posibles para limitarlo a 1,5 °C. En los años subsiguientes a dicho acuerdo, los estados parte presentaron sus Contribuciones Determinadas Nacionalmente (CDN), las cuales tienen como objetivo adoptar metas vinculantes y así cumplir con lo establecido en el Acuerdo de París. Las metas deben revisarse cada 5 años, y deben contener acciones específicas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para cada uno de los diversos sectores de la economía nacional.

Se espera que la próxima COP26, en Glasgow, Escocia, sea determinante para el éxito en el cumplimiento de las metas adoptadas en París, ya que es en dicha convención en la cual los países ratificarán y expandirán sus planes y compromisos de cara a los próximos 10 años, década en la que expertos y científicos coinciden en que es la última oportunidad para evitar los efectos más adversos de la crisis climática. El Informe sobre la Brecha de Emisiones del PNUMA[1] establece que para limitar el calentamiento global a 1,5 °C para el 2030, debemos reducir las emisiones un 56% respecto de los valores de 2020 (de 57 a 25 GtCO2e).

El sector energético jugará un rol fundamental para el cumplimiento de los objetivos nacionales y globales de reducción de emisiones de GEI. Según datos del último reporte sectorial del World Resources Institute[2], las emisiones del sector energético corresponden al 73% del total de las emisiones de GEI a nivel mundial. De este porcentaje, casi la mitad corresponde a emisiones debidas a la generación de electricidad y calor para los sectores residencial, comercial e industrial (un 30,4% del total de emisiones), y un 15,9% del total de emisiones corresponde al sector transporte (de pasajeros y mercancías, por todos los medios terrestres, marítimos y aéreos). Estos números dejan en evidencia que descarbonizar el sector energético será fundamental para garantizar el éxito de los planes de reducción de emisiones planteados.

1. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (2020). Informe sobre la brecha en las emisiones del 2020. Resumen. Nairobi.

2. World Resources Institute's Climate Watch (2016). World Greenhouse Gas Emissions in 2016, publicado en marzo 2020.

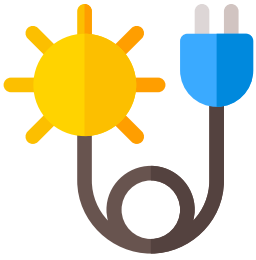
La transición energética fomenta un cambio de paradigma en la manera en que generamos y consumimos la energía que necesitamos para vivir y producir bienes y servicios. A nivel generación, la masiva adopción de las energías limpias y renovables a nivel mundial, tales como la energía solar y eólica, es necesaria a una velocidad inusitada. Según la agencia internacional de energías renovables (IRENA, por sus siglas en inglés)[3], para cumplir con el escenario climático de 1,5 °C mencionado, el sector energético deberá ser carbono neutral en el año 2050. Debido, además, al aumento del consumo de energía eléctrica en la economía mundial, la instalación de nuevas centrales de generación eléctrica renovable deberá aumentar de un ritmo actual de 200 GW anuales, hasta los 840 GW anuales.

La electrificación de la economía, si la misma se realiza con fuentes limpias, contribuirá además a descarbonizar otros sectores actualmente dependientes del uso de combustibles fósiles, como ser el transporte, la industria (mediante equipamiento eléctrico y el uso de hidrógeno verde), y el uso de energía térmica en los edificios, para los cuales hoy se utiliza gas natural, leña y gas licuado de petróleo (GLP), entre otros combustibles.

La pandemia del COVID-19, y las diversas medidas de prevención aplicadas para combatirla, como ser las restricciones a la movilidad promovida por la mayoría de los países, ha modificado la economía global durante el año 2020. Aunque en 2020 se han registrado emisiones de GEI levemente menores a 2019, la concentración de dichas emisiones en la atmósfera continúa creciendo. No se espera que esta reducción vista el año 2020 tenga un impacto significativo en el tiempo y, por consiguiente, la necesidad de medidas de largo plazo para combatir el cambio climático continúa vigente.

Distintos países ya cuentan con, y en algunos casos ya están implementando, planes de recuperación post-COVID-19 centrados principalmente en inversiones para crear sociedades más sustentables, resilientes e inclusivas. Grandes planes de inversión en infraestructura anunciados por las principales economías del mundo tienen en cuenta la lucha contra el cambio climático como un pilar fundamental. El European Green Deal, de la Unión Europea, es un plan de acción que tiene como objetivo la neutralidad de carbono para toda la economía europea en 2050, así también como un crecimiento económico inclusivo y desacoplado del uso de recursos (energía y materiales). Un tercio de los fondos del plan de recuperación Post-Covid de la UE (NextGenerationEU Recovery Plan, de 1,8 trillones de Euros), estará destinado a iniciativas contenidas en el Green Deal. El America Jobs Plan en los Estados Unidos, enmarcado en el movimiento denominado “build back better”, es un plan de inversión en infraestructura de 2 trillones de USD en los próximos 8 años, que tiene como uno de sus pilares fundamentales la mejora de la infraestructura eléctrica mediante la generación de energía renovable, la sustentabilidad energética de edificios e industrias, y la adopción de vehículos eléctricos mediante construcción masiva de estaciones de carga.

América Latina y el Caribe (ALC) cuenta con inmejorables recursos de energía renovable para la generación de electricidad. De acuerdo a un estudio del PNUMA[4], la región cuenta con un potencial de energía limpia (eólica, solar, hidroeléctrica, geotérmica) suficiente para proporcionar 22 veces las necesidades eléctricas de la economía global. En los últimos años, varios países de la región han creado las condiciones necesarias en materia de políticas, marcos regulatorios y mecanismos de fomento a la inversión privada para la incorporación masiva de la energía renovable. En el período 2014-2018, la región recibió más de USD 35.000 millones en inversiones en este sector, es decir un 44% del total de los flujos mundiales de inversión extranjera directa. Otros países se han comprometido, mediante metas globales de reducción de emisiones o bien mediante planes de acción específicos, a realizar o promocionar inversiones para la transición energética.



3. IRENA (2021), World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

4. ONU Medio Ambiente (2019). La oportunidad, el costo y los beneficios de la descarbonización acoplada de los sectores de la electricidad y el transporte en América Latina y el Caribe.



En Colombia se están promoviendo desde hace varios años diversas iniciativas para impulsar y llevar a cabo la transición energética a nivel nacional. En mayo de 2019, el Ministerio de Minas y Energía realizó el lanzamiento de la Misión de la Transformación Energética para Colombia, una iniciativa que, con la colaboración de expertos nacionales e internacionales en la materia, busca construir la hoja de ruta para lograr una energía eficiente, confiable y al servicio de todos los colombianos[5]. Durante nueve meses, los expertos realizaron diversos estudios técnico-económicos, y realizaron recomendaciones que determinaron cinco focos de interés: Confiabilidad en el suministro a precios eficientes; dinamizar la oferta y demanda del gas natural; promover el rol activo del usuario de energía con medidores inteligentes; mejorar la focalización de los subsidios a la energía; fortalecer y modernizar las instituciones del sector.

Como resultado, el pasado 10 de julio de 2021 se realiza la publicación de la Ley Nº 2099 de 2021, "Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones". Esta ley modifica y complementa la Ley Nº 1715 de 2014, y establece beneficios concretos para proyectos energéticos que ayuden a acelerar la reactivación económica nacional.

Vincular el marco de recuperación post-COVID19 y la transición energética es esencial para que Colombia cumpla con las metas propuestas en la COP21. En este sentido, dentro de la estrategia nacional para la reactivación económica post-pandemia, denominada Nuevo Compromiso por Colombia, el sector minero-energético cuenta con 42 proyectos de inversión priorizados por 35,7 billones de pesos (9,2b USD)[6].

Uno de los pilares fundamentales de la transición energética de Colombia es ubicar al "usuario como centro de la transformación". Para lograr esto, la generación distribuida renovable (GD) es una tecnología que puede contribuir a aprovechar los recursos energéticos de manera eficiente, haciendo foco en los 4 pilares de la innovación en los sistemas energéticos: la digitalización, la descarbonización, la descentralización y la democratización en el acceso a la energía. En ALC, hasta mediados del 2019 se habían instalado casi 4,5 GW de potencia en este tipo de sistemas[7], y al menos 15 países de la región cuentan con un marco regulatorio específico para este tipo de instalaciones[8].

5. Ministerio de Minas y Energía de Colombia, ABC Propuestas de la Misión de Transformación Energética, publicado en enero de 2020.

6. Ministerio de Minas y Energía (2021). Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia.

7. Generación Distribuida en Latinoamérica, OLADE (2020). Disponible en: https://capevlac.olade.org/blog/generacion-distribuida-en-latinoamerica/

8. ONU Medio Ambiente (2019). La oportunidad, el costo y los beneficios de la descarbonización acoplada de los sectores de la electricidad y el transporte en América Latina y el Caribe.

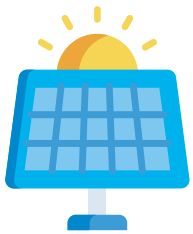
Esta rápida adopción de los sistemas de generación distribuida renovable, especialmente a partir de energía solar fotovoltaica (FV), fue impulsado principalmente por el aumento de la eficiencia y la fuerte reducción en los costos de los principales componentes de la tecnología, como ser módulos fotovoltaicos y pequeños inversores de corriente. En la actualidad, el costo de la energía generada a partir de los sistemas de generación solar fotovoltaica distribuida (GSD), hacen que la tecnología sea altamente competitiva a comparación de otras fuentes de energía tradicional. Por último, las grandes necesidades de inversión pública y privada en sistemas tradicionales de transporte y distribución de electricidad hacen de la GSD una alternativa técnica y económicamente viable para acompañar el aumento del consumo de electricidad en los hogares, comercios e industrias de la región.

Actualmente, el Ministerio de Minas y Energía de Colombia está trabajando e implementando diversas iniciativas tendientes a fomentar la instalación de sistemas fotovoltaicos de pequeña y mediana escala en todo el territorio colombiano. La Misión de la Transformación Energética para Colombia incluye como objetivo en su tercer foco, la modernización de las redes de distribución y la incorporación y masificación de sistemas energéticos distribuidos. La hoja de ruta regulatoria para un desarrollo eficiente de los recursos distribuidos[9], presentada por el grupo de trabajo asignado a este foco, presenta propuestas concretas con herramientas y acciones enfocadas en modernizar el sistema energético y promover y acelerar la inversión privada para la instalación de sistemas de GSD en los segmentos residencial, comercial e industrial, especialmente en los segmentos donde la tecnología sea económicamente competitiva.

Para lograr la movilización de la inversión necesaria para el cumplimiento de los diferentes objetivos planteados, el sector privado es un actor clave y necesario, ya sea para la adopción e instalación de los sistemas de generación distribuida, como así también para la inversión de capital y el financiamiento de dichos sistemas. En particular, el sector financiero tendrá la inmejorable oportunidad de transformarse en un catalizador de inversión en este tipo de sistemas, principalmente a través de la provisión diversas alternativas de financiamiento a los sectores residencial, comercial e industrial. Sin embargo, es necesario ampliar la oferta de productos financieros que se adapten a las necesidades de este sector en particular, minimizando riesgos tanto para la banca comercial como para quien adopta este tipo de sistemas (consumidores finales y empresas).

En base a lo expuesto, el presente trabajo tiene como objetivo analizar las oportunidades de mercado de la generación solar fotovoltaica distribuida desde una perspectiva del sector bancario, principalmente desde la banca comercial, en Colombia. Para esto, se realizará un estudio técnico de mercado para dimensionar el potencial que posee la generación solar fotovoltaica distribuida a nivel nacional, en cuanto a potencia instalada e inversiones necesarias, visibilizando las oportunidades de negocios para el sector bancario y estudiando diferentes alternativas de financiamiento. Por otro lado, se identificarán las principales barreras, riesgos, desafíos y oportunidades para catalizar la inversión privada hacia la instalación de sistemas de generación de energía solar fotovoltaica distribuida en los segmentos residencial, comercial e industrial en Colombia. Por último, se recomendarán alternativas de diseño de estrategias técnica, económica y financieramente viables para la financiación de sistemas solares fotovoltaicos de pequeña escala, enfocados en los segmentos mencionados.

Este documento forma parte del proyecto Generación SOLE, implementado por la Oficina para América Latina y el Caribe del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, y que cuenta con el apoyo de la Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID) y el Programa EUROCLIMA+ de la Unión Europea, además de la cooperación de la Secretaría Nacional de Energía de Panamá y el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.



9. Misión para la Transformación y Modernización del Sector Eléctrico en Colombia, Foco 3, reportes de fase I y fase II publicados en marzo y abril de 2020, respectivamente. Disponibles en: https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24202647/Foco+3+-+Fase+1+Informe+Final.pdf; y https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24202647/Foco3+-Fase+2+Informe+Final.pdf.

Esta iniciativa prevé convertirse en un catalizador de financiamiento privado para iniciativas climáticas correspondientes a las Contribuciones Nacionales Determinadas (NDC's, por sus siglas en inglés) de Colombia y otros países de Latinoamérica, contribuyendo a que la región continúe trabajando en los objetivos establecidos en el Acuerdo de París, y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de Naciones Unidas. Al mismo tiempo, la Iniciativa ayudará a estimular aún más las agendas de desarrollo y de energías renovables en Colombia, en particular del sector de la energía solar distribuida.

Se espera que los resultados del presente Proyecto se conviertan en una herramienta útil y un apoyo a la implementación de más programas de financiamiento específico a la energía solar distribuida, colaborando con iniciativas como el Protocolo Verde de la Asociación Bancaria y de Entidades Financieras de Colombia (ASOBANCARIA). Acompañada por la iniciativa pública de innovación en energía, la inversión y el financiamiento privado liderarán un cambio de paradigma en el sistema energético de Colombia, en línea con la transformación de la sociedad en una más resiliente, sustentable y equitativa.

## 2.2 Introducción a los sistemas de generación solar fotovoltaica distribuida

Los sistemas de energía solar fotovoltaica generan electricidad a partir de la radiación solar mediante el uso de módulos fotovoltaicos, denominados comúnmente "paneles o placas solares". El principio de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos se basa en el efecto fotoeléctrico, mediante el cual se transforma la luz que incide sobre ellos en corriente eléctrica.

La componente del módulo que absorbe la luz solar es llamada celda solar. Estas celdas son actualmente fabricadas a partir de delgadas placas de silicio mono o policristalino, o bien de otras combinaciones de materiales como cadmio y telurio (las denominadas "de película delgada" o thin-film).

Todos los módulos fotovoltaicos, interconectados en arreglos o cadenas, generan electricidad en corriente continua, sin embargo los sistemas de energía domiciliarios, así también como todos los equipamientos utilizados en casa como electrodomésticos, requieren para su funcionamiento corriente alterna. Por este motivo, los módulos se deben conectar a un inversor, cuya función es la de convertir la corriente continua en corriente alterna, además, de adecuar los parámetros de calidad eléctrica, principalmente tensión y frecuencia, para su interacción en paralelo con la red eléctrica. Adicionalmente, los inversores deben cumplir con ciertos requisitos de seguridad eléctrica, como ser, la desconexión automática ante problemas en la red o un corte de suministro eléctrico.

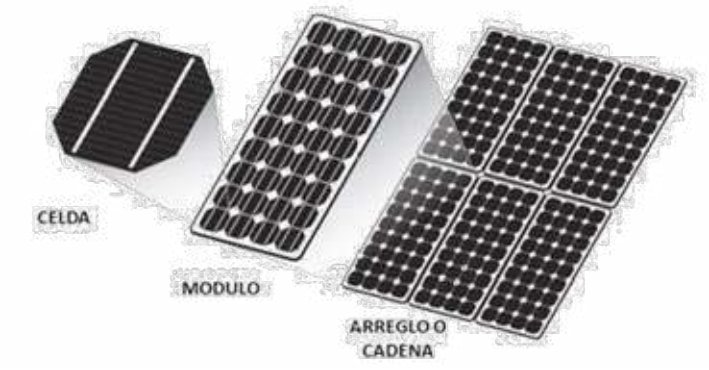



**Imagen 1. Celdas fotovoltaicas dispuestas en módulos y arreglos o cadenas.**

Los módulos fotovoltaicos y los inversores, en conjunto con el equipamiento auxiliar de conexión (protecciones, cables, etc.), y la estructura de soporte o montaje (la cual puede ser fija en los techos o en el suelo, o poseer un sistema de seguimiento solar), forman los sistemas de generación fotovoltaica.

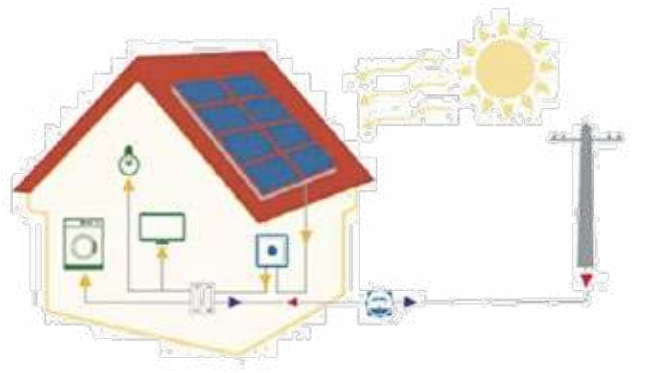


**Imagen 2. Funcionamiento básico de un sistema solar fotovoltaico residencial.**
**Fuente: GIZ**

Los sistemas de generación fotovoltaica pueden clasificarse en primer término de acuerdo al tamaño o potencia instalada total. Calculada en corriente continua generada por los paneles, la potencia total es la suma de la potencia pico (en vatios-pico o Wp) de cada uno de los módulos que componen el sistema. Si se calcula en corriente alterna disponible para consumo, la potencia total es la suma de la potencia de los inversores (en vatios de corriente alterna o Wac).

Las grandes usinas fotovoltaicas (del orden de 20 MWp o superior) son, por lo general, conectadas al sistema interconectado nacional (SIN) en alta tensión, mediante líneas de transmisión, al igual que las grandes usinas termoeléctricas, eólicas o hidroeléctricas. Por otro lado, los pequeños sistemas de generación pueden instalarse de manera cercana a los sitios de consumo, por lo general conectados en baja o media tensión a los sistemas de distribución eléctrica directamente. Estos son los denominados sistemas de generación solar fotovoltaica distribuida (GSD).

Las potencias de los sistemas de GSD pueden variar de acuerdo al tipo de instalación: si la instalación es de escala domiciliaria, pueden tener una potencia en el orden de los cientos de Wp hasta 10 kWp aproximadamente. Para instalaciones de escala comercial o industrial, los sistemas pueden usualmente llegar a una potencia de cientos de kWp, e incluso llegando a potencias superiores a los 2,5 MWp para grandes instalaciones industriales en generación distribuida.

Los sistemas de GSD pueden ser clasificados, además, de acuerdo al tipo de conexión que éstos tienen con sus consumos o con la red eléctrica de distribución. Los sistemas fotovoltaicos aislados u off-grid, son independientes de la red eléctrica y alimentan los consumos eléctricos a través de una conexión interna. En caso de alimentarse únicamente con energía solar, este tipo de sistemas requiere un sistema de almacenamiento (baterías), para almacenar la energía eléctrica generada durante el día y disponer de la misma en horas sin sol. Los casos de sistemas conectados a la red, también conocidos como sistemas on-grid, por lo general no utilizan un sistema de almacenamiento local. Al estar conectados con la red de distribución, el flujo de energía eléctrica se realiza con la empresa distribuidora de electricidad, tomando energía cuando la generación no llega a cubrir el consumo (por ejemplo, de noche), y volcando a la red los excedentes de generación. Existe una tercera opción que es una combinación de ambos tipos de sistemas, denominados sistemas híbridos, los cuales cuentan con conexión a la red y baterías, por lo que el sistema tiene la capacidaad de gestionar la energía generada con diversos objetivos (maximizar autoconsumo, disminuir la potencia pico requerida de la red, abastecimiento de energía ante cortes de línea, entre otros).



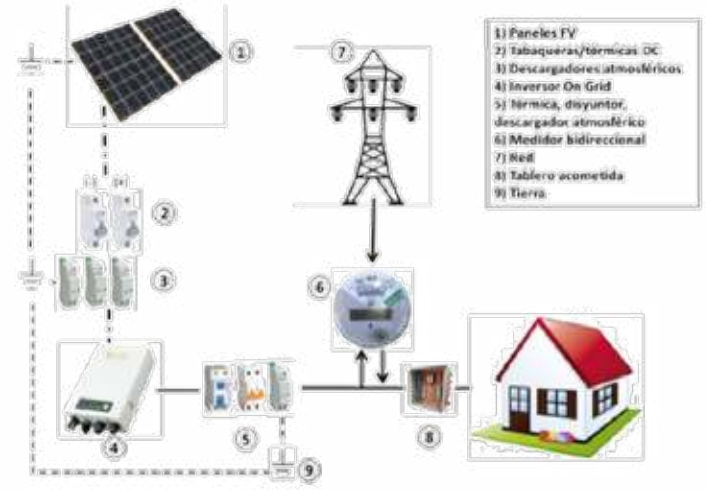



**Imagen 3. Esquema ilustrativo para el conexionado de paneles fotovoltaicos conectados a red (on-grid).**

Por lo general, los sistemas de GSD no son instalados con la finalidad de vender energía al sistema, sino que son usualmente pensados e implementados con la finalidad del autoconsumo. Es decir, los sistemas se dimensionan con una potencia instalada que permitirán, al final del período de facturación, poder generar una parte o el total del consumo, y eventualmente generar excedentes, y manteniendo a la red de distribución como un servicio de compensación de la generación.

El presente trabajo se centrará en el análisis de los sistemas de GSD on-grid, es decir, sistemas conectados a la red de distribución, sin necesidad de un sistema de almacenamiento local. Ya que, para el correcto funcionamiento de este tipo de sistemas, se requiere que la red de distribución absorba excedentes de generación cuando los consumos son más pequeños que la generación en un instante de tiempo, se requiere un marco regulatorio particular para establecer las normas de intercambio entre el sistema de GSD y la red de distribución.

De acuerdo a la normativa utilizada en diferentes países para la promoción de sistemas de GSD, existen diferentes tipos de intercambio entre los usuarios y el mercado eléctrico, en términos de mecanismos de incentivo y compensación a la generación, siendo los más comunes los siguientes:

- **Feed-in-tariff:** Establece el pago de un precio fijo por kWh inyectado a la red por parte del usuario-generador;
- **Net-metering o medición neta:** Se mide tanto la energía consumida como la generada, y la facturación se realiza por la diferencia entre ambos.
- **Net-billing o facturación neta:** En casos donde el precio pagado a la red y la energía inyectada tienen tarifas diferentes, se realiza la facturación de componentes de consumo y generación, y se paga o cobra la diferencia entre ambas.



En todos los casos, para medir el intercambio de energía con la red, el usuario-generador debe estar equipado con un medidor bidireccional, el cual ya no medirá únicamente la energía consumida, sino también la inyectada.

En Colombia, el marco regulatorio vigente para este tipo de instalaciones está dado por la Ley Nº 1715 de 2014 y por la Resolución CREG Nº 080 de 2018. La normativa mencionada, y sus modificatorias y complementarias, especifica los requisitos técnicos, de seguridad y calidad de los sistemas de GSD para realizar la interconexión a la red, los procedimientos y trámites, los permisos necesarios, etc. Además, se determinan y explican los sistemas de medición y facturación de la energía generada, consumida y excedente.

El marco regulatorio colombiano establece un sistema de net-metering, o medición neta, como sistema de compensación de la energía generada por los sistemas de GSD. Los excedentes son siempre utilizados para compensar la importación de energía durante el período de facturación. En caso de que existieran excedentes por sobre el consumo, se liquidan al precio horario de energía correspondiente.

Para conocer cuánta energía eléctrica generará un sistema de GSD, es necesario ante todo conocer la potencia total del sistema. Además, se utilizan datos de irradiación global para la ubicación del sistema (en kWh por m2), la cual generalmente se obtiene de datos satelitales. Por último, se requieren las especificaciones técnicas de los equipos, la eficiencia y pérdidas de transformación, la inclinación y orientación de los módulos, el horizonte o sombras que puedan afectar a la incidencia de la luz sobre los paneles, etc. Los cálculos de la energía eléctrica generada por un sistema de GSD se realizan mediante softwares especializados a tal fin, los cuales son de fácil acceso para el instalador o desarrollador de un proyecto.

En cuanto al mantenimiento requerido de los sistemas de GSD, el mismo es muy bajo y consiste en una limpieza de la superficie de los paneles, además de una revisión preventiva ocasional de las conexiones eléctricas del sistema. La frecuencia necesaria para la limpieza o la revisión dependerá principalmente de las condiciones climáticas de la zona. El mantenimiento que se realiza usualmente es básico y seguro, teniendo en cuenta las precauciones de trabajar con sistemas eléctricos (no deben estar energizados).

Además de la facilidad del mantenimiento, la relativa simplicidad en la instalación, y la generación de energía en el sitio de consumo, los sistemas de GSD aportan numerosos beneficios económicos, sociales y ambientales, tanto al sistema eléctrico como a los consumidores:

| Beneficios económicos | Beneficios sociales | Beneficios ambientales |
|---|---|---|
| Genera un ahorro económico al usuario-generador. | Aumenta el PIB, las inversiones y el financiamiento en el ámbito local. | Evita las emisiones de Gases de Efecto Invernadero por sustitución de generación eléctrica a partir de combustibles fósiles. |
| Colabora con la reducción de los precios de la energía eléctrica en el mercado | Genera nuevos puestos de trabajo directos e indirectos. | Evita polución ambiental cercanos a grandes instalaciones de generación. |
| Disminuye las pérdidas del sistema en transporte y distribución. | Diversificación de la matriz energética e independencia energética a nivel local. | Reduce el uso del suelo para este tipo de instalaciones. |
| Colabora con la reducción de subsidios económicos, reduciendo las erogaciones estatales en el sistema energético. | Redistribuye los recursos del estado con posibilidad de inversión en otros rubros como educación, salud y espacios naturales. | Mitiga los peores efectos del cambio climático, como los desastres naturales y el calentamiento global. |
| Permite mayor estabilidad y confiabilidad en la red de distribución. | Ubica al consumidor en un sitio de importancia vital dentro del sistema eléctrico, colaborando con la educación energética, económica y financiera, y fomentando el uso racional de la energía. | |
| Evita futuras inversiones de infraestructura eléctrica. | | |

**Tabla 1. Beneficios económicos, sociales y ambientales de los sistemas de GSD.**

Este modelo de generación permite al usuario ser un actor importante dentro del sistema energético, dando la oportunidad de interactuar de manera activa con el sistema. Por otro lado, se familiariza e incorpora conceptos relacionados con el uso de la energía eléctrica en la vida cotidiana, facilitando la comprensión del impacto que genera su uso racional, y promoviendo de esta manera la eficiencia energética. Los consumidores se transforman en “prosumidores”.

Por otro lado, la generación de electricidad de manera local y cercana a las fuentes de consumo sirve de alivio para las redes de transporte y distribución, reduciendo las pérdidas relacionadas con la transmisión de energía en grandes distancias. Este efecto tiende a mejorar la eficiencia del sistema, y por consiguiente a reducir sus costos. Desde el punto de vista del sistema eléctrico local, la disminución de la “carga aparente” de los consumos en la red de distribución (debido a la autogeneración y eventual inyección de excedentes), puede disminuir la carga de los transformadores y líneas de distribución, en especial en horas de alto consumo diurno. Esto puede permitir una mayor vida útil del equipamiento de la distribuidora, además de estar más preparado para la conexión de nuevos usuarios sin requerimiento de realizar inversiones en ampliación o readecuación de las subestaciones existentes.

En resumen, los sistemas de generación solar distribuida son una alternativa tecnológica probada, de instalación simple y segura, y que una vez instalados requieren poco mantenimiento. Además, su equipamiento es modular, por lo que pueden utilizarse tanto en hogares de bajo consumo, como en grandes comercios e industrias que requieran una gran cantidad de energía eléctrica. En Colombia, la instalación e interconexión de sistemas de GSD para autoabastecimiento está reglamentado y existen los mecanismos para inyectar excedentes de generación obteniendo como contraprestación, créditos de energía. Los sistemas de GSD generan numerosos beneficios económicos, ambientales y sociales, y se espera que la instalación masiva de dichos sistemas contribuirá durante los próximos años a la exitosa implementación de la Misión de la Transición Energética para Colombia, y al cumplimiento de los objetivos nacionales planteados en la COP21.





# 3. CONTEXTO NACIONAL

En el presente capítulo, se realiza una descripción del mercado eléctrico colombiano, con el objetivo de analizar su estructura y repasar el marco regulatorio vigente. Se describirán los antecedentes del sector, se mencionarán los principales actores que intervienen en el mercado eléctrico y sus roles y características principales. Se detallarán las diferentes fuentes y tecnologías de generación de energía eléctrica y las empresas que participan en el mercado de generación, transmisión y distribución de energía.

Además, se analizará la estructura tarifaria del mercado eléctrico, los diferentes tipos de contratos existentes, y una evolución histórica de los precios de la energía eléctrica en Colombia.

Por último, se hará una introducción de la situación actual de los sistemas de generación solar distribuida (GSD) implementados hasta el momento, y los actores relevantes de este mercado.

## 3.1 Antecedentes

Se dice que la industria energética en general, y el mercado eléctrico en particular, es uno de los principales motores de desarrollo de un país, ya que el desarrollo energético, en cantidades y costos competitivos, brinda la capacidad de producir de manera competitiva bienes y servicios para generar consumo y riqueza, y a su vez colabora con el desarrollo humano y la calidad de vida de su población de manera directa.

En Colombia, el mercado eléctrico tuvo un gran desarrollo en los últimos 27 años a partir de las Leyes Nº 142 (Ley de Servicios Públicos) y 143 (Ley Eléctrica) de 1994, que reestructuran el mercado eléctrico dando un marco legal sectorial robusto y estable. A partir de esa fecha se crea la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), adscrita al MME, encargada de desarrollar un marco regulatorio para los servicios de electricidad y gas con el objetivo de crear las condiciones que aseguren una disponibilidad energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera. El Estado tiene un rol fundamental en la promoción de la competencia estableciendo reglas para evitar prácticas monopólicas[10].

10. Bello-Rodríguez, S. P., & Beltrán-Ahumada, R. (2010). Caracterización y Pronóstico del Precio Spot de la Energía Eléctrica en Colombia. Revista de la Maestría en Derecho Económico. Bogotá (Colombia)., Vol. 6: 293-316.

Previo a la sanción de las Leyes Nº 142 y 143 de 1994, el desarrollo del mercado eléctrico colombiano tuvo distintas etapas:

***1886 y 1938***

El servicio de suministro de energía eléctrica se inicia a partir de inversores privados que formaron las primeras empresas de generación, distribución y comercialización de electricidad. En 1886 se firma el primer contrato para el alumbrado público del municipio de Bogotá. En 1900 comienzan a operar las primeras centrales hidroeléctricas del país con capacidades en torno a los 350 kW. En 1928 se sanciona la Ley Nº 113, primera regulatoria del sector eléctrico, que declara de utilidad pública el aprovechamiento hidráulico y faculta al Gobierno para verificar la instalación de las plantas de generación.

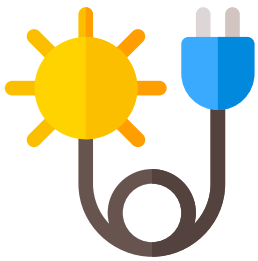
***1938 a 1994***

En 1938 el Congreso aprueba de la Ley Nº 26 que declara como "servicio público" la oferta de electricidad, facultando al Estado para participar en el desarrollo y financiación del sector eléctrico. Comienza así el período de la estatización de las actividades de generación, transmisión, y distribución de la energía eléctrica.

A finales de los años cuarenta las empresas del sector eran públicas y prestaban el servicio en las ciudades principales[11]. Con el fin de ampliar la cobertura a ciudades más pequeñas y zonas más apartadas, el Gobierno establece una empresa que más tarde se denominaría ICEL. A través de esta estrategia de constitución de empresas regionales de naturaleza pública o mixta, el Estado lideraba la planificación del sector eléctrico y el desarrollo de la infraestructura de generación y distribución. En 1954 se elabora el primer Plan Nacional de Electrificación 1954 – 1970 y en 1955 se realiza el primer estudio de interconexión nacional. En 1958 ya existían 16 electrificadoras regionales. La capacidad instalada en 1960 llegó a 992 MW (70% de origen hidráulico y 30% de origen térmico), con un crecimiento anual promedio del sector de 12,5%[12].

En 1967 se crea la Sociedad de Interconexión Eléctrica (ISA) con el fin de interconectar las empresas que se fueron creando hasta el momento, y la construcción de plantas generadoras que tuvieran relevancia nacional y la operación del sistema. De esta manera el Estado conformó empresas regionales a cargo del desarrollo de la infraestructura redes y la comercialización, y una empresa nacional (ISA) a cargo de la interconexión y la construcción de proyectos de generación. En 1970 la capacidad instalada del sistema eléctrico nacional llegó a 1.746 MW (71% de origen hidráulico). En 1971 se logra la plena interconexión del sistema eléctrico en el interior del país, configurándose la "Y" geográfica de líneas de transmisión, núcleo inicial de la red.

A partir de los años 80 el sector eléctrico colombiano entra en crisis, principalmente por varios hechos internacionales que afectaron su situación financiera: recesión mundial de la economía, aumento en el precio del petróleo y la crisis de la deuda internacional. A comienzos de los años 90, un diagnóstico realizado a las empresas estatales de electricidad mostró resultados desfavorables en términos de la eficiencia administrativa, operativa y financiera. El sector era deficitario y había un gran retraso de proyectos de generación, produciéndose la quiebra del sector. Además, entre 1991 y 1992 se produjo un racionamiento de energía, el más grande de la historia reciente del país[13]. Este deterioro lleva a que el Estado impulse su reestructuración.



11. Corporación Andina de Fomento (CAF). (2006). Colombia - Análisis del Sector Eléctrico. Informes Sectoriales de Infraestructura - Año 4 N°3.

12. Hidalgo, J. I. (2014). Cronología del Sector Eléctrico Colombiano. Revista de Santander, Edición 9.

13. Información obtenida del sitio web de CREG.

Ante esta perspectiva, la reforma en la prestación de los Servicios Públicos Domiciliarios en Colombia tuvo como principal objetivo aliviar la carga financiera del Estado atrayendo inversiones privadas y mejorar la eficiencia operativa de las empresas. La reforma que se implementó en Colombia siguió los lineamientos generales de las reformas económicas que se empezaron a implementar en Latinoamérica desde 1980, tales como: i) introducción de la competencia y fomento de la inversión privada para incentivar la eficiencia, ii) eliminación de la integración vertical, iii) reducción de la presencia del Estado y iv) privatización de las compañías estatales. De esta manera se buscaba mejorar la calidad y disponibilidad del servicio, a través de un sistema tarifario que hiciera sostenible al sector.

La Constitución Política de 1991 fijó las bases legales de la reforma estableciendo que los servicios públicos podrán ser prestados por particulares y comunidades organizadas, además del Estado. Además, el Estado debe asegurar la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios. A su vez establece que el régimen tarifario debe tener en cuenta criterios de costos, solidaridad y de redistribución de ingresos, y que la ley debería determinar las entidades competentes para fijar la tarifa.

***1938 a 1994***

La reestructuración del mercado eléctrico se da con las Leyes Nº 142 (“Ley de Servicios Públicos Domiciliarios”) y 143 (“Ley Eléctrica”) de 1994, consideradas leyes de carácter económico que definieron el marco en que se prestaría el servicio público de energía eléctrica. Estas leyes siguen siendo actualmente la base regulatoria y estructural del sector eléctrico colombiano.

En 1995 entra en funcionamiento el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) conformado por los generadores y comercializadores, quienes participan de manera activa, asói como los transportistas y distribuidores, que participan de manera pasiva. El funcionamiento del MEM reside en la existencia de una Bolsa de Energía (BE) en la que se realizan intercambios comerciales definidos en el contexto de un mercado spot.



## 3.2 Marco regulatorio y estructura general del mercado eléctrico

El mercado eléctrico colombiano, tal como lo conocemos actualmente, se conformó en la última década del siglo XX. Como se mencionó en la sección anterior, este mercado competitivo fue creado partir de las Leyes Nº 142 (“Ley de Servicios Públicos”) y 143 (“Ley Eléctrica”) de 1994. Luego de muchos años de monopolio estatal estas leyes establecieron un esquema de mercado con regulación que incentive la competencia, el libre acceso, la especialización de las empresas por actividades y restrinja la integración vertical, con un despacho centralizado y con separación de funciones de regulación, supervisión, planeación de la expansión y la coordinación de la operación.

Estas leyes crearon el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MEM). La reglamentación de este mercado fue desarrollada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Para este propósito, la Comisión se asesoró de consultores nacionales e internacionales y con apoyo de las empresas del mismo sector, promulgó las reglamentaciones básicas y puso en funcionamiento el nuevo esquema a partir del 20 de julio de 1995.

Desde la creación de este mercado en 1994, han sido varias las modificaciones del marco regulatorio del mismo; sin embargo, mantiene su esencia y mantiene el objetivo principal de ampliar la cobertura y mejorar la confiabilidad del servicio.

A continuación, se enumeran y describen, a modo de resumen, las principales normativas (leyes, decretos ejecutivos y resoluciones) que forman parte del marco regulatorio vigente del mercado eléctrico colombiano:

### 3.2.1 Leyes y Decretos

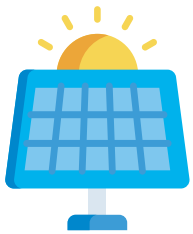
**Constitución Política de 1991:** la Constitución de 1991 puso fin a la función empresarial del Estado en la prestación del servicio público y se le asignaron las funciones de regular, subsidiar a los usuarios de menores recursos, planificar, vigilar las entidades del sector y establecer las políticas generales del sector.

La Constitución establece en el Art. 365 que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es deber de este asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

Asimismo, en el Art. 366 determina que “los servicios públicos podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas o por particulares. El estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios”.

El Art. 367 dispone que “La ley fijará las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación, y el régimen tarifario, que tendrá en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos”.

**Ley Nº 142 de 1994 – régimen de los servicios públicos domiciliarios, Ley Nº 143 de 1994 – régimen de actividades del mercado eléctrico:** estas leyes se consideran leyes de carácter económico que determinaron elementos esenciales sobre la forma en que se prestarían los servicios públicos de energía eléctrica[14]. Entre los elementos económicos más importantes contenidos en estas leyes se encuentran:



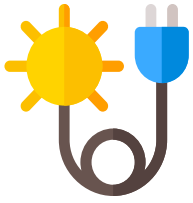
14. Corporación Andina de Fomento (CAF). (2006). Colombia - Análisis del Sector Eléctrico. Informes Sectoriales de Infraestructura - Año 4 N°3.

- **Promoción de la competencia:** El marco legal prevé una obligación general para las Comisiones de Regulación, y de manera específica la CREG para el sector eléctrico, de promover la competencia. La ley reconoce la competencia como herramienta para obtener precios eficientes y mantener niveles de calidad adecuados en la prestación del servicio.
- **Regulación de precios en actividades monopólicas:** En las actividades donde existen monopolios naturales (como en la transmisión y distribución) se ordena a la CREG determinar los precios reconociendo los costos con criterios económicos y financieros. También se considera que el régimen tarifario cuente con un esquema de solidaridad. También se obliga a la Comisiones a fijar las condiciones de calidad en la prestación de los servicios. Se determinan los períodos tarifarios en una extensión de 5 años.
- **Derechos de Usuarios:** El régimen determina por primera vez en Colombia los elementos que garantizan la protección de los usuarios del servicio de energía eléctrica. Además de establecerse los organismos de vigilancia y control de los servicios públicos, se definen sus derechos y obligaciones.
- **Eliminación de la integración vertical:** Se separan los negocios de transmisión, distribución y generación.

Específicamente, la Ley Nº 143 establece el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad (actividades del SE), en concordancia con las funciones constitucionales y legales que le corresponden al MME.

Las Leyes Nº 142 y 143 de 1994 definen el rol de los agentes que intervienen en el SE, así como de las autoridades. La estructura institucional del SE está queda compuesta por[15]:

- El Ministerio de Minas y Energía (MME) es el encargado de fijar las políticas sectoriales, determinar las normas técnicas del servicio y definir las políticas de cobertura y servicio universal.
- La Unidad de Planeamiento Minero Energético (UPME), entidad adscrita al MME, tiene por objetivo planear el desarrollo y aprovechamiento de los recursos energéticos y mineros, así como producir y divulgar la información minero-energética requerida.
- Esta entidad se apoya en el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT), conformado por representantes de los grandes consumidores y de las empresas de generación, comercialización, transmisión y distribución.
- La CREG es la encargada de regular a los agentes del sector de la electricidad y gas y está organizada como una unidad administrativa especial del MME. Está integrada por el Ministro de Minas y Energía, quien la preside, por el Ministro de Hacienda y Crédito Público, por el Director del Departamento Nacional de Planeación, por cinco expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva nombrados por el Presidente de la República.
- La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) se encarga del controlar y vigilar el cumplimiento de las leyes y actos administrativos de las personas que presta servicios públicos bajo la Ley Nº 142. En cuanto a la vigilancia de prácticas que atenten contra la competencia, la función la ejerce la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC).



15. XM (Centro Nacional de Despacho - CND). La información de esta sección es un resumen de toda la información disponible en la web: https://www.xm.com.co/corporativo/Paginas/Nuestra-empresa/que-hacemos.aspx



Mediante la Ley Nº 143 de 1994 se creó el Consejo Nacional de Operación (CNO), el cual debe establecer los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación[16]. Está conformado por representantes de los generadores, distribuidores, transportadores, con voto sólo en asuntos relacionados con la interconexión, y por el Director del Centro Nacional de Despacho, que tiene voz, pero no voto.

El Centro Nacional de Despacho (CND), según las Leyes Nº 142 y 143 de 1994, está a cargo de la planificación, supervisión y el control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica. El CND está sujeto al cumplimiento del Código de Operación y a los Acuerdos Técnicos del CNO.

En Colombia, por mandato legal, la operación del sistema la realiza XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P (XM S.A. E.S.P.), filial de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), cuya constitución fue autorizada en el Decreto Nº 848 de 2005.

La Imagen 4 esquematiza la estructura del sector según lo expuesto anteriormente.




**Imagen 4. Estructura del sector eléctrico colombiano según las Leyes N° 142 y 143 de 1994.**

16. Art. 36, Ley Nº 143 de 1994.

El artículo 11 de la Ley Nº 143 de 1994 define por primera vez el concepto de autogenerador como aquel generador que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades.

**Ley Nº 697 de 2001:** Fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas. Declara de interés social, público y de conveniencia nacional, el uso de fuentes no convencionales de energía (FNCE). Además, promueve a través de los programas que se diseñen, incentivos a las empresas que importen o produzcan productos o tecnologías relacionadas con las FNCE.

**Decreto Nº 3683 de 2003:** - Reglamenta el uso racional y eficiente de la energía (Ley Nº 697 de 2001). La ley crea la Comisión Intersectorial para el Uso Racional y Eficiente de la energía y fuentes no convencionales de energía (CIURE), con el fin de asesorar al MME en la coordinación de políticas sobre el uso de energía no convencional. También establece los lineamientos del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás Formas de Energía No Convencionales (PROURE), y se crean estímulos para la investigación y educación en el uso de FNCE. Finalmente, la ley también promueve la implementación de modelos y fuentes de financiación para la gestión y ejecución del PROURE.

**Ley Nº 1215 de 2008:** En esta ley se establece que los usuarios que produzcan energía eléctrica como resultado de un proceso de cogeneración (producción combinada de energía eléctrica y térmica) podrá vender sus excedentes de electricidad a empresas comercializadoras de energía.

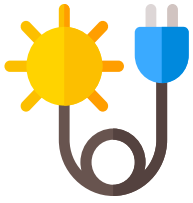
**Ley Nº 1715 de 2014:** Se considera esta ley como el primer gran paso a la transición energética de Colombia. La ley promueve el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético.

Esta ley establece el marco legal para la promoción del aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, lo mismo que para el fomento de la inversión, investigación y desarrollo de tecnologías limpias para producción de energía.

La ley define la autogeneración (ya aparecía en la Ley Nº 143), cogeneración y generación distribuida, dando la posibilidad a los usuarios de que generen parte de sus consumos con FNCER. Asimismo, autoriza la entrega de excedentes de energía a la red por parte de los autogeneradores que usen FNCER y le otorga a la CREG la facultad de establecer los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de la autogeneración y de la generación distribuida, conforme a los principios y criterios de esta ley, las Leyes Nº 142 y 143 de 1994 y los lineamientos de política energética que se fijen para tal fin.

En particular, para promover la autogeneración a pequeña escala, la ley determina que se deben tener en cuenta mecanismos simplificados de conexión y la entrega de excedentes, así como la aceptación de medidores bidireccionales de bajo costo para esta actividad.

La Ley Nº 1715 le confirió a la CREG la facultad de definir las normas para la remuneración de los excedentes que generen autogeneradores de pequeña escala, que utilicen FNCER, los cuales se reconocerán mediante un esquema bidireccional como créditos de energía.



También fue creado el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) con el objetivo de financiar estos proyectos, y estableció incentivos económicos como la exención de gravámenes arancelarios y al IVA, una sobre deducción del 50% de las inversiones contra el impuesto a la renta durante cinco años y la depreciación acelerada de activos para proyectos de FENC y eficiencia energética.

**Decreto Nº 2469 de 2014:** Este decreto establece los lineamientos en materia de entrega de excedentes de autogeneración. Se establece la simetría en las condiciones de participación en el mercado mayorista entre los generadores y autogeneradores de gran escala, la necesidad de los autogeneradores a gran escala de suscribir a un contrato de respaldo (cuyos lineamientos serán definidos por la CREG) con el operador de la red, que el límite mínimo de la autogeneración a gran escala será establecido por UPME. También se establecen los parámetros para ser considerado autogenerador.

**Decreto Nº 2492 de 2014:** Este decreto establece disposiciones en materia de mecanismos de respuesta de la demanda tendientes a promover la gestión eficiente de la energía. De tal forma, la CREG deberá incluir en el diseño de los cargos que remuneran las actividades de transmisión y distribución, tarifas horarias para incentivar económicamente el uso eficiente del servicio. Además, la UPME deberá considerar criterios de respuesta de la demanda en los Planes de Expansión de Energía Eléctrica y se indica que la CREG deberá diseñar los mecanismos necesarios para que los usuarios, voluntariamente, puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el MEM para mejorar su funcionamiento.

**Decreto Nº 1073 de 2015 – Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía (Versión integrada del 22 de abril de 2021):** este decreto tiene por objetivo compilar y racionalizar las normas de carácter reglamentario que rigen en el sector de Minas y Energía y contar con un instrumento jurídico único para el mismo. El Decreto consta de dos libros: i) Libro 1: "Estructura del Sector Minero Energético", y ii) Libro 2: "Régimen Reglamentario del Sector Minero Energético".

La sección referida al Sector de Energía Eléctrica se compone de 6 capítulos: "Actividades principales y complementarias del sector Eléctrico", "De los Fondos Eléctricos", "Procedimiento de amparo policivo para las empresas de servicios públicos", "Organismos", "Aspectos generales del servicio público de energía" y "De las obras de generación de energía eléctrica".

**Decreto Nº 2143 de 2015:** "Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, Decreto Nº 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 Nº 1715 de 2014."

**Decreto Nº 348 de 2017:** A través de este decreto, el MME establece los lineamientos de política frente a las condiciones simplificadas para la autogeneración, en términos de la medición, conexión, el contrato de respaldo y la entrega de excedentes y su respectiva liquidación. También se establece un proceso de conexión simplificado para los autogeneradores de gran escala hasta 5 MW.

Este decreto también expresa que los excedentes de autogeneración a pequeña escala que utilicen FNCER que se entreguen a la red se reconocerán mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía, al igual que se estableció en la Ley Nº 1715.

Decreto Nº 1543 de 2017: Se reglamenta el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de Energía (FENOGE) creado en la Ley Nº 1715 de 2014.

**Ley Nº 1844 de 2017 – aprobación del Acuerdo de París y estrategias de mitigación:** Esta ley tiene por fin aprobar el Acuerdo de Paris cuyo objeto es reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático mitigando las emisiones de GEI. Esta ley busca evitar un aumento de la temperatura del planeta por encima de los 2 °C y limitarla a 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales. Establece que Colombia contará con voz y voto en las negociaciones de la COP23 para defender los intereses del país y generar apoyo para la implementación de la Política de Cambio Climático de Colombia. Además, contiene las obligaciones relacionadas con el apoyo financiero para políticas contra el cambio climático.

**Decreto Nº 570 de 2018:** Se establecen los lineamientos de política pública para definir e implementar un mecanismo que promueva la contratación a largo plazo de proyectos de

generación de energía eléctrica, distintos a los existentes en el MEM. Los objetivos son i) fortalecer la resiliencia de la matriz de generación, ii) promover la competencia y eficiencia en la formación de precios, iii) mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático, iv) fomentar el desarrollo económico sostenible y fortalecer la seguridad energética regional, y v) reducir las emisiones GEI.

**Ley Nº 1955 de 2019 – se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 con mandatos relevantes (incentivos fiscales, reducción de trámites y tiempos):** Mediante esta ley se amplían los beneficios tributarios de la Ley Nº 1715 de 2014 (explicada a continuación). La Ley Nº 1715 para promover el desarrollo de proyectos de FNCE, otorgó i) deducción adicional de renta, aplicable en un plazo de 5 años, de hasta el 50% del valor de las inversiones, ii) exclusión del IVA por la compra de viene y servicios, iii) cero aranceles de importación, y iv) una depreciación acelerada que no puede superar 20% anual. El beneficio de deducción de renta también se estableció para proyectos de eficiencia energética.

En la Ley Nº 1955 de 2019 la deducción de la renta pasó de 5 a 15 años y se estableció una exclusión automática del IVA para la adquisición de paneles solares, inversores de energía y controladores de carga para sistemas solares. Además, se dispone que los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista estarán obligados a que entre el 8 y el 10% de sus compras de energía provengan de fuentes no convencionales de energía renovable, a través de contratos de largo plazo.

El Decreto Nº 829 de 2020 reglamenta el acceso a estos beneficios y delegar a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) como única entidad para evaluar y certificar los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía y de eficiencia energética que opten por dichos beneficios. De esta manera, los tiempos para acceder a estos beneficios se disminuyen a 45 días.

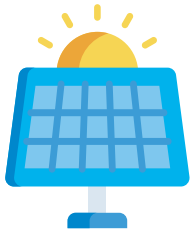
**Ley Nº 2099 de 2021 – Transición energética y recuperación económica:** Esta ley fue recientemente sancionada en Julio de 2021. Se adicionan algunos artículos de las Leyes Nº 56 de 1981, 142 de 1994, 143 de 1994 y 1715 de 2014 y se dictan otras disposiciones para la transición energética, la reactivación económica del país y para el fortalecimiento de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible.

El proyecto de ley tiene como propósito incluir dentro de la legislación medidas tendientes a fortalecer la transición energética, como una forma eficaz de reducir las emisiones contaminantes provenientes de combustibles fósiles. En consecuencia, se analiza los siguientes aspectos: (i) Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE); (ii) Crea un nuevo fondo de promoción de las FNCER y la GEEl (iii) Promueve nuevas tecnologías como el hidrógeno, la movilidad eléctrica, hace hincapié sobre la energía geotérmica, y la captura de carbono; (iv) Extiende beneficios tributarios e incentivos fiscales para la inversión en proyectos de generación mediante FNCE y GEE.

### 3.2.2 Resoluciones y Circulares

A continuación, se hace un resumen de las principales Resoluciones y Circulares de los organismos competentes dictadas en materia de ordenamiento del mercado eléctrico, y en especial de la generación con Energías Renovables luego de la Ley Nº 1715 de 2014:

**Resolución CREG Nº 024 de 2015:** Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional (SIN) y se establecen disposiciones para entrega de excedentes, condiciones de medición y respaldo, entre otras.



**Resolución UPME Nº 281 de 2015:** Define que la potencia máxima para que un autogenerador sea considerado como pequeña escala es igual a 1 MW.

**Resolución CREG Nº 030 de 2018:** Regula las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el SIN. La resolución tiene como objetivo definir mecanismos fáciles y sencillos para que los usuarios que generan energía su propio consumo puedan conectarse a la red pública y vender sus excedentes. Es una regulación clave para la incorporación de las energías renovables en Colombia y se verá en mayor profundidad en el próximo capítulo.

La CREG expidió la Resolución Nº 002 de 2021 en la cual ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el SIN". Esta resolución, luego del proceso de consulta pública y sea publicada, reemplazaría a la Resolución CREG Nº 030 de 2018[17].

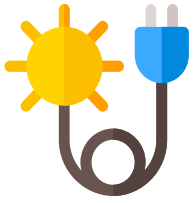
**Resolución CREG Nº 096 de 2019:** Se extiende la opción de acceso al despacho central a las personas naturales o jurídicas propietarias y operadores de plantas menores a 20 MW conectadas al SIN. Además, establece las opciones que tienen estas plantas para comercializar la energía, haciendo una distinción entre las plantas con capacidad efectiva menor a 1 MW y mayor a 1 MW.

**Resolución CREG Nº 130 de 2019:** Por la cual se definen principios, comportamientos y procedimientos que deben cumplir los comercializadores en la celebración de contratos de energía destinados al mercado regulado (usuarios residenciales): Se establece que las convocatorias públicas es que su publicidad y transparencia ahora se garantiza por medio del Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas (Sicep), administrado y diseñado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, encargado del registro de los contratos de energía. Esto contribuye a una mayor transparencia.

Además, para eliminar los conflictos de interés entre agentes y usuarios, la resolución limita de manera el porcentaje de demanda regulada que los comercializadores pueden abastecer a través de contratos con generadores o comercializadores con quienes se encuentren verticalmente. Este límite ocurre de manera escalonada en el tiempo: para 2022, hasta 40% de la demanda regulada; entre 2023 y 2026, hasta 20%; y, a partir del 1 de enero de 2027, hasta 10%.

**Resolución MME Nº 40311 de 2020:** Esta resolución del MME tiene como fin hacer más eficiente la asignación de puntos de conexión y capacidad de transporte a proyectos de generación de energía eléctrica. Las nuevas asignaciones de transporte atenderán a las necesidades de expansión y requerimientos del SIN. Aplica para proyectos de generación y autogeneración interesados en acceder a la asignación de capacidad de transporte de energía en el SIN, y la CREG deberá definir las condiciones regulatorias aplicables para proyectos menores a 5 MW que se conecten. Con estos lineamientos se espera liberar capacidad de transporte de energía no utilizada, cuello de botella para la entrada de nuevos proyectos, especialmente de FNCER.

**Resolución UPME Nº 196 y 203 de 2020, Circulares UPME Nº 035, 037 y 043 de 2020:** Por la cual se establecen los requisitos y el procedimiento para acceder a los beneficios tributarios establecidos en la Ley Nº 1715 de 2014, como ser el descuento en el impuesto de renta y la exclusión de IVA para proyectos de GEE y FNCE, respectivamente.



17. SSPD (2021). Boletín Tarifario Enero – Marzo 2021.

En la sección 4.1 se hará foco, además, en el marco regulatorio vigente para la generación de energía a partir de FNCER, basado en la Resolución CREG Nº 030 de 2018 mencionada. En especial, se tendrá en consideración para este trabajo la normativa relativa a la generación fotovoltaica de pequeña y mediana escala, así también como la reglamentación de los AGPE y DG en el mercado eléctrico.

## 3.3 Actores relevantes del mercado eléctrico

El mercado eléctrico mayorista (MEM) es el ámbito en donde se realizan las transacciones comerciales de corto, mediano y largo plazo entre participantes, para la compraventa de energía o potencia. Como en cualquier otro mercado, existen participantes que componen la oferta, y otros que componen la demanda. Sin embargo, el mercado eléctrico tiene la particularidad de que, al no poder almacenar energía eléctrica, la oferta debe igualar a la demanda en todo momento, de manera instantánea, para que el sistema mantenga sus parámetros operativos de calidad (tensión y frecuencia).

La demanda está constituida por las empresas comercializadoras y los grandes consumidores que adquieren la energía y potencia de los generadores (oferta) en un mercado de grandes bloques de energía, el cual opera libremente de acuerdo con la oferta y demanda, sin intervención del Estado.

Para participar el MEM, los generadores deben estar integrados al SIN. Las empresas de transmisión y distribución transportan la energía eléctrica desde los centros de producción hasta los consumidores.

Como se dijo en el capítulo 3.2, la operación y la administración del mercado la realiza XM[18], el cual tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho -CND-, Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y Liquidador y Administrador de Cuentas de cargos por Uso de las Redes del SIN (LAC), para generar la oferta y abastecer la demanda con calidad y seguridad en el servicio, de acuerdo con lo estipulado en las Resoluciones de la CREG. El Gobierno Nacional es el encargado de diseñar la política del sector a través del MME por medio de la UPME. En la Imagen 5 a continuación se presenta una imagen completa del sector eléctrico colombiano.



18. La información de esta sección es un resumen de toda la información disponible en la web: https://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/descripcion-del-sistema-electrico-colombiano.aspx

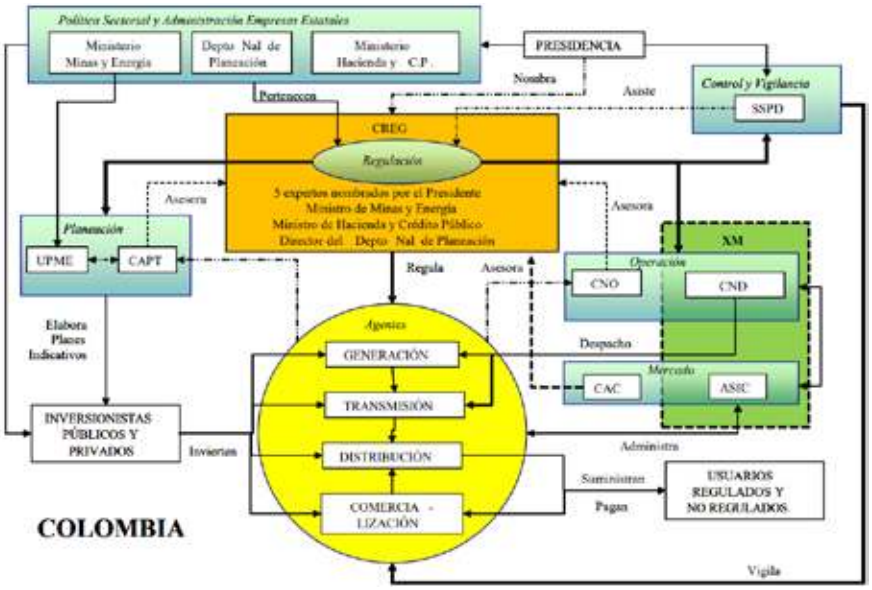



**Imagen 5. Estructura del sector eléctrico colombiano**[19].

El mercado eléctrico colombiano está compuesto por los agentes y los usuarios.

### *Agentes*

Los agentes del mercado son los encargados de producir, llevar y vender la energía al usuario final. Se clasifican en:

- Generadores: Son los encargados de producir la energía por medio de centrales hidráulicas, térmicas, solares, eólicas, etc.
- Transmisores: Son los encargados de transportar la energía desde las centrales eléctricas hasta las subestaciones de transformación a través de redes que operan a tensiones iguales o mayores a 220 kV.
- Distribuidores: Son los encargados de llevar la energía hasta el consumidor final a través de redes que operan a tensiones inferiores a 220 kV.
- Comercializadores: Son los encargados de la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a usuarios finales (regulados y no regulados).
- Administradores: El administrador del sistema es XM como se explicó anteriormente.

19. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (08 de julio de 2021). El Mercado Eléctrico Colombiano. Obtenido de la web: https://www.creg.gov.co/sites/default/files/mercado_electrico_colombiano_0.pdf

En la Tabla 2 se menciona la cantidad de agentes que existe actualmente, por tipo.

**Tabla 2: Cantidad de agentes activos. Fuente: SUI julio 2021.**

| Tipo de Agente | Cantidad |
|---|---|
| Generación | **139** |
| Transmisión | **16** |
| Distribución | **46** |
| Comercialización | **139** |
| Operador del Mercado | **1** |
| **Total** | **305** |

La actividad de generación puede combinarse con la comercialización, pero no con la distribución o transmisión. La actividad de la distribución puede hacerse junto con la de comercialización.

Las actividades de transporte y distribución se desarrollan de manera más eficiente cuando los agentes son pocos, que se debe realizar para la operación y mantenimiento de los activos. Por esta razón, no existe la competencia y la actividad se encuentra regulada. El costo del servicio se establece según los criterios establecidos en el artículo 87 de la Ley Nº 142 y en el artículo 44 de la Lay 143 de 1994.

Sin embargo, en las actividades de generación y comercialización sí existen multiplicidad de agentes, existiendo la libre competencia.

***Usuarios***

El segmento "Usuarios" está formado por los usuarios regulados y los usuarios no regulados.

- Usuarios regulados: Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Aquí está la mayoría de los usuarios comerciales, oficiales y los residenciales clasificados por estratos socioeconómicos, y algunos industriales. Los usuarios regulados tienen relación con el mercado mayorista a través del comportamiento de precios del mercado y de los precios a los cuales realice transacciones su comercializador para atenderlo.
- Usuarios no regulados: Persona natural o jurídica que tiene una demanda promedio mensual de potencia durante seis meses, mayor a 0,1 MW, o en energía de 55 MWh-mes en promedio durante los últimos 6 meses (Resolución CREG Nº 131 de 1998). Ellos pueden negociar libremente los costos de las actividades relacionadas con la generación y comercialización de energía. En este nivel de consumo están industriales y comerciales que son grandes consumidores.

Las transacciones que ocurren en el MEM se dividen en dos segmentos:

- Mercado de corto plazo (Bolsa de Energía): Es un mercado para las 24 horas del día siguiente con obligación de participación de todos los generadores registrados en el mercado. Los agentes generadores diariamente y con resolución horaria realizan ofertas de precio por la disponibilidad de energía puesta a disposición del sistema. La demanda, representada por los agentes comercializadores, es tomadora de precios con respecto al precio de corto plazo de la energía (Precio de Bolsa), el cual es un único para todo el sistema en cada hora del día.

- Mercado de largo plazo (Mercado de Contratos): Se celebran contratos bilaterales entre generadores, comercializadores o usuarios no regulados (cuya demanda promedio en los últimos 6 meses sea de 0,1 MW o 55 MWh/mes, éstos últimos deben hacerlo a través de comercializadores). En el modelo empleado en Colombia, los contratos de compraventa de energía entre agentes generadores y comercializadores son financieros y no intervienen en la formación del precio de bolsa ni en el despacho de los generadores. Los agentes comercializadores y generadores registran sus contratos de compraventa de energía ante la ASIC.

### 3.3.1 Oferta: Agentes Generadores - Capacidad Instalada y Generación

La capacidad instalada total de generación del sector eléctrico (únicamente centrales que operan en el SIN) en la República de Colombia es, a julio de 2021, de 17.519,35 MW (capacidad efectiva neta[20]). Teniendo en cuenta la tecnología de generación, del total de la capacidad instalada corresponden 11.945 MW (68,2%) a centrales hidroeléctricas, la tecnología dominante del país. Le sigue la generación térmica con 5.325,94 MW (30,4%), la cogeneración con 144,3 MW (0,8%), la solar fotovoltaica con 85,9 MW (0,5%) y la eólica con 18,42 MW (0,1%).

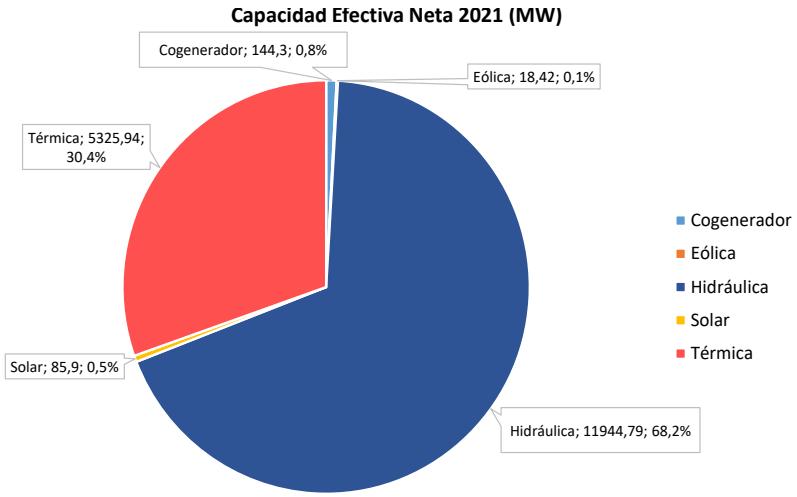



**Imagen 6. Capacidad Efectiva Neta (MW) de Colombia (XM, julio 2021).**

En resumen, el 68,8% del parque generador colombiano utiliza fuentes limpias y renovables para su funcionamiento.

A continuación, en la Imagen 7 se presenta la capacidad instalada total por empresa prestadora del servicio público ("Agente") y por tipo de energía, a Julio 2021. Se observa la importancia de la energía hidráulica y térmica en la matriz energética, y una concentración importante de la generación a nivel de empresas. Las energías renovables aún representan una pequeña proporción de la capacidad instalada.

20. Máxima cantidad de potencia neta (expresada en valor entero en megavatios) que puede suministrar una unidad de generación en condiciones normales de operación.

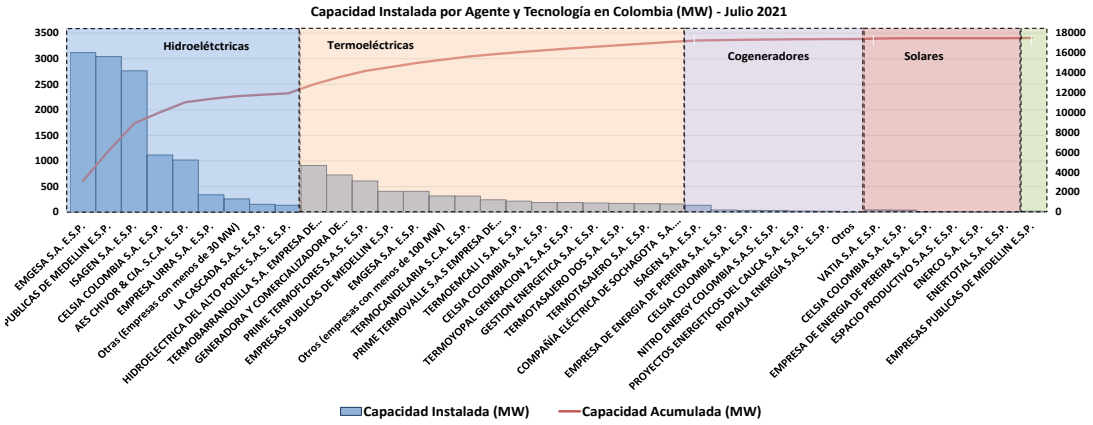



**Imagen 7: Capacidad instalada (MW) en Colombia por agente y tipo de energía. Julio 2021 (Datos de XM).**

La evolución histórica de la capacidad instalada según fuente de energía entre los años 2000 a 2020 se puede ver en la Imagen 8. En los últimos 20 años, la capacidad de generación de energía eléctrica en Colombia creció 1,6% en promedio. Las principales fuentes de generación y donde más se ha canalizado la inversión ha sido la hidráulica, seguida por el gas, ACPM y carbón utilizado en plantas térmicas y de cogeneración.

La participación de la energía solar y eólica aún es baja y se espera que crezca considerablemente en los próximos años con el marco regulatorio que se viene desarrollando desde 2015 principalmente para incentivar los proyectos. Colombia cuenta con proyectos de FERNC, incluyendo proyectos de biomasa, biogás y geotermia, en ejecución o contratación que alcanzarán en 2022 los 2,4 GW de capacidad instalada, los cuales pasarán de representar el 1% de la matriz eléctrica en 2018 a cerca del 14% en 2022[21].

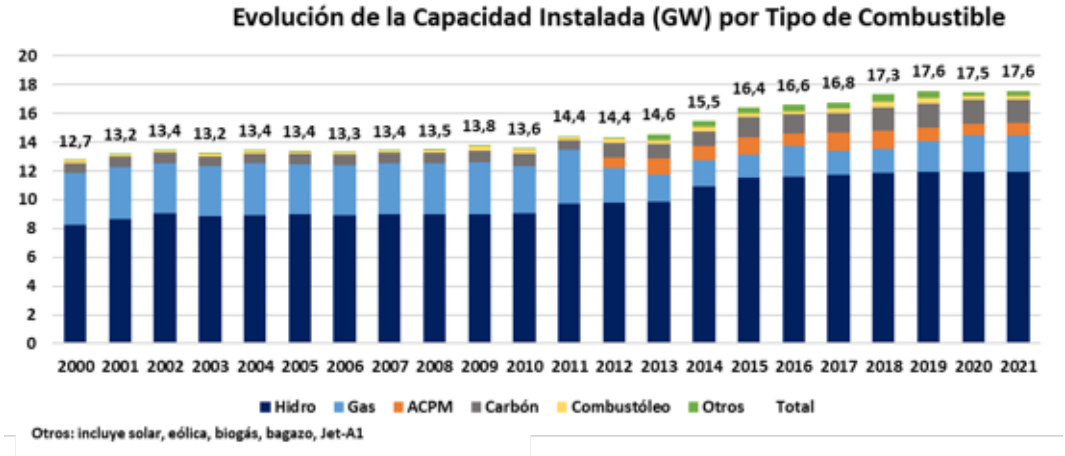



**Imagen 8: Evolución de la capacidad instalada de generación según fuente de energía (2000-2021). Fuente: XM.**

21. Ministerio de Minas y Energía. (2021). Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia. Colombia: Banco Interamericano de Desarrollo.

La diferencia entre la capacidad instalada de generación y la demanda máxima anual de potencia del sistema se denomina “margen de reserva” del SIN; el cual es el indicador de confiabilidad global más utilizado. El margen de reserva permite quitar del servicio a las centrales que no se encuentren operativas por motivos de mantenimiento u otros, sin comprometer la capacidad del sistema de abastecer a la demanda.

Como se ve en la Imagen 9, el margen de reserva -que alcanzó un mínimo de 45% en 2009- viene creciendo desde 2010 al 4% anual (promedio) gracias al incremento de la capacidad instalada que viene creciendo a un ritmo mayor en comparación a la demanda máxima de potencia (2,8% vs 1,4% de crecimiento promedio anual desde 2010).

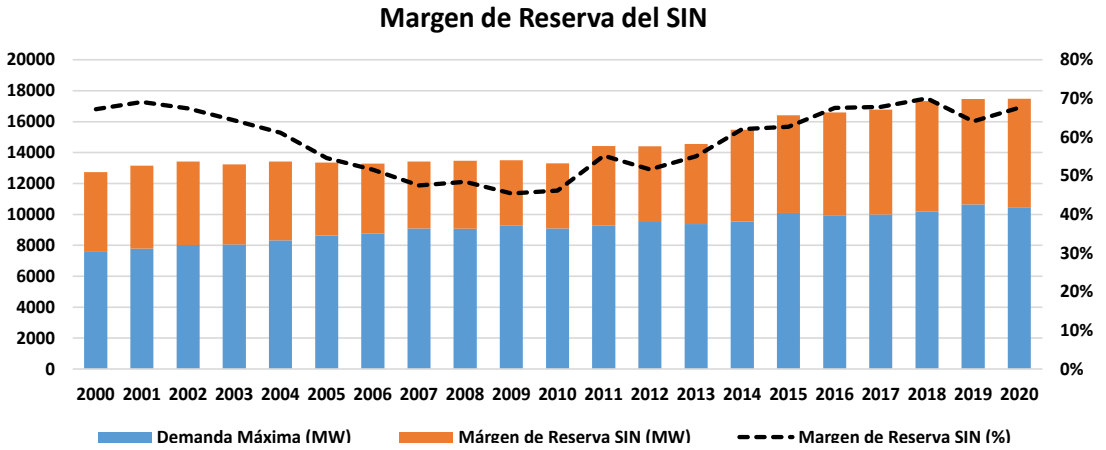



**Imagen 9: Margen de Reservas del Sistema Interconectado Nacional colombiano. Fuente: XM.**

## 3.3.2 Agentes Transportadores y Distribuidores

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) es el sistema compuesto por las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios.

La energía producida por los generadores debe transportarse hacia los usuarios de todo el país a través de redes de transmisión de gran extensión. Para minimizar las pérdidas, la energía eléctrica se transporta a altas tensiones (mayores o iguales a 220 kV) a las distintas regiones del SIN. Estas tensiones disminuyen a medida que la energía llega al usuario final (que en general utiliza tensiones del orden de 120 V.) a través de las redes de transmisión. Las estaciones elevadoras, subestaciones y centros de transformación se encargan de elevar o disminuir los niveles de tensión en las diferentes partes del proceso. En la Imagen 10 se muestra toda la cadena de prestación del servicio eléctrico desde su producción hasta el consumo.

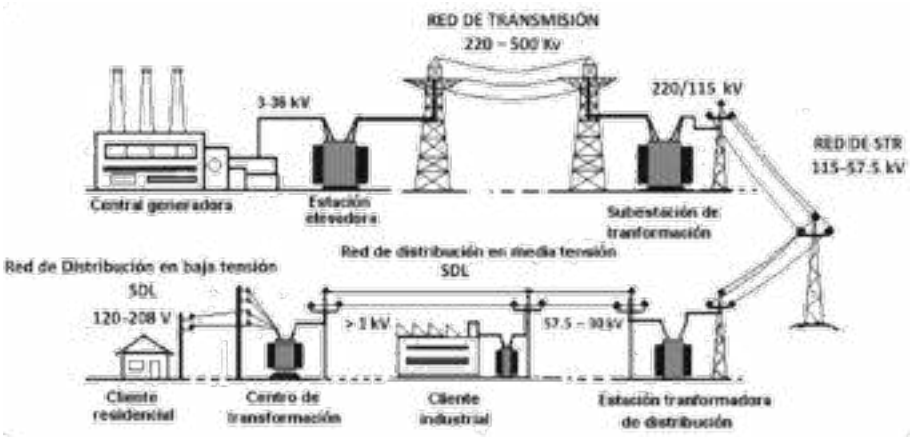



**Imagen 10: Esquema del SIN desde la generación hasta el usuario final. Fuente: CREG.**

La transmisión y distribución de energía eléctrica en el SIN se realiza a través del Sistema de Transmisión Nacional, STN, de los Sistemas de Transmisión Regionales, STR, y de los Sistemas de Distribución Local, SDL, definidos en la Resolución CREG Nº 097 de 2008 (por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local). El STN incluye a los agentes relacionados con la actividad del Transporte y el STR y SDL a los agentes vinculados a la actividad de la Distribución.

Como no es posible acumular la energía eléctrica producida por los generadores para su uso posterior (a excepción de pequeñas cantidades que se pueden almacenar en baterías), las redes de transporte y distribución tienen que estar siempre disponibles para que el usuario final tenga acceso al servicio en el mismo momento que se genera la energía.

En la Tabla 3 se resumen las extensiones de líneas (en km) del STN y STR. Se observa que el STR tiene más del doble de agentes que el STN, concentrados principalmente en las líneas de 115 kV y 110 kV. Los niveles de máxima tensión en ambos sistemas presentan la menor cantidad de agentes.

**Tabla 3: Longitud y cantidad de agentes de los sistemas de transmisión nacional y regional. Fuente: XM julio 2021.**

| Sistema / Nivel de Tensión (kV) | Longitud (km) | Longitud (%) |
|---|---|---|
| **STN** | **16.563,8** | **13** |
| 220 | 2.647,2 | 4 |
| 230 | 10.701,3 | 7 |
| 500 | 3.215,2 | 2 |
| **STR** | **11.750,0** | **32** |
| 110 | 3.935,3 | 9 |
| 115 | 7.799,2 | 22 |
| 138 | 15,5 | 1 |
| **Longitud Total STN (km)** | **28.313,8** | **45** |

A continuación, se profundizará en los sistemas de transmisión y distribución.

***Transmisión***

El STN está compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión. Estos sistemas de transporte interconecta los grandes centros de generación de electricidad distribuidos por el país.

Las líneas de transmisión en alta tensión del STN colombiano operan a voltajes de 220 kV, 230 kV y 500 kV y alcanza los 16.564 km. En la Tabla 4 se muestran todos los agentes que participan en el STN. El 97,4% de la participación está concentrada en cuatro empresas: ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. (70,4%), GRUPO ENERGIA BOGOTA SA ESP (10,9%), TRANSELCA S.A. E.S.P. (9,9%) y EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P. (6,3%).

**Tabla 4: Agentes que participan en el Sistema de Transmisión Nacional (>=200 kV)**
**Fuente: XM, julio 2021.**

| Nivel de Tensión (kV) / Agente Tranmisor | Longitud (km) | Longitud (%) |
|---|---|---|
| **220** | **2.647,2** | **15,98%** |
| **TRANSELCA S.A. E.S.P.** | 1.635,1 | 9,87% |
| **EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.** | 814,5 | 4,92% |
| **ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.** | 177,6 | 1,07% |
| **GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ S.A. E.S.P.** | 20,0 | 0,12% |
| **230** | **10.701,3** | **64,61%** |
| **ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.** | 8.315,8 | 50,20% |
| **GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ S.A. E.S.P.** | 1.783,3 | 10,77% |
| **CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.** | 272,3 | 1,64% |
| **EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.** | 181,6 | 1,10% |
| **ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P'.** | 120,4 | 0,73% |
| **DISTASA S.A. E.S.P.** | 18,8 | 0,11% |
| **CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.** | 9,2 | 0,06% |
| **500** | **3.215,2** | **19,41%** |
| **ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.** | 3.169,3 | 19,13% |
| **EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.** | 45,9 | 0,28% |
| **Total** | **16.563,8** | **100,0%** |

En la Imagen 9 se muestra la red de transmisión actualizada a 2019. Se observa que el transporte y distribución de la energía eléctrica en Colombia, al igual que la generación, tiene una baja penetración en la zona suroriental.

En términos de planeación, la expansión de la transmisión se realiza mediante un mecanismo de convocatorias, basado en el Plan de Expansión de Referencia, proceso que es llevado a cabo por la UPME[22] anualmente. El objetivo del Plan es determinar las obras de infraestructura eléctrica que necesita el país en el corto, mediano y largo plazo, con el objetivo de garantizar la atención de la demanda. Esto bajo criterios de confiabilidad, seguridad y eficiencia económica, considerando que es el usuario quien paga las inversiones requeridas. Adicionalmente, busca ofrecer señales de expansión a los Sistemas Regionales de Trasporte - STR, sin olvidar que son los mismos Operadores de Red – OR los responsables por el planeamiento y la ejecución de las expansiones requeridas[23].




**Imagen 11. Sistema de Transmisión Nacional colombiano a 2019. Fuente: UPME.**

22. Fuente: XM

23. UPME (2012). "Plan de Expansión de Referencia – Generación-Transmisión 2012-2025".



***Distribución***

Las redes y activos que operan a tensiones menores a los 220 kV hacen parte de la actividad de distribución y su principal función es transportar la energía eléctrica desde el SIN hasta el domicilio del usuario final. Como se mencionó anteriormente, están formados por los STR y SDL.

El STR es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los Activos de Conexión del OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más Operadores de Red.

El SDL es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los Niveles de Tensión 1, 2 y 3 dedicados a la prestación del servicio en un Mercado de Comercialización.

La Resolución CREG Nº 097 de 2008 define los niveles de tensión en los que se clasifican los STR y SDL:

- Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.
- Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.
- Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
- Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

En la TABLA se resumen los Operadores de Red (OR) del STR (Nivel de Tensión 4). Cerca del 50% de la longitud total de redes (km) está concentrada en 5 empresas: Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (13,5%), Celsia Colombia S.A. E.S.P. (12,6%), Codensa S.A. E.S.P. (9,9%), Caribemar de la Costa S.A.S. E.S.P. (12,6%) y Empresa de Energía de Boyaca S.A. E.S.P. (6,4%)

| Tensión (kV) / Operador de Red | Longitud (km) | Longitud (%) |
|---|---|---|
| **110 kV** | **3.935,3** | **33,49%** |
| EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P. | 1.591,1 | 13,54% |
| CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. | 1.094,6 | 9,32% |
| AIR - E S.A.S. E.S.P. | 391,0 | 3,33% |
| INTERNATIONAL COLOMBIA RESOURCES CORPORATION | 304,0 | 2,59% |
| TRANSELCA S.A. E.S.P. | 295,2 | 2,51% |
| ELECNORTE SAS ESP | 138,3 | 1,18% |
| EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P. | 98,1 | 0,83% |
| CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. | 19,9 | 0,17% |
| PRIME TERMOFLORES S.A.S. E.S.P. | 3,2 | 0,03% |
| **115 kV** | **7.799,2** | **66,38%** |
| CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. | 1.460,5 | 12,43% |
| CODENSA S.A. E.S.P. | 1.166,1 | 9,92% |
| EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. | 747,7 | 6,36% |
| CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P. | 685,9 | 5,84% |
| ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. | 589,4 | 5,02% |
| CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. | 489,9 | 4,17% |
| ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P. | 486,4 | 4,14% |
| EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P. | 426,0 | 3,63% |
| CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. | 379,2 | 3,23% |
| COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. | 338,7 | 2,88% |
| ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. | 332,3 | 2,83% |
| EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P. | 206,8 | 1,76% |
| EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P. | 187,0 | 1,59% |
| ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P. | 111,5 | 0,95% |
| EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P. | 92,0 | 0,78% |
| EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P. | 60,0 | 0,51% |
| EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P. | 17,0 | 0,14% |
| EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P. | 7,8 | 0,07% |
| EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P. | 7,6 | 0,06% |
| ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. | 3,4 | 0,03% |
| INGENIO MAYAGUEZ S.A. | 2,9 | 0,02% |
| ACUEDUCTO METROPOLITANO DE BUCARAMANGA S.A. E.S.P. | 1,0 | 0,01% |
| **138 kV** | **15,5** | **0,13%** |
| ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. | 15,5 | 0,13% |
| **Total** | **11.750,0** | **100,00%** |

De las 46 empresas distribuidoras de Colombia, 42 son a la vez comercializadoras.

### 3.3.3 Demanda: Agentes Comercializadores y Usuarios

En la comercialización participan los agentes que se encargan de la compra y venta de la energía en el mercado mayorista, con el objetivo de proveerla al usuario regulado y no regulado dependiendo del nivel de consumo. Estos agentes pueden elegir si servir a ambos o a solo un tipo de usuario deben registrar sus transacciones en el mercado energético mayorista. Como se mencionó al inicio del capítulo, los usuarios regulados están sujetos a un contrato de condiciones y tarifas reguladas por la CREG mediante una fórmula tarifaria que se verá en el capítulo 3.4. Los usuarios no regulados realizan un contrato bilateral con los comercializadores, donde el precio de la energía es acordado libremente.

En 2020, el 70% de la demanda comercial de Colombia estaba formada por usuarios regulados (49.028,81 GWh) y el 30% restante por usuarios no regulados (21.053,21 GWh)[24].

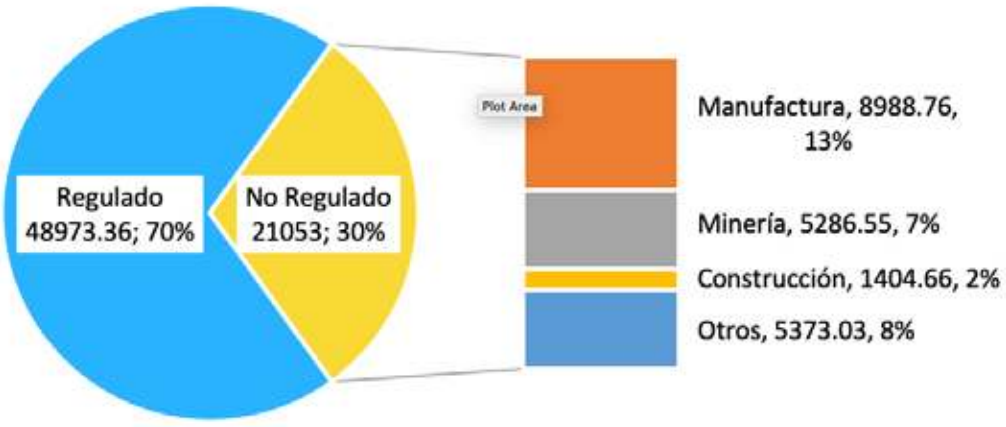



**Imagen 12: Comportamiento de la demanda de energía comercial por actividad económica para 2020. Fuente: XM**

En Colombia, las empresas de generación y distribución pueden participar como agentes comercializadores, y se los denomina comercializadores integrados. De los 139 agentes comercializadores, 53 son también generadores y 42 distribuidores.

A continuación, se resume la información sobre usuarios (suscriptores facturados) y consumo total (energía facturada en kWh) por empresa comercializadora relevada en el Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios (SUI)[25].

Las empresas que tienen mayor participación en la comercialización de la energía eléctrica son Codensa S.A. E.S.P. (que atiende la población de Cudinamarca), Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (que atiende el Departamento de Antioquia) y Caribemar de la Costa S.A.S. E.S.P. (que atiende la zona de la costa Atlántica Colombiana). Estos tres agentes comercializadores atienden el 63% de los usuarios facturados del SIN.

Esto tiene sentido si se considera que Codensa y EPM sirven a las zonas de mayor desarrollo económico del país. Es importante mencionar que en Colombia los usuarios están limitados a escoger al comercializador que opere en su zona.

24. XM (2020). Reporte Integral de Sostenibilidad, Operación y Mercado 2020.

25. http://www.sui.gov.co/web/energia

En 2020 hubo 16.417.278 de suscriptores facturados para el servicio de energía eléctrica el 94,1% fueron residenciales, 4,8% comerciales y 0,6% industriales.

**Tabla 5: Suscriptores facturados por sector para las principales empresas comercializadoras (2020). Fuente: SUI.**

| Empresa | Residencial | Industrial | Comer-cial | Oficial | Otros | Total | Total % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **CODENSA S.A. ESP** | 3.600.897 | 48.275 | 308.966 | 11.792 | 12.269 | 3.982.199 | 29,24% |
| **EMPRESAS PÚBLI-CAS DE MEDELLIN E.S.P.** | 2.908.873 | 23.271 | 173.057 | 12.435 | 3.759 | 3.121.395 | 22,92% |
| **CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.** | 1.514.440 | 1.852 | 67.983 | 3.669 | 7.738 | 1.595.682 | 11,71% |
| **AIR-E S.A.S. E.S.P.** | 1.115.355 | 2.173 | 57.525 | 1.851 | 3.694 | 1.180.598 | 8,67% |
| **ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.** | 863.089 | - | - | - | - | 863.089 | 6,34% |
| **CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.** | 640.503 | 1.423 | 20.997 | 2.466 | 2.599 | 667.988 | 4,90% |
| **CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.** | 559.401 | 2.674 | 23.790 | 1.856 | 832 | 588.553 | 4,32% |
| **CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.** | 570.616 | - | - | - | - | 570.616 | 4,19% |
| **CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP** | 542.898 | - | - | - | - | 542.898 | 3,99% |
| **CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.** | 507.929 | - | - | - | - | 507.929 | 3,73% |
| **Otros** | 2.505.799 | 12.604 | 244.587 | 19.868 | 13.473 | 2.796.331 | 17,03% |
| **Total** | **15.329.800** | **92.272** | **896.905** | **53.937** | **44.364** | **16.417.278** | **100,00%** |

En términos de consumo de energía facturada por comercializadora, la participación de las empresas permanece similar con respecto al número de usuarios, pero el sector industrial y comercial ganan más peso.

Tabla 6: Ranking de consumo total (GWh) eléctrico por sector, para el año 2020. Fuente: SUI.

| Empresa Comercializadora | Residencial | Industrial | Comercial | Oficial | Otros | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| CODENSA | 5.411 | 368 | 876 | 111 | 246 | 7.011 |
| EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN | 3.048 | 656 | 338 | 41 | 47 | 4.131 |
| VATIA | 34 | 964 | 2.617 | 24 | 200 | 3.839 |
| EMGESA | - | 1.068 | 444 | 15 | 283 | 1.809 |
| CARIBEMAR DE LA COSTA | 938 | 142 | 216 | 23 | 88 | 1.407 |
| AIR - E S.A.S. E.S.P. | 912 | 138 | 211 | 20 | 84 | 1.365 |
| CELSIA COLOMBIA | 727 | 310 | 120 | 18 | 19 | 1.095 |
| ECOPETROL ENERGÍA | - | 966 | - | - | - | 966 |
| CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER | 949 | - | - | - | - | 949 |
| ISAGEN | - | 888 | - | - | 1 | 889 |
| **Total** | **17.007** | **6.099** | **6.545** | **609** | **1.418** | **31.678** |

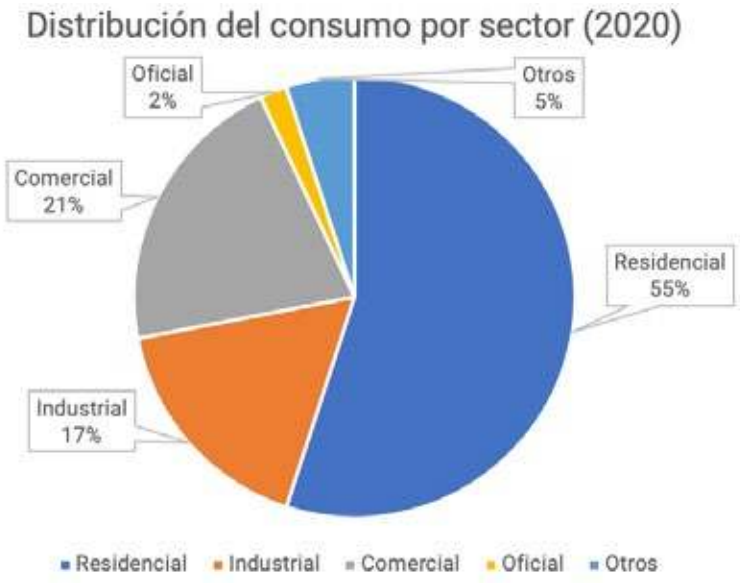



Imagen 13: Distribución del consumo de energía eléctrica (kWh) por sector para 2020. Fuente: SUI.

## 3.4 Estructura tarifaria

### 3.4.1 Descripción y aplicación de las tarifas vigentes[26].

Para los usuarios regulados, la tarifa se define siguiendo la metodología definida en la Resolución CREG Nº 119 de 2007. En ella, se defina a la tarifa como el valor resultante de aplicar al Costo Unitario de Prestación del Servicio el factor de subsidio o contribución según su estrato socioeconómico autorizado legalmente por el MME.

El Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) es un costo económico eficiente que resulta de agregar los costos de las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización y otros costos relacionados con la operación y administración del SIN. Según la norma mencionada, el CU consta de un componente variable de acuerdo con el nivel de consumo, expresado en $/kWh, y un componente fijo. Esto se puede ver expresado en $/factura, según la siguiente fórmula:

$$CU = CU_{v_{n,m,i,j}} + CU_{f_{m,j}}$$

$$CU = \left(G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}\right) \times consumo + CU_{f_{m,j}}$$

Donde:

- n: nivel de tensión de conexión del usuario.
- m: mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.
- i: Comercializador Minorista.
- j: Mercado de Comercialización

Además:

- **CU**: osto unitario de prestación del servicio.
- $CU_{v_{n,m,i,j}}$: componente variable del costo unitario de prestación del servicio ($/kWh) para los usuarios conectador al nivel de tensión “n” en el mes “m”, del Comercializador Minorista “i”, en el Mercado de Comercialización “j”.
- $CU_{f_{m,j}}$: componente fija del Costo Unitario de Prestación del Servicio ($/factura) correspondiente al mes “m” para el Mercado de Comercialización “j”.
- $G_{m,i,j}$: costo de compra de energía ($/kWh) para el mes “m”, del Comercializador Minorista “i”, en el Mercado de Comercialización “j”.
- $T_m$: costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión ($/kWh) para el mes “m”.
- $D_{n,m}$: costo por uso de Sistemas de Distribución ($/kWh) correspondiente al nivel de tensión “n” para el mes “m”. Es el valor que se paga por transportar la energía desde las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional hasta el usuario final.
- $PR_{n,m,i,j}$: costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía ($/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión “n”, para el mes “m”, del Comercializador Minorista “i”, en el Mercado de Comercialización “j” (incluye pérdidas de los sistemas de transmisión y distribución y pérdidas comerciales como conexiones ilegales, errores en catastros, etc.).

26. La información de esta sección es un resumen de la Resolución CREG Nº 119 de 2007 y del sitio web de la CREG (https://www.creg.gov.co/sectores/energia-electrica).

- $R_{m,i}$: costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en $/kWh asignados al Comercializador Minorista "i" en el mes "m".
- $Cv$: Margen de Comercialización correspondiente al mes "m", del Comercializador Minorista "i", en el Mercado de Comercialización "j" que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en ($/kWh).

Es decir, el costo de la prestación del servicio de energía dependerá del nivel de tensión del usuario, el comercializador, el mercado donde se encuentre y del mes.

Las tarifas del servicio público domiciliario de energía eléctrica se encuentran establecidas por medio de la Resolución CREG Nº 079 de 1997 de la siguiente manera:

**Tabla 7: Cálculo de tarifas según estrato socioeconómico. Fuente: CREG.**

| Tarifa | Valor |
|---|---|
| **Estratos 1, 2 y 3** | **CU – Subsidio** |
| **Estratos 4 y Oficial** | **CU** |
| **Estratos 5, 6, comercial e industriales** | **CU + Contribución** |

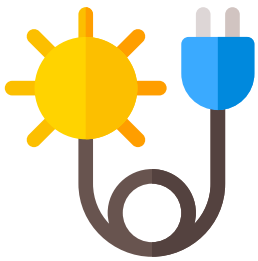
Las tarifas de los consumos de los estratos 1, 2 y 3 reciben un subsidio como ayuda económica para pagar el servicio. Los estratos 5 y 6 realizan una contribución que consiste en un aporte que no debe exceder el 20% del costo del servicio (CU) para subsidiar los consumos de las personas con menores ingresos. El estrato 4 y el sector oficial pagan directamente el CU.

Otros cargos que se aplican en la tarifa son:

- Cargo de conexión: este cargo comprende los costos asociados a la acometida y el medidor (Resolución CREG Nº 225/97). Se cobra por una sola vez, en el momento de efectuar la conexión al servicio.
- Cargo mínimo por disponibilidad del servicio: se cobra únicamente cuando la liquidación de los consumos del usuario, junto con el cargo fijo que esté vigente, sea inferior a dicho cargo mínimo. Este cobro reemplaza la liquidación y cobro de los consumos del usuario y el cargo fijo correspondiente.

## 3.5 Precios de la energía eléctrica

Las tarifas de energía eléctrica aplicadas por los comercializadores a los usuarios se publican de manera trimestral en el Boletín Tarifario, realizado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD)[27]. En dicho boletín tarifario, se analiza el comportamiento de los diferentes componentes que confirman el CU del mercado regulado, en el nivel de tensión 1, y se calculan los diferentes CU para el Estrato 4, que como se mencionó en la sección anterior, hace de base para el cálculo de las tarifas del resto de los estratos y segmentos.



Las tarifas difieren por cada comercializadora, mercado y región, por lo cual la SSPD calcula además los promedios de cada uno de los componentes, de manera mensual y trimestral, para dar seguimiento a la evolución de las tarifas eléctricas.

A continuación, se presenta un promedio del CU observado para el primer trimestre de 2021, por mercado.

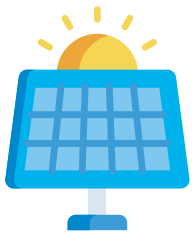
27. A efectos del presente trabajo, se utiliza como fuente de información el último Boletín Tarifario disponible, correspondiente al primer trimestre de 2021.

**Tabla 8. Costo Unitario de prestación del servicio eléctrico, por mercado para el Estrato 4. Fuente: SSPD.**

| MERCADO | ADD | ESTRATO 4 |
|---|---|---|
| CARIBE MAR | SIN ADD | 495,34 |
| CARIBE SOL | SIN ADD | 502,88 |
| POPAYAN - PURACE | OCCIDENTE | 537,99 |
| BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16 | ORIENTE | 544,34 |
| RUITOQUE | CENTRO | 565,80 |
| BOYACA | ORIENTE | 566,56 |
| HUILA | ORIENTE | 568,65 |
| ARAUCA | ORIENTE | 571,53 |
| CELSIA VALLE DEL CAUCA | OCCIDENTE | 571,79 |
| TULUA | OCCIDENTE | 574,08 |
| CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD | OCCIDENTE | 574,33 |
| CASANARE | SUR | 574,60 |
| META | SUR | 578,89 |
| CAUCA | OCCIDENTE | 580,04 |
| CALDAS | CENTRO | 580,35 |
| ANTIOQUIA CREG 078/07 | CENTRO | 582,20 |
| GUAVIARE | SIN ADD | 583,22 |
| CAQUETA | SUR | 583,39 |
| SANTANDER | CENTRO | 583,40 |
| NORTE DE SANTANDER | CENTRO | 588,29 |
| QUINDIO | CENTRO | 590,28 |
| PEREIRA | CENTRO | 590,30 |
| NARIÑO | OCCIDENTE | 591,10 |
| CARTAGO | OCCIDENTE | 594,64 |
| PUTUMAYO | SUR | 595,08 |
| CHOCO | SIN ADD | 603,44 |
| BAJO PUTUMAYO | SUR | 611,43 |
| SIBUNDOY | SUR | 707,74 |
| TOLIMA | SIN ADD | 713,53 |

En el boletín tarifario vigente se puede encontrar la tarifa para el Estrato 4 de cada comercializadora por mercado. Vale la pena aclarar que, de acuerdo con la regulación vigente, la comercialización de energía eléctrica es una actividad de competencia, y dado que dentro de cada mercado de comercialización existen diferentes condiciones que hacen diferir las tarifas (geografía, redes de cada distribuidora, pérdidas, clima, etc.). La Ley 142 de 1994 permite la libre elección del prestador del servicio público de electricidad.

## 3.6 Estado actual de la energía solar distribuida en Colombia



La participación de la energía solar fotovoltaica distribuida en el sector eléctrico en Colombia viene creciendo de forma sostenida desde la publicación de la Resolución CREG Nº 030 de 2018. Según información estadística sobre el estado de los proyectos de generación de

UPME[28], a febrero de 2021 existen 3.557 solicitudes de proyectos de generación solar para generadores distribuidos (generación menor a 0,1 MW) y AGPE (Autogeneradores a Pequeña Escala con potencia instalada menor a 1 MW) con y sin excedentes.

De las 3.557 solicitudes, 3.000 (84%) corresponden a AGPE con excedentes, 229 AGPE sin excedentes y 328 a generación distribuida. Estas solicitudes equivalen a 138,3 MW de potencia instalada (y 173 GWh/año de energía generada), de los cuales:

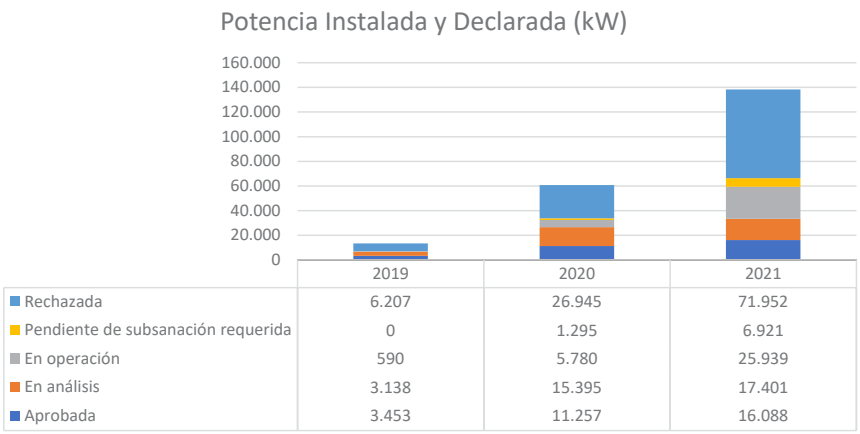
- 18,8% ya se encuentran en operación (25,94 MW)
- 11,6% fueron aprobadas (16,1 MW)
- 12,6% se encuentran en fase de análisis (17,4 MW)
- 5% requieren subsanación (6,92 MW)
- 52% han sido rechazadas (71,95 MW).

Desde un punto de vista geográfico, la mayor cantidad de proyectos (o solicitudes) se encuentran en el Departamento de Antioquia con 1.092 proyectos (30% del total) que equivalen a 21 MW. De esta cantidad, 824 proyectos ya se encuentran en operación con una potencia total de 7 MW, siendo el 51% de los proyectos en operación del total del país.



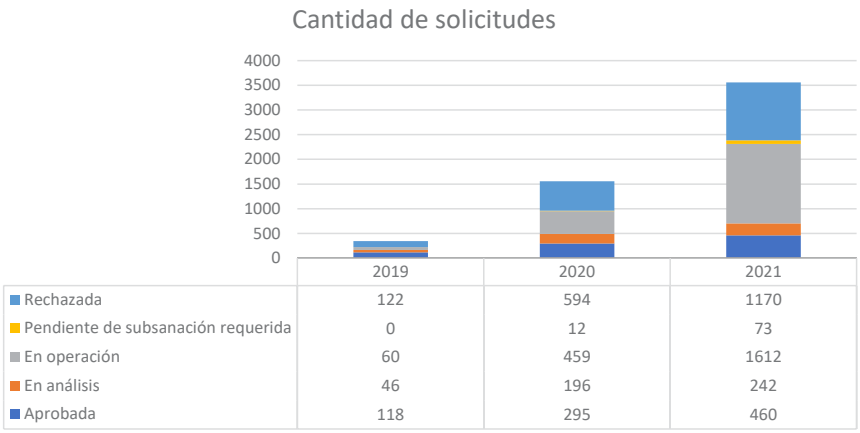

En la Imagen 14 e Imagen 15 se detallan la cantidad de solicitudes y potencia declarada para cada estado de solicitud. La cantidad total de solicitudes creció 350% de 2019 a 2020 y 129 % entre 2020 y 2021. Además, la Potencia Instalada de proyectos con estado de solicitud "en operación" creció 880% de 2019 a 2020 y 391 % entre 2020 y 2021.

28. Información disponible en el tablero online: http://www.siel.gov.co/Inicio/Transmisi%C3%B3n/SolicitudesdeConexi%C3%B3ndeProyectosdeGeneraci%C3%B3n/tabid/160/Default.aspxt. Actualizado a 5 de febrero de 2021.




| | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---|---|---|
| Rechazada | 6.207 | 26.945 | 71.952 |
| Pendiente de subsanación requerida | 0 | 1.295 | 6.921 |
| En operación | 590 | 5.780 | 25.939 |
| En análisis | 3.138 | 15.395 | 17.401 |
| Aprobada | 3.453 | 11.257 | 16.088 |

**Imagen 14: Potencia instalada y declarada (kW) de solicitudes de proyectos de generación solar distribuida y AGPE. Fuente: UPME, Febrero 2021.**




| | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---|---|---|
| Rechazada | 122 | 594 | 1170 |
| Pendiente de subsanación requerida | 0 | 12 | 73 |
| En operación | 60 | 459 | 1612 |
| En análisis | 46 | 196 | 242 |
| Aprobada | 118 | 295 | 460 |

**Imagen 15: Cantidad de solicitudes para proyectos de generación distribuida y AGPE según estado. Fuente: UPME, Feb. 2021.**

La UPME en su documento “Proyección – Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural 2021-2035”, publicado en junio 2021, estima que la capacidad instalada a fin de 2021 estará en el orden de los 40 MW y crecerá a 716 MW para 2035, con un crecimiento promedio anual del 28,6%.

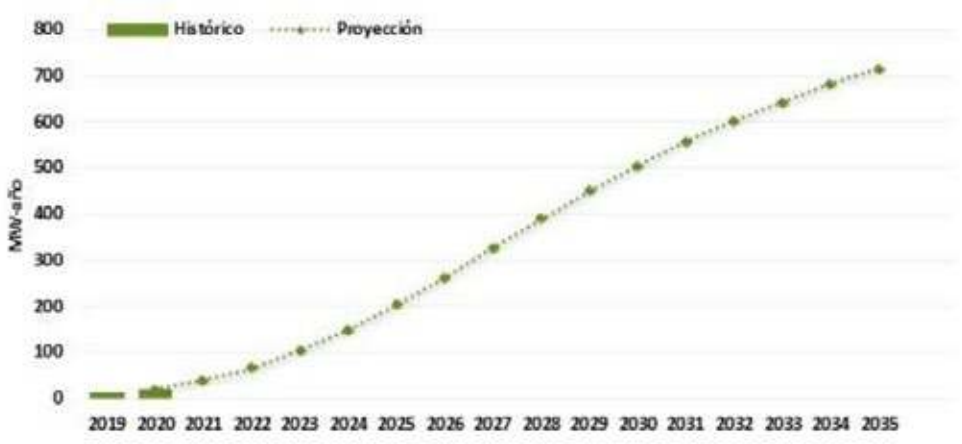



**Imagen 16. Proyección anual de capacidad instalada de GD (MW-año). Fuente: UPME, Feb. 2021.**



# 4. MARCO REGULATORIO, LEGAL, Y DE POLÍTICAS PÚBLICAS PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE FUENTES RENOVABLES

En el capítulo anterior, se ha realizado un análisis general del mercado eléctrico colombiano, de su marco regulatorio y sus principales participantes, con el fin de mostrar en términos generales el funcionamiento del mercado eléctrico nacional y su Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En el presente capítulo se hace particular foco en el marco regulatorio, legal y de políticas públicas relativas a la instalación y promoción de sistemas de generación distribuida, en especial a partir de fuente solar fotovoltaica (GSD), que debido a las condiciones de mercado y madurez tecnológica, es la tecnología de fuentes no convencionales de energía renovable más utilizada en sistemas de pequeña escala para autoconsumo.

## 4.1 Marco regulatorio y legal de los sistemas de GSD

Como hemos visto en el capítulo anterior, la integración de los sistemas de GSD en el mercado eléctrico colombiano se enmarcan de dos maneras diferentes, de acuerdo al tipo de usuario-generador:

- Como autogeneradores de pequeña escala (AGPE) con la utilización de FNCER, de hasta 1 MW de potencia instalada;
- Como generadores distribuidos (GD) a partir de FNCER, con hasta 0,1 MW o 100 kW de potencia instalada.

La actividad de autogeneración fue regulada por primera vez en el mercado colombiano por medio de la Resolución CREG Nº 084 de 1996. Si bien se normaban y definían aspectos como las condiciones para el acceso al respaldo y la conexión al SIN, esta normativa no estaba pensada para fomentar la integración de fuentes renovables en el sistema, ni de la integración de sistemas de pequeña y mediana escala. Además, dicha normativa no permitía la comercialización de los excedentes de energía con otros agentes ni con la bolsa de energía.

Posteriormente, la Ley Nº 1715 de 2014 reguló la integración de las energías renovables no convencionales al SIN. Mediante esta ley, además de la definición de autogeneradores de pequeña escala (AGPE) y de gran escala (AGGE), introduce por primera vez muchos de los aspectos principales que fomentan la conexión de los sistemas de GSD, como ser:

- Se autoriza la entrega de excedentes de generación a la red, y se otorga a la CREG la facultad de reglamentar la forma en que estos autogeneradores entregan dicha energía a la red;
- Establece que la CREG será, además, la encargada de definir la regulación en materia de comercialización de dichos excedentes, conforme a los lineamientos de política definidos por el MME respectivos al tema en cuestión;
- Establece la necesidad de tener procedimientos de conexión simplificados, para autogeneradores que tengan sistemas de GSD de hasta 5 MW;
- Define la figura del generador distribuido, como una figura independiente del AGPE, al cual se le reconocen beneficios por estar conectados directamente a los sistemas de distribución local (SDL) y cercanos a las fuentes de consumo. Estos beneficios se fundamentan en la disminución de pérdidas técnicas de transmisión y distribución, las cuales son evitadas gracias a este sistema. Además, deja también en cabeza de la CREG las definiciones respecto de los generadores distribuidos.

En base a lo definido en la Ley Nº 1715 de 2014, el Ministerio de Minas y Energía estableció por medio del Decreto Nº 2469 de 2014, los primeros lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración y generación distribuida.

Posteriormente, y en base a lo establecido por el MME, la UPME (mediante Resolución UPME Nº 281 del 2015) define los límites máximos de los sistemas para ser considerados AGPE, establecidos en 1 MW o menor. Los AGGE, entonces, quedan definidos por sistemas de autogeneración con potencias mayores a 1 MW y menores o iguales a 5 MW.

El MME luego complementa lo establecido en el Decreto Nº 2469 de 2014, con dos decretos posteriores (Decretos Nº 1073 de 2015 y 348 de 2017), relativos a directrices de política para los mecanismos simplificados de conexión y entrega de los excedentes de los AGPE. Las definiciones principales de estos decretos fueron:

- Se definen las características técnicas que debe cumplir un usuario para ser considerado autogenerador;
- Se establece que la CREG debe definir los pormenores del procedimiento de conexión, especificando los tiempos que deben cumplir los usuarios y operadores de red (OR) para velar por la eficiencia de dicho proceso;
- Se establece que los procedimientos de conexión deberán seguir los lineamientos del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), el cual rige para todas las instalaciones eléctricas a nivel nacional;
- Establece que los excedentes de autogeneración a pequeña escala que utilicen fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), que sean entregados a la red de distribución, se reconocerán mediante un esquema de medición bidireccional (net-metering), como créditos de energía;

- Establece que los OR solo podrán negar la conexión de AGPE por razones de carácter técnico debidamente sustentadas. En este sentido, se define que el OR deberá propiciar las condiciones para que el trámite simplificado de conexión sea transparente, eficiente en tiempos, y de rápida resolución, para evitar que la aprobación de los proyectos sea dilatada o rechazada sin fundamento técnico.

Estas políticas fueron tenidas en cuenta y reglamentadas por la CREG mediante la Resolución CREG 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". Previamente, mediante Resolución Nº 121 de 2017, se publicó el proyecto de resolución "por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el sistema interconectado nacional", y se recibieron comentarios y sugerencias de todas las partes involucradas, los cuales fueron analizados para expedir la resolución definitiva.

La Resolución CREG Nº 030 de 2018 sienta las bases para el mecanismo actual de conexión e intercambio de energía de los AGPE y GD mediante fuentes renovables, ya que por medio de ella se dio, por primera vez, la posibilidad de que los usuarios de menor tamaño (especialmente residenciales) pudieran aplicar el denominado crédito de energía y la posibilidad de venta de excedentes a la red.

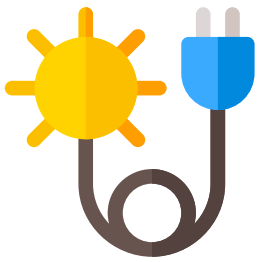
Los procedimientos y reglas actuales de conexión y los procedimientos vigentes para cada tipo de sistema se resumen en la sección 4.4, mientras que las compensaciones económicas correspondiente a la venta de excedentes se explican en la sección 4.2.

Debido a la relevancia del tema en cuestión, y a la constante evolución de los sistemas y equipamiento que hace posible la implementación de nuevas herramientas de mejora, la normativa de conexión y comercialización de energía renovable a partir de sistemas de GSD está en constante evolución. Desde la expedición de la mencionada resolución, la CREG ha recibido diferentes solicitudes de aclaración para aclarar temas de procedimientos de conexión, requisitos técnicos y de aplicación de reglas comerciales, entre otras cuestiones.

Con el fin de analizar y dar respuesta a dichas solicitudes, la CREG realizó la contratación de dos estudios de consultoría: en el año 2019, se realizó un "Estudio para el Diseño de Indicadores de Seguimiento y Evaluación de la Integración de la Autogeneración y la Generación Distribuida en el Sistema Interconectado Nacional"; además, en el año 2020, se llevó a cabo el estudio denominado "Revisión de los requisitos técnicos y el procedimiento de conexión para autogeneradores, cogeneradores y generadores hasta 5 MW", en el que se hizo la evaluación de los procedimientos de conexión de generadores y autogeneradores en SIN y la propuesta de ajustes respectivos.

Los anteriores estudios se publicaron mediante las Circulares CREG 021 de 2019 y 121 de 2020, respectivamente. En base a dichos documentos la CREG realizó un informe técnico en el mes de enero de 2021, denominado "Revisión de las reglas de autogeneración a pequeña escala y generación distribuida", la cual se encuentra actualmente en consulta. Dicho informe, publicado mediante Resolución CREG Nº 002 de 2021, dan una idea de la evolución que tendrá la normativa respecto de los sistemas GSD en Colombia durante los próximos años, la cual tiene como objetivos principales:

- Aumentar y mejorar el grado de integración y transparencia de la autogeneración a pequeña escala y la generación distribuida;
- Facilitar aún más los trámites de registro de los proyectos y los procedimientos a cumplir por el usuario-generador, desde el inicio del trámite hasta la puesta en operación del proyecto;
- Estandarizar los procesos de registro de proyectos y los tiempos de respuesta a las solicitudes por parte de los diferentes Operadores de Red;



- Facilitar la interacción del usuario con los sistemas de información y con la regulación, garantizando que los AGPE y GD tengan acceso a toda la información necesaria para evaluar y realizar las solicitudes de conexión a la red.
- Evitar aún más, las barreras de entrada para los proyectos.
- Mejorar el entendimiento de los agentes comercializadores y usuarios sobre los aspectos comerciales, de procedimiento, y de facturación y pago de los excedentes de generación.

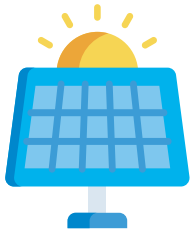
Por medio de la Ley Nº 2099 de 2021, recientemente sancionada, se extienden por 30 años los beneficios tributarios a los sistemas a partir de FNCE y sistemas para la gestión eficiente de la energía, y se reestructuran los fondos de ayudas ya existentes mediante la creación del FONENERGIA. Esta nueva ley no modifica el marco normativo ni los procedimientos de interconexión de sistemas de GSD.

## 4.2 Compensaciones económicas e incentivos para la generación distribuida

En el presente capítulo se hace un resumen de las compensaciones e incentivos económicos para la instalación de los sistemas de GSD. Se hace una distinción entre las compensaciones económicas previstas como retribución a la instalación e inyección de excedentes de generación, por una parte, y luego se mencionan los beneficios impositivos específicos para este tipo de sistemas. Por último, se menciona la existencia de diversos programas y fondos que podrían financiar, garantizar o promover este tipo de proyectos.

Respecto a compensaciones económicas por la inyección de excedentes a la red de distribución, se establece un esquema de medición neta (net metering), en el cual:

- Para todos los GD y AGPE, se debe utilizar un sistema de medición bidireccional, identificando la energía consumida y la inyectada. Esta última puede ser utilizada tanto para compensar consumo, como para venta de excedentes a la comercializadora.
- La energía inyectada por el usuario puede ser intercambiada por energía consumida dentro del mismo período de facturación. Para la energía intercambiada, es decir, para la energía inyectada que es utilizada para compensar consumo, el usuario debe pagar una porción de la tarifa, siendo para los AGPE como sigue:
    - Para AGPE con sistemas de potencia menor o igual a 100 kW: Únicamente el cargo por comercialización (cargo C);
    - Para AGPE con sistemas de potencia mayor a 100 kW: Pagará tanto el cargo por comercialización (cargo C), como el costo de servicio de la red (cargos T, D, PR, y R).
- Si la energía inyectada en un período de facturación es mayor que la consumida, es decir, si se generan excedentes netos, los mismos se valoran al precio de bolsa (Pb) con tratamiento horario. Para esto, el usuario-generador debe acceder a vender la energía al comercializador integrado con el operador de red (OR).
- Además, y únicamente para GD, es decir para sistemas conectados en la Red de Distribución Local (RDL) en nivel de tensión 1, se reconocerá un beneficio adicional correspondientes al 50% de las pérdidas reconocidas en el nivel de tensión y de conexión y el inmediatamente superior. Para esto, se deben tener en cuenta limitaciones de distancias con la subestación alimentadora.



- Los excedentes, según la normativa vigente, serán cobrados por el usuario-generador al mes siguiente (ex-post) del período de facturación en el cual se generaron dichos excedentes.

Respecto a beneficios tributarios para la compra e instalación de sistemas de GSD, de acuerdo a la Ley Nº 1715 de 2014, las personas naturales o jurídicas que sean titulares de nuevos proyectos de FNCE o de gestión eficiente de la energía, incluyendo equipos de medición inteligente, gozarán de exención del pago de los derechos arancelarios de importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados para la inversión (y re-inversión) en dichos proyectos. Este beneficio será aplicable sobre maquinaria, equipos, materiales e insumos que no sean producidos por la industria nacional.

Además, existe la exclusión del impuesto a las ventas (IVA) para la adquisición de bienes y servicios para el desarrollo de proyectos FNCE y GEE. Este beneficio incluye todos los equipos, maquinaria, y servicios nacionales e importados que se destinen a la preinversión, inversión y producción de energía a partir de fuentes no convencionales, incluida la medición y gestión eficiente de la energía.

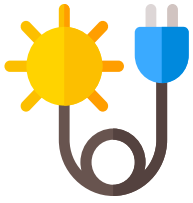
Relativo a incentivos fiscales para los usuarios-generadores que instalen este tipo de sistemas, la ley mencionada prevé, además:

- Deducción de la renta del 50% de la inversión realizada en proyectos con FNCE, para los sujetos obligados a declarar renta. Existe un tope de deducción del 50% de la renta líquida anual, pero el beneficio se extiende por 5 años (15 años de acuerdo a la nueva Ley Nº 2099 de 2021). Este beneficio es por el total de la inversión realizada, e incluye el equipamiento de medición inteligente.
- Depreciación acelerada de activos aplicables a equipos, maquinarias y obras civiles necesarias para los proyectos de FNCE, tanto en etapas de preinversión, como de inversión y operación de los proyectos. La tasa anual de depreciación, de acuerdo con la nueva Ley Nº 2099 de 2021, podrá ser de hasta 33,33% anual.

Para poder obtener los beneficios e incentivos fiscales mencionados, las inversiones deberán ser evaluadas y certificadas como proyecto de generación de energía eléctrica a partir de FNCE por la UPME. La UPME posee en su sitio web[29] los requerimientos para obtener el certificado correspondiente. Para hacer efectivos los beneficios, el certificado UPME deberá ser presentado a la DIAN cuando corresponda.

Por último, de acuerdo con la normativa vigente en Colombia, existen diversos fondos de promoción o financiamiento, que pueden ser aplicados para la instalación de sistemas de GSD de baja escala; cada uno de dichos fondos posee ciertas particularidades. A continuación, se describe de manera general cada uno de ellos.

Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE): Este fondo se crea mediante la Ley Nº 1715 de 2014, con el objetivo de financiar programas de FNCE y gestión eficiente de la energía, especialmente para financiar programas y proyectos relativos a la implementación de soluciones de autogeneración a pequeña escala dirigidos al sector residencial de estratos 1, 2 y 3. El FENOGE, reglamentado por el MME, recibe aportes presupuestarios del gobierno nacional, y puede además recibir fondos de entidades privadas y públicas, nacionales o multilaterales.



29. https://www1.upme.gov.co/Incentivos/Paginas/abcfnce.aspx

Mediante la Ley Nº 2099 de 2021, el FENOGE continuará recibiendo cuarenta centavos ($0,40) por cada kilovatio hora despachado en la Bolsa de Energía Mayorista. Además, se amplía el espectro de los proyectos que pueden ser financiados por el FENOGE, tanto mediante aportes reembolsables como no reembolsables, como ser: Planes, programas de proyectos del SIN y de las ZNI para promover proyectos de energía renovable; financiar el uso de FNCER para prestación de servicios públicos domiciliarios como alumbrado público, estudios de investigación e implementación de microrredes de energía; creación de vehículos de inversión para desarrollo de activos de FNCE; inversiones en hidrógeno verde, entre otros.

El FENOGE está activo desde el año 2015, su manual operativo fue publicado mediante Resolución del MME Nº 4-1407 de 2017, y posee diversos programas y proyectos en operación, entre los cuales se destacan[30]:

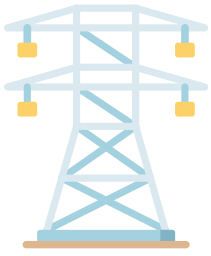
- Colombia E2: Emprendimiento x Energía;
- Herramienta para la Evaluación de Proyectos de FNCER y GEE;
- Campaña de sustitución de bombillas en el Chocó;
- Sistemas de GSD en instituciones educativas del Chocó y la Guajira.

Fondo Único de Soluciones Energéticas (FONENERGIA): Este fondo se crea mediante la Ley Nº 2099 de 2021, y viene a sustituir los siguientes fondos y programas existentes:

- Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE), creado por la Ley Nº 1117 de 2006;
- Fondo de Apoyo para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER), creado por la Ley Nº 788 de 2002;
- Fondo de Apoyo para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI), creado por la Ley Nº 633 de 2000;
- Fondo Especial Cuota Fomento Gas Natural (FECFGN), creado por la Ley Nº 401 de 1997.

El objeto del FONENERGIA, cuya dirección es nombrada por el gobierno nacional, es el de coordinar, articular y focalizar recursos para financiar y realizar proyectos y programas de mejora en la calidad del servicio y la expansión de cobertura energética (electricidad y gas natural) con criterios de sostenibilidad ambiental y social.

El FONENERGIA dispondrá recursos a partir de diversos recaudos presupuestarios, principalmente por el Administrador del Sistemas de Intercambios Comerciales (ASIC), pero podrá, al igual que le FENOGE, recibir aportes y donaciones de instituciones públicas y privadas, nacionales y multilaterales. Cabe mencionar que, de acuerdo a la Ley Nº 2099 de 2021 recientemente sancionada, los fondos actualmente disponibles en PRONE, FAER, FAZNI y FECFGN serán unificados en el fondo FONENERGIA. Hasta que el poder ejecutivo reglamente la nueva ley y el programa FONENERGIA entre en operación, los fondos seguirán funcionando con los proyectos existentes, y se irán trasladando los fondos y proyectos disponibles al FONENERGIA para implementar las iniciativas que surjan en este nuevo fondo.



30. https://fenoge.com/programas-y-proyectos/

## 4.3 Estándares de calidad relevantes para la industria eléctrica, en especial la solar distribuida

Todas las instalaciones eléctricas en Colombia, incluyendo las de generación solar distribuida, deben seguir de manera obligatoria los lineamientos planteados en el RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas), un documento técnico-legal expedido por el Ministerio de Minas y Energía.

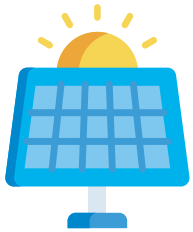
El objetivo de este reglamento es garantizar que las instalaciones, equipos y productos usados en la generación, transmisión, transformación, distribución y utilización de la energía eléctrica cumplan con la protección de la vida y salud humana, animal y vegetal, la preservación del medio ambiente y la prevención de prácticas que puedan inducir al error al usuario final y evitar accidentes. Además, establece de forma clara las responsabilidades que deben cumplir los diferentes participantes que intervienen en el diseño, provisión, operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas, así como las personas jurídicas relacionadas con la cadena de valor de la energía eléctrica, organismos de inspección, certificación y laboratorios.

Este documento consta de 211 páginas divididas en 39 artículos asociados con los lineamientos más importantes sobre la seguridad y buenas prácticas eléctricas. Además, a través de su artículo 27.1 "Aplicación de normas técnicas" establece de uso obligatorio los primeros siete capítulos de la Norma Eléctrica Colombiana NTC 2050 de 1998 (también conocido como "Normas RETIE"), basada en la norma técnica americana NFPA 70 versión de 1996.

La primera versión del RETIE fue expedida en 2004 y desde la fecha a sufrido varias modificaciones que se resumen en la tabla a continuación. La versión actual del RETIE fue expedida en 2013 mediante la Resolución Nº 90708.

**Tabla 9. Evolución cronológica del RETIE – resoluciones. Fuente: Ministerio de Minas y Energía**

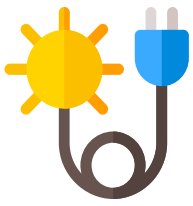
| Referencia | Comentarios |
|---|---|
| **Resolución Nº 41291** | Por la cual se amplía la vigencia de los certificados de competencias expedidos de acuerdo al numeral 32.1.3 del Anexo General del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE, adoptado mediante Resolución Nº 90708 de 2013. |
| **Resolución Nº 40908** | Por la cual se decide la permanencia del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. |
| **Resolución Nº 40259** | Por la cual se modifican los numerales 32.1.3 y 38.1 y se adiciona el numeral 32.1.3.1 del Anexo General del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas -RETIE, adoptado mediante Resolución Nº 90708 de 2013. |
| **Resolución Nº 40157** | Resolución Nº 40157 del 1 marzo de 2017.Por la cual se establece la fecha oficial de entrada en funcionamiento del aplicativo para el cargue de información de dictámenes de inspección de instalaciones eléctricas DIIE. |
| **Resolución Nº 40492** | Resolución Nº 40492 del 24 abril de 2015.Por la cual se aclaran y corrigen unos yerros en el Anexo General del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE, establecido mediante Resolución Nº 90708 de 2013. |



| | |
|---|---|
| **Resolución Nº 90795** | Resolución Nº 90795 del 25 julio de 2014.Por la cual se aclara y se corrigen unos yerros en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE, establecido mediante Resolución Nº 90708 de 2013 |
| **Resolución Nº 90907** | Resolución Nº 90907 del 25 octubre de 2013. Por la cual se corrigen unos yerros en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. |
| **Resolución Nº 90708** | Resolución Nº 90708 del 30 agosto de 2013.Por la cual se expide el nuevo del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. |
| **Resolución Nº 90404** | Resolución Nº 90404 del 28 mayo de 2013.Por la cual se amplia la vigencia del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE. |
| **Resolución Nº 180195** | Resolución Nº 180195 del 12 de febrero de 2009, por la cual se establecen mecanismos transitorios para demostrar la conformidad con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE - y se dictan otras disposiciones. |
| **Resolución Nº 181294** | Resolución Nº 181294 de agosto 6 de 2008 y anexo general. |
| **Resolución Nº 180632** | Resolución Nº 180632 de abril 29 de 2008. Por la cual se amplía la vigencia del RETIE por un término de cinco años. |
| **Circular 18041** | Circular Nº 18041 del 6 de septiembre de 2007, por la cual se aclara el uso de bóvedas para instalación de transformadores refrigerados por aire (transformadores secos). |
| **Resolución Nº 180466** | Resolución Nº 180466 de abril 2 de 2007 “Nuevo RETIE”. Se modifica el anexo general del RETIE (Adoptado mediante Resolución Nº 180398 de abril 7 de 2004). |
| **Pararrayos radiactivos** | Los Artículos 44 y 45 del RETIE, establecen aspectos sobre la tenencia y disposición de los pararrayos radiactivos. |
| **Resolución Nº 181419** | Resolución Nº 181419 del 1° de noviembre de 2005, por medio de la cual se hacen aclaraciones en el campo de aplicación del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas expedido mediante Resolución Nº 180398 de abril de 2004. |
| **Resolución Nº 180498** | Resolución Nº 180498 del 28 de abril de 2005, por medio de la cual se modifican algunos aspectos del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, expedido mediante Resolución Nº 180398 de abril de 2004. |
| **Resolución Nº 180398 y anexo** | Resolución Nº 180398 del 7 de abril de 2004 , por medio de la cual se adopta el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas para la República de Colombia. |

El contenido general del RETIE se organiza en los siguientes capítulos:

- Capítulo 1: “Disposiciones Generales”
- Capítulo 2: “Requisitos Técnicos Esenciales”
- Capítulo 3: “Requisitos de Productos”
- Capítulo 4: “Requisitos para el Proceso de Generación”
- Capítulo 5: “Requisitos para el Proceso de Transmisión”



- Capítulo 6: “Requisitos para el Proceso de Transformación (Subestaciones)”
- Capítulo 7: “Requisitos para e Proceso de Distribución”
- Capítulo 8: “Requisitos para Instalaciones de Uso Final”
- Capítulo 9: “Prohibiciones”
- Capítulo 10: “Demostración de la Conformidad”
- Capítulo 11: “Vigilancia, Control y Régimen Sancionatorio”
- Capítulo 12: “Disposiciones Transitorias”
- Capítulo 13: “Revisión y Actualización”

Actualmente, para la instalación de sistemas de GSD en Colombia, se solicita que las instalaciones estén en un todo de acuerdo con la normativa del RETIE. Para esto, los AGPE y GD deberán realizar las instalaciones con profesionales matriculados, los cuales deberán expedir un certificado donde conste que la instalación realizada tiene en cuenta la normativa vigente.

Adicionalmente al RETIE, y de manera particular para los sistemas de GSD, se observa que en el marco regulatorio y legislación vigente en el tema (Ley Nº 1715 de 2014; Res. CREG 030 de 2018, Resoluciones y Circulares UPME), se hace referencia a requerimientos relativos a la instalación, medición, seguridad y calidad de instalaciones de este tipo de sistemas. Como ejemplo, podemos mencionar que respecto de la medición bidireccional, La Ley Nº 1715 establece que los AGPE y GD podrán usar medidores bidireccionales de bajo costo para la liquidación de consumos y entrega a la red, para viabilizar que los procedimientos puedan ser implementados, entre otros, por usuarios residenciales.

En la siguiente sección de este capítulo se hará mención a la normativa específica para conectar sistemas AGPE y GD a las redes de distribución local (RDL).

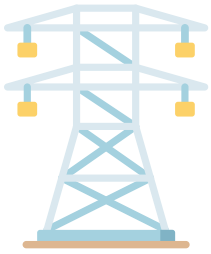
En cuanto a la normativa general para construcción, es muy importante resaltar que tanto las residencias, como los comercios e industrias que piensen o proyecten realizar la instalación de un sistema de GSD en sus techos, cumplan con las buenas prácticas, normas y recomendaciones a nivel nacional relativa a la construcción de viviendas y edificaciones.

Se pueden mencionar, por ejemplo, la norma NSR-2010 (relativa a diseño y construcción sismo resistente), NTC 4595-4596 (relativa a diseño de ambientes de nuevas instalaciones escolares), NTC 4145 (accesibilidad al medio físico), y otras relativas a cubiertas, construcciones de mampostería, etc.

De acuerdo a lo relevado por las cámaras empresarias del sector solar, y si bien no existe actualmente normativa respecto de instalaciones fotovoltaicas a nivel nacional, el cumplimiento de la normativa respecto de la construcción asegura en gran parte la viabilidad de la instalación en cuanto a su resistencia, y evitan grandes riesgos a la hora de instalar, operar y mantener el sistema.

En cuanto a las certificaciones de calidad de los equipamientos específicos a ser instalados en los sistemas de GSD, se tienen en cuenta las certificaciones de reconocimiento internacional obtenidos por los diversos fabricantes de equipamiento. En el Capítulo 5.1 se mencionan las garantías y certificados requeridos por parte de los principales equipamientos a instalar, principalmente módulos solares e inversores.

Por último, de acuerdo a entrevistas mantenidas con diversos actores del sector, entre los cuales se encuentran integradores e instaladores de sistemas de GSD, es recomendable tener en cuenta como referencia, además del RETIE, la normativa internacional para este tipo de instalaciones, como ser la IEC.



## 4.4 Procedimientos y permisos de instalación y conexión a la red eléctrica.

La información de este capítulo forma parte de la Resolución CREG Nº 030 de 2018 (la "resolución" para esta sección). Esta norma establece los requisitos necesarios para que un usuario (existente o nuevo) pueda conectarse a la red y transformarse en un AGPE o GD.

El procedimiento descrito estará focalizado en AGPE con potencia instalada menor a 1 MW y GD (que tienen una potencia instalada menor a 0,1 MW) que son los segmentos de interés para este estudio.

**Estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1**

Con anterioridad a efectuar una solicitud de conexión de un GD o un AGPE a un SDL en NT1, el solicitante deberá verificar en la página web del OR, que la red a la que desea conectarse tenga disponibilidad para ello cumpliendo con los parámetros del Art. 5 de la resolución. Los OR deben disponer de información suficiente para que un potencial GD o AGPE pueda conocer el estado de la red en el punto de conexión deseado para proceder a la solicitud de conexión al sistema.

**Sistema de información para trámite en línea**

Los OR deben disponer de un sistema de información electrónico para que un potencial AGPE o GD pueda realizar por adelantado el trámite de conexión, recibir notificaciones y pueda conocer el estado de su trámite en todo momento a través de la página web.

### 4.4.1 Procedimiento simplificado de conexión al STR o SDL del AGPE con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW y GD (Art. 10 Resol. CREG 030 2018)

Las etapas del procedimiento simplificado para conexión del GD o AGPE con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW son:

a) Revisión de la disponibilidad de la red según el Art. 6 de la resolución.

b) Diligenciamiento de la información del formulario de solicitud de conexión simplificada en la página web de la OR.

c) Respuesta de la OR a la solicitud. El OR tiene cinco días hábiles contados a partir del día siguiente al de recibo de la solicitud en la página web para emitir concepto sobre la viabilidad técnica de la conexión.

   De ser aprobada la conexión, la respuesta del OR deberá detallar las condiciones de conexión y la fecha de pruebas. La puesta en operación de la conexión será la que el solicitante haya especificado.

   Si la solicitud sea rechazada, la OR deberá brindar la causa técnica que justifique el rechazo, especificando el fundamento normativo o técnico que lo soporte, los parámetros verificables de indisponibilidad de red o de los requisitos incumplidos para poder otorgar la conexión. En caso de que la causa sea indisponibilidad de la red, se deben detallar las obras requeridas para hacer posible la conexión.

La vigencia de la aprobación de la conexión es de seis meses. Transcurrido este plazo y si la causa no es imputable al prestador del servicio, la OR actualizará la información de la red con la disponibilidad liberada y el solicitante recién podrá presentar una nueva solicitud a partir del séptimo mes siguiente de la expiración de la capacidad aprobada no utilizada.

d) Posterior a la aprobación de la conexión, el OR dispondrá de dos días hábiles anteriores a la fecha de entrada en operación informada por el usuario, para verificar los parámetros declarados y efectuar las pruebas requeridas. En caso de que se requiera de ajustes, la OR deberá dar un detalle de lo requerido y programará una nueva visita de prueba dentro de los siete días hábiles siguientes de la primera visita.

e) Una vez finalizada la prueba, el OR dispondrá de dos días hábiles para efectuar la conexión, siempre y cuando no afecte a otros usuarios del SDL o STR, en cuyo caso el OR dispondrá del período adicional especificado en la resolución.

f) El OR podrá verificar las condiciones de conexión en cualquier momento posterior a la entrada en operación del sistema. Si encuentra que no se cumple con las características declaradas en la solicitud de conexión, la OR deshabilitará la conexión hasta que sea subsanada la anomalía. Los costos producidos por la visita serán cubiertos por el AGPE o GD.

Derechos del AGPE o FD: en caso de que el OR incumpla con alguna de las acciones indicadas anteriormente o dificulte junto con el comercializador la conexión de un AGPE o GD, podrá ser investigado y sancionado en el marco de las competencias de la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC). Se deberá informar esa situación en la página web del OR y en la SSPD.

### 4.4.2 Procedimiento simplificado de conexión al STR o SDL del AGPE con potencia instalada mayor a 0,1 MW y menor o igual a 1 MW (Art. 11 Resol. CREG 030 2018)

Las etapas para el procedimiento de conexión a la red de AGPE con potencia instalada mayor a 0,1 MW y menor a 1 MW son:

a) Estudio de conexión simplificado. El AGPE debe elaborar un estudio con el formato definido por la CREG. Este estudio puede ser elaborado por el solicitante o por el OR a solicitud de aquél. Si el interesado realiza el estudio por su cuenta, el OR debe revisar dicho estudio adecuándolo, de ser necesario, para que cumpla con los criterios establecidos en la normativa aplicable. De todas formas, el estudio es responsabilidad del AGPE que se conecta.

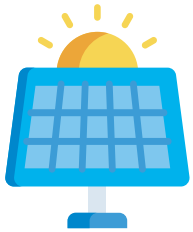
   Si las pérdidas de energía son superiores a las informadas al OR para el nivel de tensión correspondiente, su costo podrá ser acordado entre las partes para ser incluido en el contrato de conexión.

b) Diligenciamiento de la información del formulario de solicitud de conexión simplificada en la página web de la OR y presentación del estudio de conexión simplificado.

c) Respuesta de la OR a la solicitud. El OR tiene siete días hábiles contados a partir del día siguiente al de recibo de la solicitud en la página web para emitir concepto sobre la viabilidad técnica de la conexión.

   Al finalizar este período, de ser viable la conexión el OR deberá ofrecer el punto de conexión y suscribir el respectivo Contrato de Conexión.

   Si la solicitud sea rechazada, la OR deberá brindar la causa técnica que justifique el rechazo, especificando el fundamento normativo o técnico que lo soporte, los parámet-



ros verificables de indisponibilidad de red o de los requisitos incumplidos para poder otorgar la conexión. En caso de que la causa sea indisponibilidad de la red, se deben detallar las obras requeridas para hacer posible la conexión.

d) El OR y el interesado firmarán el Contrato de Conexión dentro de los cinco días hábiles siguientes de la fecha de la remisión de los resultados de la viabilidad técnica.

   El incumplimiento de este plazo por parte del solicitante liberará al OR de mantener la potencia instalada de transporte asignada y ésta podrá ponerse a disposición de otro cliente.

   La potencia de transporte asignada estará disponible durante seis meses desde la fecha de aprobación.

e) Si el AGPE desiste de la ejecución del proyecto de conexión al OR o el proyecto no entra en operación en la fecha establecida del contrato con por lo menos 90% de la potencia instalada de autogeneración, se liberará la capacidad de transporte no empleada.

f) Antes de efectuar la conexión del AGPE al sistema deben realizarse las pruebas para asegurar el correcto funcionamiento de todos los dispositivos. En caso de encontrar deficiencias, el OR no podrá conectar al AGPE hasta que la falla no sea subsanada. El OR deberá coordinar con el AGPE el plan de pruebas e informar la fecha de realización con al menos 48 horas de anticipación.

g) El OR podrá verificar las condiciones de conexión en cualquier momento posterior a la entrada en operación del sistema. En caso de que se encuentren incumplimientos en alguna de las características contenidas en el contrato de conexión o que el autogenerador incumpla alguna de las normas de calidad de la potencia, o el AGPE no permita el acceso del OR a sus instalaciones, el OR procederá a deshabilitar la conexión hasta que se resuelva la anomalía. De llegarse a encontrar diferencias entre las características pactadas en el contrato de conexión y las reales, los costos producidos por la visita serán cubiertos por el AGPE.

h) En caso de que el OR incumpla con alguna de las acciones indicadas anteriormente o dificulte junto con el comercializador la conexión de un AGPE o GD, podrá ser investigado y sancionado en el marco de las competencias de la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC). Se deberá informar esa situación en la página web del OR y en la SSPD.





# 5. ANÁLISIS DE LA TECNOLOGÍA

En el presente capítulo se describirán las características de las instalaciones y sus actividades de mantenimiento, junto con los riesgos asociados. Se hará un relevamiento y análisis de los precios históricos de los sistemas de GSD, y se describirán las tendencias de precios esperadas para los próximos años. Por último, se describirán y analizarán los diferentes eslabones de la cadena de suministro, y se determinará una estructura de costos típica actual para este tipo de sistemas.

Vale la pena mencionar, que de las alternativas de instalación mencionadas en la sección 2.2, se hará foco en los sistemas de GSD on-grid, o conectados a la red de distribución, y particularmente los sistemas de baja escala, es decir, de 1 MWp o inferior, debido al interés y a los objetivos del presente trabajo (es decir, la potencia para ser considerado AGPE o GD).

## 5.1 Descripción de los sistemas solares de generación fotovoltaica distribuida, estándares de operación y garantías

En esta sección Se hará foco en la descripción del equipamiento principal que compone los sistemas de GSD y las garantías ofrecidas por sus fabricantes; se describirán los diferentes tipos de instalaciones y materiales involucrados en el denominado “balance del sistema” o “balance of system” (BOS por sus siglas en inglés); además, se presentarán los estándares de operación para sistemas de GSD en diferentes escalas y los riesgos técnicos y operativos asociados a este tipo de instalaciones.

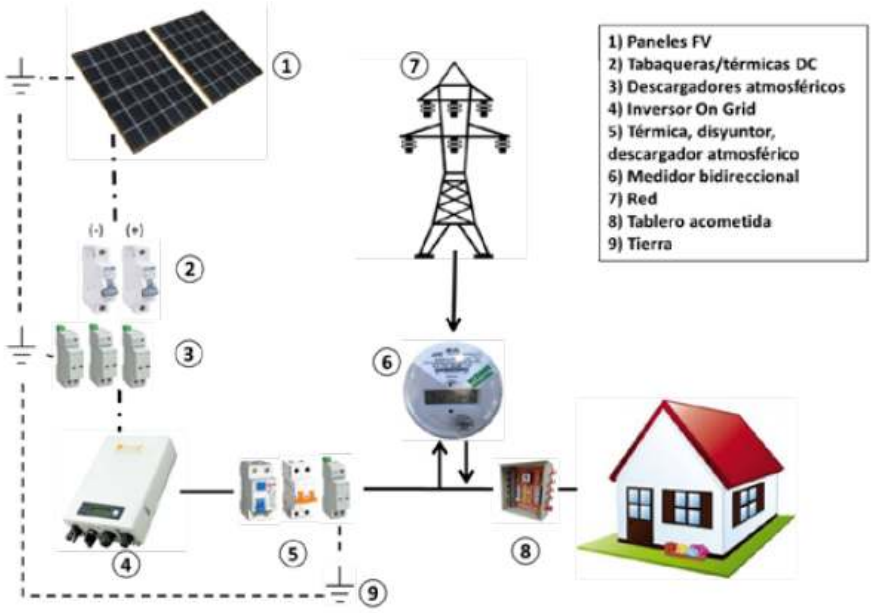



**Imagen 17. Componentes típicos de un sistema de GSD conectado a red.**

Como se puede ver en la imagen anterior, los sistemas GSD típicos poseen los siguientes componentes:

Equipamiento principal:

- Módulos Fotovoltaicos;
- Inversores de corriente.

Equipamiento auxiliar o "balance de sistema" (BOS):

- Estructura de soporte o montaje;
- Cableado y equipamiento eléctrico;
- Protecciones;
- Sistema de medición bidireccional.

Además, existen equipamientos opcionales del BOS, entre los cuales se encuentran los sistemas de almacenamiento de energía (baterías). A efectos del presente trabajo, se describirán los sistemas conectados a red sin sistema de almacenamiento, ya que, debido al marco normativo de Colombia (Capítulos 3 y 4), el sistema de medición neta o net metering permite realizar intercambios energéticos con la red de distribución, sin necesidad de realizar almacenamiento de los excedentes de energía generados por el sistema y no consumidos instantáneamente por el usuario.

A continuación, se resumen las principales características de los componentes de los sistemas de GSD, así también como sus principales estándares de operación, riesgos y garantías:

| Componente | Características principales | Estándares de operación | Riesgos y garantías |
|---|---|---|---|
| **Módulo Fotovoltaico** | - Fabricado a gran escala por empresas multinacionales (principalmente China, Europa y Japón).<br>- Formado por celdas solares (componente activo), cristal de vidrio y capas de protección, estructura y caja de conexiones.<br>- Producto modular y de formato estándar.<br>- Su vida útil estimada es de 25 años. | - Al ser el componente unitario más costoso de la instalación, se debe tener particular cuidado durante su operación. Sin embargo, el mantenimiento se reduce a la inspección visual y a la limpieza, por lo que posee bajo riesgo de rotura.<br>- No posee partes móviles, por lo que no existe mantenimiento mecánico. | - Los principales fabricantes garantizan la performance, la degradación anual y la vida útil por al menos 20 años.<br>- Los principales riesgos aparecen en caso de instalaciones incorrectas, debido a impactos mecánicos en los módulos, o a fallas eléctricas.<br>- Importante realizar instalación por personal idóneo, con todas sus protecciones. |
| **Inversores** | - Fabricado a gran escala por empresas multinacionales.<br>- Es un equipo electrónico de relativamente fácil instalación. | - El inversor es el equipo más sensible, por lo que debe estar protegido del sol, preferentemente en un lugar seco y con ventilación.<br>- Requiere una revisión del funcionamiento periódica. | - Al ser uno de los componentes más sensibles de la instalación, se debe asegurar el correcto dimensionamiento e instalación del sistema.<br>- Los principales proveedores dan garantías de entre 7 y 10 años. |
| **Estructura de montaje** | - Estructuras de anclaje de módulos a las superficies (techos o suelo), con o sin inclinación respecto del plano horizontal.<br>- En su mayoría de aluminio, acero galvanizado u otros metales con resistencia a las cargas y eventos meteorológicos. | - No requiere mayor mantenimiento, se debe realizar inspección visual de los elementos de soporte. | - Principal riesgo asociado a instalación incorrecta, o a fallas mecánicas.<br>- Es importante la revisión periódica para evitar fallas en el anclaje que lleven a rotura de equipamiento. |
| **Cableado y equipamiento eléctrico** | - Cableado especialmente fabricado para sistemas solares en corriente continua. | - No requiere mayor mantenimiento. | - Al ser elementos estándar, los riesgos de falla son bajos. |
| **Protecciones** | - Fusibles y sistemas de protección estándar para instalaciones eléctricas.<br>- La vida útil es mayor a 10 años, protege al sistema de sobretensiones y otras fallas del tipo eléctrico. | - No requiere mayor mantenimiento. | - Al ser elementos estándar, los riesgos de falla son bajos. |

Desde la perspectiva de la red de distribución, existen diversos estudios que analizan el comportamiento de los equipamientos de los sistemas de GSD ante, por ejemplo, grandes penetraciones de la energía solar distribuida en las redes. Uno de los desafíos principales que se mencionan es el del control de estabilidad de los parámetros eléctricos de la red (control de armónicos, variación de tensión y frecuencia, control de energía reactiva). Se destaca que Colombia tiene algunas ventajas respecto de otros sistemas eléctricos, que hacen que esté más preparada para altas tasas de penetración de energía a partir de sistemas GSD. A grandes rasgos, estas características se resumen a continuación.

- Posee varias plantas generadoras de energía hidroeléctrica de embalse con gran capacidad de almacenamiento, y además posee centrales de generación termoeléctrica (gas, carbón) relativamente cercanas a los grandes centros de consumo, que sirven como respaldo de potencia de la energía solar para complementar en las horas no solares.
- Posee una buena interconexión con países vecinos (Ecuador, Venezuela), y además se proyecta que esta interconexión resulte aún más sólida gracias a la futura interconexión con Panamá. Mediante las interconexiones regionales, se tiene la posibilidad de intercambiar energía con los sistemas regionales en caso de que haya déficit de generación de manera generalizada (por ejemplo, en casos de días con muy baja irradiación solar).
- El margen de reserva del SIN es actualmente amplio, lo que hace que el sistema esté más preparado para absorber los efectos de introducir generación de FNCER variables.

La flexibilidad de las redes y la disponibilidad de centrales de generación con capacidad de actuar como respaldo, además de los sistemas regionales, hace que los niveles de penetración posible de la energía solar fotovoltaica pueda llegar a niveles muy altos, incluso al 100%, como por ejemplo lo ocurrido en el sistema interconectado del sur de Australia en el mes de octubre de 2020:

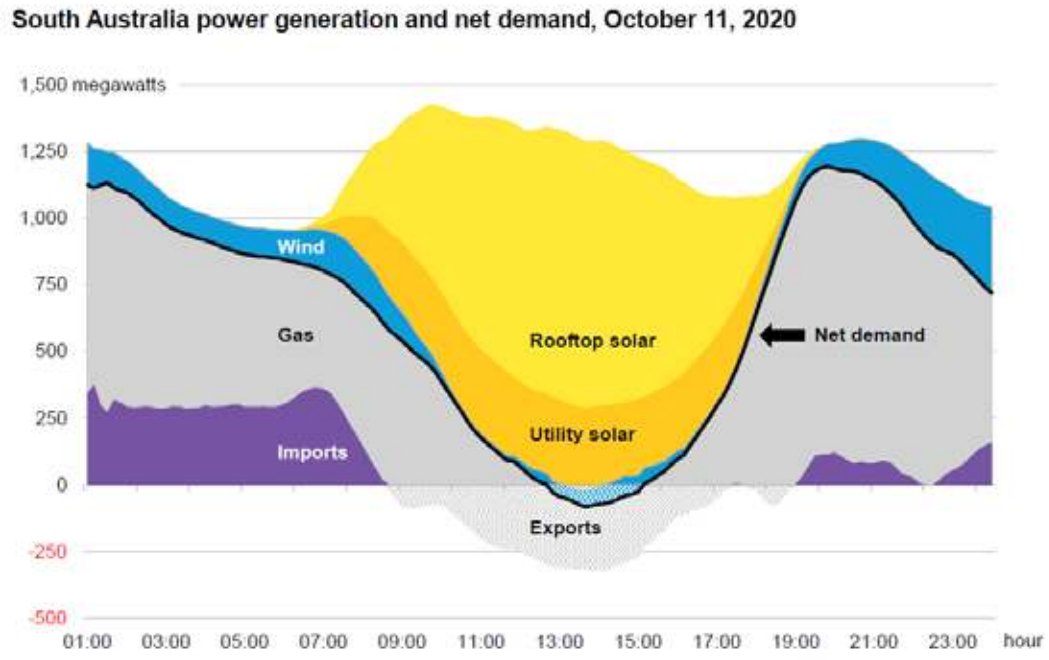



**Imagen 18. Curva diaria de generación por tecnología, ejemplo 11/10/2020 en Australia. Fuente: BNEF.**

La potencia máxima del sistema del sur de Australia es de 1.500 MW aproximadamente. En ese momento, el 75% de la demanda fue aportada por los 288.000 sistemas de GSD en los techos australianos. Las plantas de gas natural instaladas en dicho sistema aportaron herramientas de estabilidad a la red, además de exportar energía a su región vecina de Victoria.

Vale la pena mencionar que, aunque aún no ha sido implementado en Australia, la nueva tecnología de inversores y potencialmente el almacenamiento, aportan las herramientas necesarias para asegurar la estabilidad de la red de distribución que se requiere para estos niveles de penetración.

## 5.2 Precios históricos de los sistemas fotovoltaicos

### 5.2.1 Precios internacionales

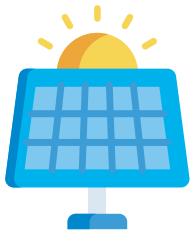
La tecnología de generación fotovoltaica ha evolucionado rápidamente en estos últimos 10 años. Según el último reporte de costos de mercado de IRENA[31], los costos de instalación unitarios medios a nivel mundial han reducido un 81% entre 2010 y 2020, con una reducción de 13% solamente en el último año. Además, el factor de capacidad medio de los sistemas fotovoltaicos instalados subió, en el mismo período 2010-2020, desde 13,8% hasta 16,1%, consiguiendo un pico de 17,9% en 2018.

Esta evolución tecnológica, y por consiguiente su bajada de costos, ha permitido que la implementación de este tipo de sistemas a nivel mundial sea cada vez más rápida, lo que a su vez retroalimenta la bajada de costos, gracias a la escala de adopción. Según IRENA, la capacidad instalada fotovoltaica a nivel mundial se multiplicó por 16 entre 2010 y 2020, llegando a los 707 GW fotovoltaicos instalados (en todas sus escalas).

Uno de los motivos principales de esta tendencia es la disminución de precios de su principal componente, el módulo fotovoltaico. El costo de los módulos fabricados con celdas de silicio cristalino ha bajado un 93% entre 2009 y diciembre 2020.

Para ilustrar la relación entre los costos y la capacidad instalada, la consultora Bloomberg New Energy Finance (BNEF) calcula en uno de sus informes la "curva de aprendizaje" de la tecnología. Esto es, se calculan y comparan los costos de la tecnología, cada vez que se duplica la cantidad de módulos fabricados a nivel mundial. Según el informe de BNEF[32], desde 1976 cada vez que cada vez que se duplica la cantidad de módulos manufacturados a nivel mundial, el costo del módulo baja un 28%.

En la gráfica siguiente podemos ver cómo esta curva de aprendizaje viene marcando una clara tendencia en los últimos 45 años. Además, registra una curva de pendiente más acentuada desde el año 2015 a la fecha. Desde 2003 a 2008, como se puede ver, el costo se ha desviado de la curva, debido principalmente a la falta de insumos y materiales básicos como el silicio policristalino.



31. IRENA (2021), Renewable Power Generation Costs in 2020, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

32. Moore, J., Bullard, N., "BNEF Executive Factbook", Bloomberg New Energy Finance (BNEF), publicado en marzo de 2021.

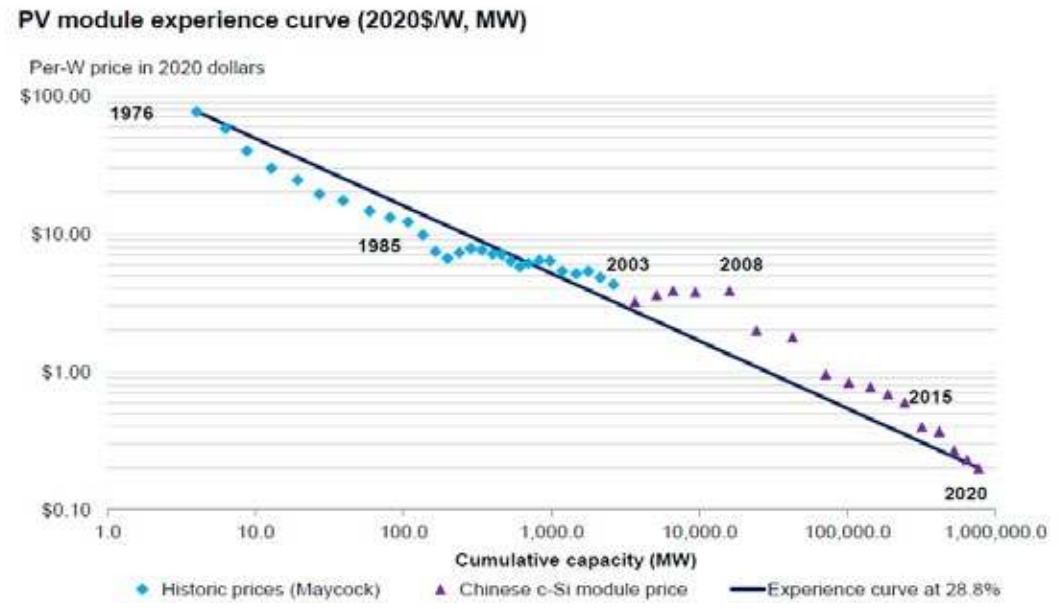



**Imagen 19. Tendencia de costos de módulos fotovoltaicos y curva de aprendizaje. Fuente: BNEF.**

Respecto del costo total de los sistemas, y gracias a la mejora de la eficiencia y reducción de costos de los componentes mencionados anteriormente, la tendencia sigue a la baja. En el mismo reporte de IRENA, se reporta que el costo total promedio de instalación de sistemas fotovoltaicos, en todas sus escalas, ha decrecido desde los 4,73 USD por vatio instalado en 2010, hasta los 0,883 USD por vatio en 2020.

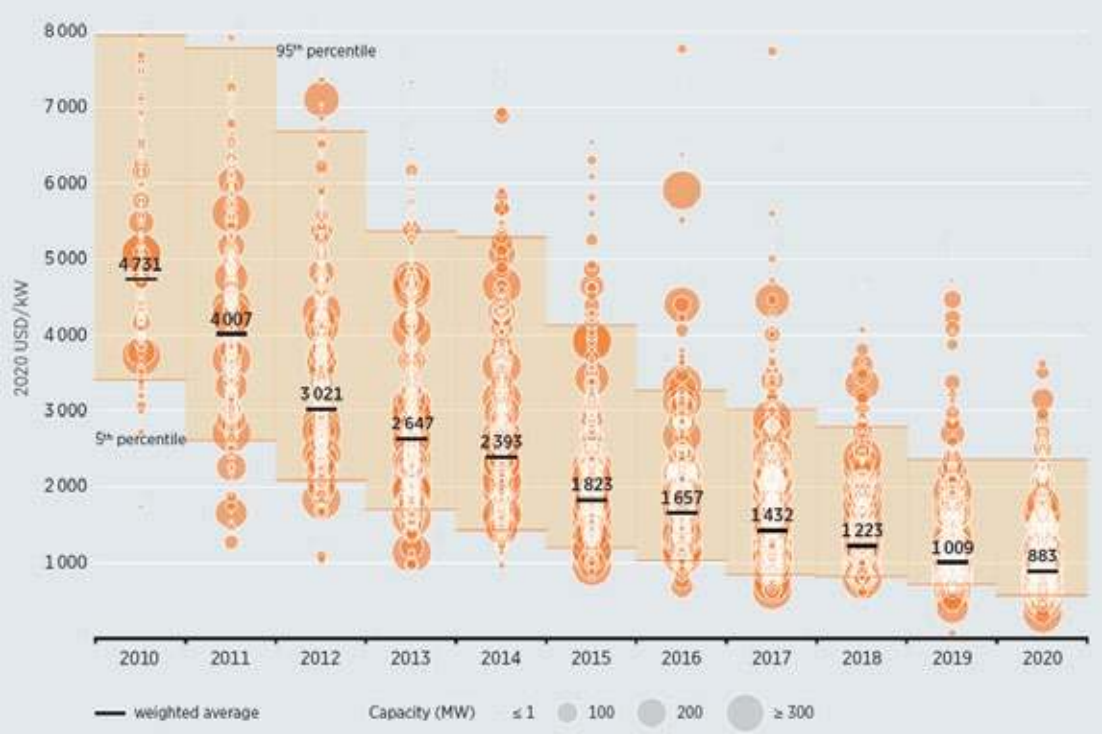



**Imagen 20. Costos de instalación de sistemas fotovoltaicos y promedios ponderados. Fuente: IRENA Renewable Cost Database.**

En el gráfico precedente puede verse no sólo que los costos medios han bajado, sino que tanto los costos de los sistemas más caros, como la dispersión entre costos ha disminuido notablemente. Esto indica que los sistemas de menor escala están ganando competitividad respecto de los sistemas de mayor escala.

En este sentido, según IRENA, desde 2010 los rangos de precios para instalaciones de escala domiciliaria han bajado desde entre 4,3 y 7,6 USD/W, hasta los 0,6 y 4,2 USD/W, lo que significa una reducción de entre 46% y 85%[33]. Para los sistemas de tipo comercial, el rango observado en 2020 es de 0,6 a 2,9 USD/W.

Debido al gran aumento de competitividad de los sistemas de pequeña escala, y de acuerdo con el reporte "Renovables 2019" elaborado por la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés)[34], la capacidad instalada anual de sistemas de GSD a nivel mundial llegó a los 41 GW en 2018, lo cual corresponde al 40% del total de las nuevas instalaciones fotovoltaicas, y un cuarto de la capacidad renovable agregada en 2018. Gracias a estas nuevas instalaciones, la capacidad instalada total de sistemas de GSD en el mundo ha llegado a los 213 GW.

### 5.2.2 Precios nacionales

América Latina y el Caribe está acompañando las tendencias crecientes de instalación de sistemas de GSD en sus redes de distribución, gracias a las mejoras tecnológicas, de costos, y normativas en muchos de sus países. Según el reporte de IRENA "El futuro de la Fotovoltaica"[35], países como México y Brasil son los países de la región que más se han destacado en cuanto a instalaciones fotovoltaicas distribuidas. En México se han instalado más de 100.000 sistemas de GSD en techos residenciales, comerciales e industriales al año 2018. En Brasil, únicamente en 2018 las instalaciones de sistemas GSD fueron de 390 MW, gracias a la competitividad que otorga a estos sistemas la regulación de net metering. Al año 2020, Brasil tiene una capacidad instalada de sistemas de GSD de aproximadamente 4.500 MW[36].

En línea con lo observado a nivel mundial y regional, los costos de instalación de la tecnología fotovoltaica distribuida en Colombia han visto reducciones en los últimos años, y se espera que continúe descendiendo a medida que se aumente la tasa de adopción de la tecnología en el país. De acuerdo al informe del BID[37], los costos de instalación de los sistemas fotovoltaicos en general dependen mucho de la escala del proyecto.

De acuerdo a los valores relevados por dicho informe para Colombia, la central más grande instalada en Colombia (proyecto El Paso de Enel Green Power) tuvo un costo de instalación aproximado de 0,81 USD/W, mientras que el promedio relevado en el año 2018 fue de 1,44 USD/W. Los costos de los proyectos solares para AGPE y GD no fueron relevados en dicho informe, ya que existían pocos proyectos en la fecha de elaboración.

33. Debido a la mayor escasez de información respecto de los sistemas de baja escala, IRENA en su reporte hace mención a sus costos en rangos, y no en valores promedios.

34. IEA, "Renewables 2019, Analysis and forecast to 2024", 2019.

35. International Renewable Energy Agency (IRENA), Future of Solar Photovoltaic, publicado en noviembre de 2019.

36. Según datos de la Asociación Brasileña de Generación Distribuida (ABGD), disponible en https://www.abgd.com.br/portal/dados-mercado/

37. García de Fonseca, L., Parikh, M., Manghani, R., Paredes, J., "Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina", Banco Interamericano de Desarrollo (BID), publicado en diciembre de 2019.

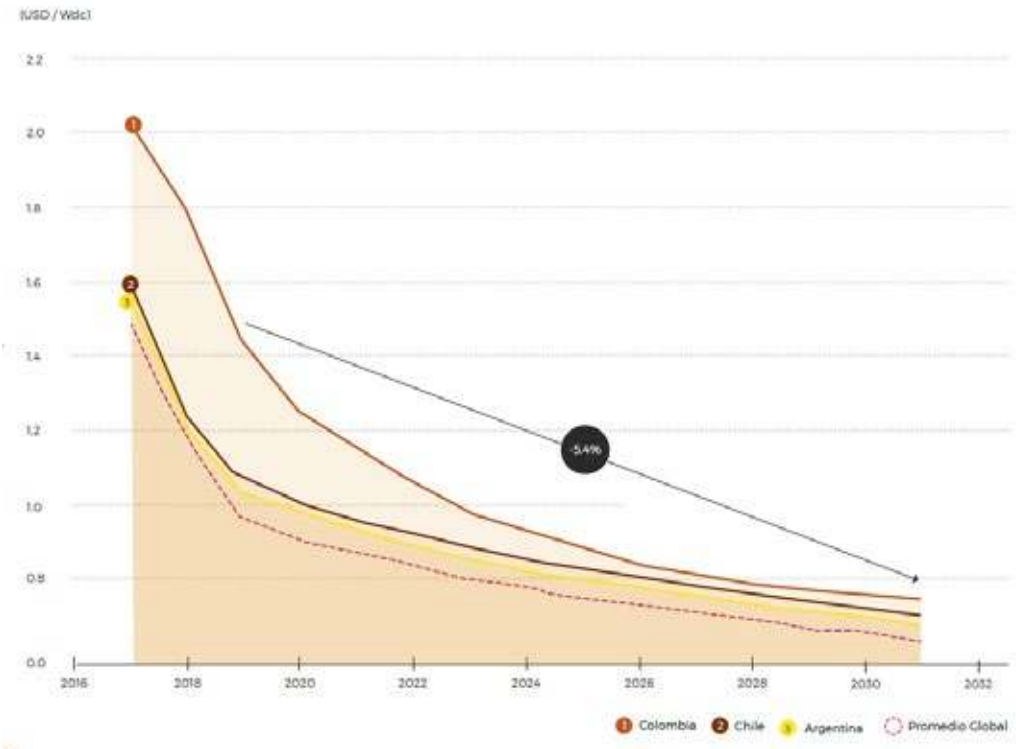



**Imagen 21. Evolución de los costos de instalación fotovoltaicos en Colombia y otros países de LAC. Fuente: BID (2019).**

De acuerdo a las estimaciones realizadas en base a precios relevados a nivel nacional e internacional, tanto de costos de componentes como de instalaciones, se espera que los proyectos más pequeños, es decir, menores a 100 kW, estén en el rango entre 2,00 y 1,65 USD/W instalado.

Es importante remarcar que los costos de cumplimiento con los requisitos de los operadores de red, que son necesarios para lograr la aprobación de la interconexión del proyecto de AGPE y GD (elaboración de documentación, planos, formularios y documentación solicitada) son una componente que influye mucho en el precio total de las instalaciones, en especial en las instalaciones de menor escala. Ya que los permisos, documentos y sellos necesarios para presentar la información son similares para sistemas de GD y AGPE de potencia menor de 100 kW, se observa que la incidencia en costos para las instalaciones residenciales muy pequeñas es muy grande en comparación al equipamiento y mano de obra necesaria.

Como se verá en el capítulo siguiente, la instalación de sistemas de GSD para el segmento residencial con menor cantidad de consumo registrado (menos que 300 kWh mensuales) poseen el doble desafío de los costos de las autorizaciones de conexión, y los subsidios al consumo, que hacen en muchos casos económicamente inviable su instalación.

## 5.3 Tendencias de precios de la tecnología fotovoltaica en el futuro

Como resultado de la caída de los precios históricos mencionada en la sección anterior, tanto a nivel global como en los países de ALC, durante los últimos años se ha logrado un hito sumamente importante de cara a las proyecciones futuras para la instalación de este tipo de sistemas: en una gran cantidad de países, los costos de instalación de sistemas de GSD residenciales y comerciales ha hecho que los costos de la energía proveniente de este tipo de sistemas, sean inferiores a las tarifas eléctricas vigentes por parte de las distribuidoras.

Además, según las proyecciones de la IRENA en 2019[38], se espera que los costos de los sistemas de GSD bajen entre un 15 y un 35% adicional hacia el año 2024, aumentando aún más la viabilidad económica y el atractivo de este tipo de sistemas.

Igualmente, las políticas públicas constituyen un estímulo fundamental para la adopción de los sistemas de GSD. Si bien los principales países del mundo están haciendo decrecer los subsidios a la energía generada en sistemas de pequeña escala, las políticas tarifarias y los incentivos económicos, los cupos máximos de inyección de energía solar distribuida y otras políticas de incentivo al autoconsumo y a la eficiencia energética, ayudarán a aumentar la conciencia de los beneficios de los sistemas de GSD, lo que constituye un pilar fundamental para lograr la adopción deseada.

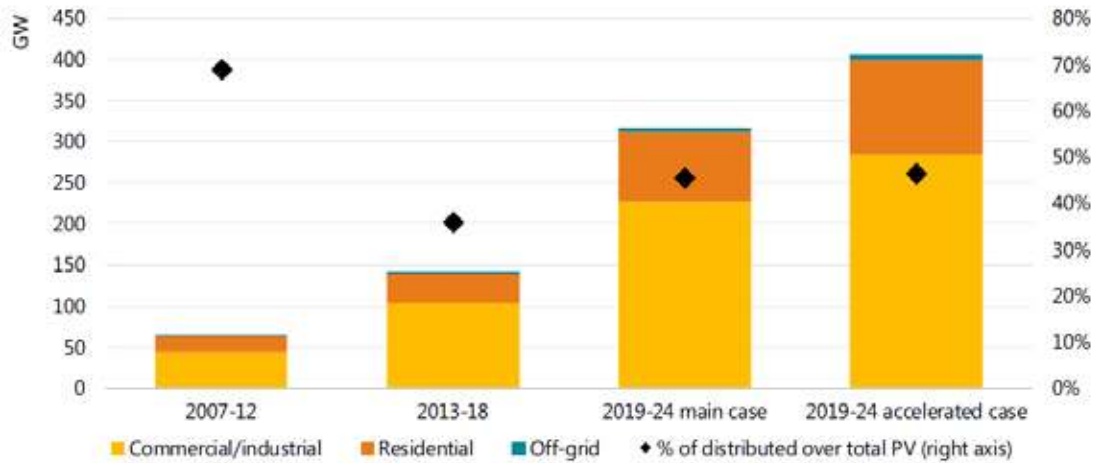



**Gráfico 1. Proyecciones de la penetración de sistemas GSD a nivel mundial, en MW y como porcentaje del total de los sistemas fotovoltaicos. Fuente: IEA.**

Esta tendencia de precios seguramente se verá tanto en el mercado internacional, como también en Colombia y el resto de los países de ALC, teniendo en cuenta el origen y la escala de fabricación de los equipamientos principales, como también la curva de aprendizaje que continúa avanzando en Colombia, y se espera continúe a gran velocidad durante los próximos años.

Asimismo, el informe del BID prevé que en Colombia los costos totales de instalación desciendan un promedio de 5,4% anual hasta 2030, hasta llegar a valores promedio de 0,92 USD/W.

38. International Renewable Energy Agency (IRENA), Future of Solar Photovoltaic, publicado en noviembre de 2019

## 5.4 Cadena de suministro del equipamiento principal de sistemas de GSD

En esta sección se describirá, de acuerdo con lo relevado en el mercado colombiano, las características de la cadena de suministro para el equipamiento principal que compone un sistema de GSD.

A continuación, se hace un relevamiento, en base a las fuentes consultadas para dichas secciones[39], las características principales de la cadena de suministro y los tipos de participantes en el mercado colombiano:

- ***Fabricación de equipamiento principal:***

La fabricación de módulos e inversores fotovoltaicos a gran escala ocurre en pocos países del mundo, con un claro dominio de China en este segmento, tanto en módulos fotovoltaicos como en inversores de corriente. Otros mercados importantes en donde existe manufactura a gran escala de equipamiento principal fotovoltaico es Europa (principalmente Alemania), Japón, y fábricas en Estados Unidos que elaboran otro tipo de tecnología de módulos como los de capa fina.

Las instalaciones de fabricación de módulos fotovoltaicos son de capital intensivo, ya que se requieren grandes cantidades de equipamiento, principalmente para la purificación y transformación del silicio en celdas solares. Es por eso, que en este tipo de instalaciones, la escala es muy importante para la estructura de costos, lo que hace aún más complicada la entrada de nuevos fabricantes.

Es por eso que, a nivel mundial, prácticamente todas las instalaciones se realizan con módulos importados de estos pocos países. En caso de los inversores, si bien hay varios países que fabrican este tipo de tecnología, los mercados de exportación están dominados por grandes jugadores desde China, como SMA Sungrow, y Huawei. Los módulos e inversores instalados en Colombia, al igual que lo que ocurre en el resto de la región de ALC, provienen de estos mercados de exportación.

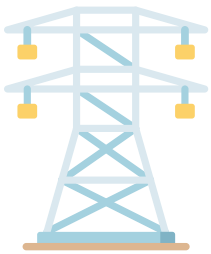
- ***Logística e importación de equipamiento principal:***

Los módulos e inversores son transportados en medios de carga e importados al país por empresas que operan localmente. En Colombia existen empresas locales y extranjeras que realizan este tipo de trabajos.

Debido a la exención de aranceles de importación para el equipamiento de energía renovable, y debido al tamaño del mercado eléctrico colombiano, las escalas hacen que los costos para importación de equipamiento principal sean relativamente bajos. Estas características, sumadas a la buena infraestructura portuaria del país, hace que Colombia tenga numerosas ventajas competitivas en cuanto a costos para la instalación de este tipo de sistemas en el país, a comparación con otros países de la región, con menos infraestructura logística o altos costos y aranceles de importación.

- ***Distribución y comercialización de equipamiento principal:***

En la gran mayoría de los casos, la compra e importación de equipamiento principal se hace a mediana o gran escala, por medio de empresas distribuidoras o comercializadoras de equipamiento. Este tipo de empresas suele ser local o subsidiaria de una empresa internacional, las cuales por lo general son distribuidores o importadores exclusivos de las grandes empresas fabricantes de equipamiento.



39. Informes de mercado local de BID, mercado regional e internacional de IRENA, IEA; proyectos relevados en el mercado local por SER Colombia y ACOSOL.

Existen, por otro lado, empresas distribuidoras o comercializadoras de equipamiento solar, en su naturaleza más pequeñas que las importadoras, las cuales compran equipamiento a menor escala y lo venden a usuarios finales, instaladores particulares, o pequeñas empresas de instalación.

Las grandes empresas integradoras, por su parte, y debido a su gran escala o a la capacidad de realizar acuerdos internacionales, realizan compras directas a los fabricantes de equipamiento para sus proyectos.

- ***Fabricación de equipamiento auxiliar (BOS):***

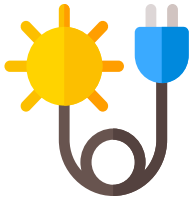
El equipamiento auxiliar de soporte, es decir, las estructuras de montaje de los sistemas, es realizado en su mayoría mediante estructuras metálicas especiales, con materiales como el aluminio. Es importante mencionar que las estructuras de montaje son un elemento muy importante respecto de la calidad y durabilidad del sistema de GSD, ya que una gran parte de los inconvenientes relacionados con la durabilidad del sistema vienen dados por elementos estructurales, como por ejemplo los racks, rieles y tornillos[40]. Colombia posee la capacidad para realizar la fabricación de este tipo de estructuras, por lo que, en el mercado local la mayoría de las instalaciones fotovoltaicas en Colombia utilizan equipamiento de fabricación nacional. En algunos casos, además, las estructuras pueden ser importadas dependiendo del proyecto y proveedor.

- ***Integración e instalación de sistemas de GSD:***

Estas actividades suponen la realización de la instalación del sistema de GSD en el sitio del usuario, e incluye la provisión del equipamiento principal y auxiliar, la instalación del sistema en la vivienda o inmueble del usuario, y todas las actividades necesarias para asegurar el correcto funcionamiento del sistema a la hora del abastecimiento energético y el intercambio con la red de distribución.

En Colombia, de acuerdo con lo relevado por las cámaras empresarias del sector, existen numerosas empresas, de diferentes tamaños, que están activas en el mercado e instalan o integran sistemas de GSD en el país. De acuerdo con el tamaño y al alcance de cada una, existen empresas que realizan servicios “punta a punta”, encargándose de realizar un servicio de ingeniería, procura e instalación completa (del tipo “llave en mano”). Estas empresas realizan la compra y transporte del equipamiento al sitio de instalación, la instalación misma (estructural y eléctrica), así también como las pruebas y el conexionado a la red de distribución. En Colombia, al igual que en otros países de la región de ALC, estas empresas suelen ser de mayor tamaño y trabajan a nivel nacional. Estas empresas, a su vez, pueden ser empresas que provengan del sector eléctrico o energético en general, y tengan vasta experiencia en otros países de la región.

Existen además numerosas empresas de instalación e instaladores particulares, que se dedican en su gran mayoría a la ejecución de instalaciones eléctricas en general. Debido a la relativamente baja cantidad de instalaciones de sistemas de GSD realizadas hasta 2020, este tipo de empresas e instaladores no poseen el volumen de instalaciones necesarias para especializarse únicamente en sistemas de GSD. Sin embargo, estas empresas e instaladores han comenzado a adquirir la experiencia y calificaciones necesarias para esperar que, en el futuro cercano, comiencen a surgir muchas empresas de instalación de sistemas de GSD a nivel local y nacional.



40. En base a lo relevado por cámaras empresarias del sector, respecto de la calidad de las instalaciones.

En muchos casos, las empresas integradoras poseen equipos de instalación propios, como parte de la plantilla permanente. En otros casos, las empresas integradoras subcontratan empresas instaladoras locales para realizar los diferentes trabajos. Este tipo de esquema posee numerosas ventajas para el usuario final, ya que la empresa integradora puede aportar servicios punta a punta, y además bajando los costos logísticos que pudieran suponer el traslado de un equipo de instalación. Por otra parte, este esquema permite la creación de trabajo y capacidades técnicas locales.

## 5.5 Ecosistema de empresas existentes en el sector de GSD en Colombia

En esta sección se muestra un relevamiento de las empresas que participan en los diversos eslabones de la cadena de suministro descripta en el país, según lo conversado con las cámaras empresarias nacionales del sector y relevado en el mercado.

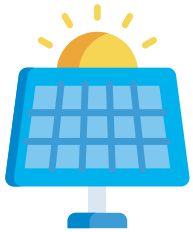
A continuación, se resumen las características generales de las empresas y actividades realizadas:

- Respecto de las empresas integradoras e instaladoras de sistemas de GSD, como se ha mencionado anteriormente, existen numerosas empresas relativamente grandes en tamaño, cantidad de empleados y facturación, que prestan servicios llave en mano, es decir, todos los servicios de manera integral, desde la concepción del proyecto, asesoramiento al cliente, ingeniería, procura e instalación del sistema. Dichas empresas realizan proyectos usualmente para grandes clientes, o bien para usuarios comerciales e industriales. Esto se debe principalmente al tipo de cliente (en su mayoría empresas) y al atractivo de la instalación de sistemas de mayor escala. Otros motivos a considerar son el mayor conocimiento de este tipo de clientes respecto de las alternativas de instalación de sistemas de GSD, la capacidad crediticia, y el tipo de tarifa, que hace que el retorno de este tipo de instalaciones sea más atractivo.

  Existen hoy en día pocos proyectos de energía solar fotovoltaica de pequeña escala conectados a la red de distribución, con potencias instaladas menores a los 10 kW. Este tipo de proyectos corresponde, por lo general, a proyectos para clientes de escala residencial o comercial pequeña. Este tipo de proyectos son realizados, en su mayoría, por empresas más pequeñas de alcance local, que pueden realizar o no todos los servicios necesarios a tal fin. En algunos casos, estas instalaciones son realizadas por empresas o individuos que se dedican al rubro electricidad y en su mayoría operan localmente, sin desplazarse hasta otras provincias para realizar trabajos.

- Respecto de la procura de equipamiento para sistemas de GSD, existen empresas importadoras o distribuidoras de los principales equipamientos, como ser módulos fotovoltaicos e inversores. Estos dos elementos son los principales e integran en conjunto una gran parte del costo total de instalación de los sistemas. Estos equipamientos son en todos sus casos importados, principalmente de China, no teniendo Colombia (al igual que casi todos los países de la región) una industria manufacturera de este tipo de equipamiento.

- Respecto a las estructuras de montaje, se tiene una variedad de alternativas en el mercado de acuerdo con la complejidad y material de sus componentes. Respecto de sistemas de montaje completos, se tiene una sola empresa a nivel local que actualmente posee aproximadamente un 20% de cuota del mercado; el restante 80% de las estructuras es abastecido por proveedores internacionales. La capacidad de fabricación local está principalmente en la manufactura de bases de acero (y perfilería metálica en general); los elementos más complejos y específicos de la industria solar como racks y rieles (para montaje de módulos) son por lo general importados por integradores e instaladores.



- Respecto a la operación y mantenimiento de los sistemas, se encuentra que, por lo general, los sistemas pequeños (de menos de 100 kW) no poseen un contrato de operación o mantenimiento con empresas dedicadas a tal fin, sino que el mantenimiento lo realiza el propio cliente. Esto se debe a que, por la escala del sistema, el costo del mantenimiento es prohibitivo respecto a la energía generada. Para sistemas de más de 100 kW, por el contrario, se hace económicamente más viable la contratación de terceras empresas para realizar un control de la operación y actividades de mantenimiento preventivo y correctivo. Sin embargo, existen también muchos clientes con sistemas de este tipo que realizan su propio mantenimiento, debido a que cuentan con personal con experiencia en instalaciones eléctricas o mantenimiento y servicios.

**Tabla 10. Empresas que participan del ecosistema de energía solar en Colombia. Fuente: SER Colombia y ACOSOL.**

| | | | |
|---|---|---|---|
| AAGES Global Energy Solutions | Enel Green Power Colombia SAS ESP | Ingesolar SAS | Soft Energy SAS |
| ABO Wind | Energía y Movilidad SAS | Ingnowatt SAS | Soinsolar SAS |
| Acciona | Energitel SAS | Ingsolar SAS | Sol Depot, LLC |
| Advance Ingeniería y Soluciones SAS | Energy Electric SAS | Ingsolcom SAS | Sol Magnum SAS |
| AECOM | Energy Power Green SAS | Interenergy | Solar Energies SAS |
| Aiec LTDA | Enersa LTDA | Inti Photovoltaics | Solar Energy Internacional |
| Akuo Energy | Enersolax SAS | jinko Solar | Solar Hub Colombia SAS |
| Allianz Energy | Engi SAS | Lader Energy | Solar Plus SAS |
| Angulo Martínez y Abogados SAS | Engie | Luzolar Energia SAS | Solar Technology Colombia EU |
| Applus | Enzen Spain SL | M&O Integra SAS | Solarpack Colombia SAS ESP |
| Astris Finance | EPYS & Cia. | Mainstream Renewable Power | Solek Colombia Holding SAS |
| Azimut Energia SAS | Erco Energia | Meico SA | Solenium SAS |
| Black Orchid Solar | Essentia Energía Colombia SAS | MPC Energy Solutions Colombia | Solphower SAS |
| Calom Solar SAS | FAECOLOMBIA Energía Limpia SAS | Mundial Solar SAS | Sowitec |
| Canadian Solar | Ferragro SAS | Nextcity Labs Technology | Suhe Energy Solutions SAS |
| CIC LTDA | Fimer | Nitro Energy SAS ESP | Sun Colombia SAS |
| Ciudad Luz Colombia SAS | Fogo Energía Solar | Orinoco Solar Systems SA | Sundial SAS |
| Colombinvest SAS | Fronius International GMBH | Planos y Planas Corp | Sunny App SAS |
| Continua Energías Positivas | Fronius Intertiol Gmbh | Prodiel Colombia SAS | TB Plus Energy SAS |
| Copérnico SAS | Generinn SAS | Promo Enercol | Techos Rentables Energía Solar |
| Cycle System SAS | Gesolar SAS | Rayo Energía | Teckco SAS |
| DC Electricistas SAS | Girsol SAS | Refeel | Tecnisolagro del Caqueta SAS |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Delrio SAS | GNEX Connections SAS | Renergética Latam Corporation | Tesocol SAS |
| Dinercia SAS | Green Yellow | Renergy SAS | Treing SAS |
| E&S Energy SAS | Greencol Energy SAS | Renovatio | Trina Solar |
| EA Ingenieros SAS | Grenergy Renovables | RPR SAS | Tronex Industrial SAS |
| Ecom Energía y Comunicaciones SAS | Grupo Solaire SAS | Rubiales del Pacífico SAS | Tronex SAS |
| Ecomótica SAS | Hemeva SAS | Rymel SAS | Univergy Solar |
| EDF Renewables | Hersic International SAS | Schletter Grouo | Valorem |
| EDP Renewables - Vientos del Norte | Hitachi ABB Power Grids | SEI Energy SAS | Ventus |
| El Árbol de la Luz SAS | HMV Ingenieros LTDA | SEOS Energy SAS | Verano Capital |
| EME Ingeniería SA | Hyrtec | SGS Colombia SAS | Vestas de Colombia SAS |
| EMEF Energia del Futuro SAS | Icarus Desarrollo Solar SAS | Siemens Energy SAS | Voltalia Colombia SAS |
| Emergente Energía Sostenible SAS | Improinde Energy SAS | Sigma Energias SAS | X-Elio |
| Empresa Urrá S.A. E.S.P. | Ingenostrum Colombia | Sirio SAS | |

En resumen, la industria de la GSD es aún incipiente en Colombia, pero se encuentra en crecimiento, así como también en la mayoría de los países en ALC. En la actualidad, comienzan a verse empresas locales adquiriendo experiencia en la instalación de este tipo de sistemas, como así también empresas internacionales desembarcando en Colombia y asociándose con empresas locales para volcar su experiencia adquirida en otros mercados. Por último, las empresas que participan en el mercado como agentes de distribución y comercialización, también están comenzando a proveer servicios y productos asociados a la GSD en el país.

El atractivo del mercado fotovoltaico en Colombia, en particular el de sistemas de pequeño y mediano tamaño a partir de la Resolución CREG Nº 030 de 2018, anticipa una gran cantidad de empresas nacionales e internacionales, de todos los tamaños, ingresando al mercado y compitiendo por un mercado del cual se proyecta un gran crecimiento en los próximos años. A medida que la cantidad y escala de los proyectos se afiance, surgirán otros servicios conexos a los de instalación como la operación, mantenimiento, control remoto, entre otros.



## 5.6 Estimaciones de precios locales para las instalaciones y estructura de costos

En base a los precios relevados a nivel nacional e internacional de los sistemas fotovoltaicos, en particular de los sistemas de GSD, se presenta una estimación de precios locales y estructuras de costos para cada una de las escalas relevantes para el presente proyecto.

Como se puede ver en el gráfico siguiente, los denominados costos blandos, como ser la mano de obra, los costos por permisos, el margen del instalador y otros, tienen una menor incidencia en el precio final unitario de la instalación a medida que la escala del proyecto crece. La escala también favorece a algunos costos dentro del BOS (estructuras, cableado) a medida que crece la escala, pero su efecto es menor que el observado en los costos blandos.

Dichos costos estimados en base al análisis realizado serán de utilidad en el siguiente capítulo, para calcular los potenciales retornos a la inversión para los usuarios eléctricos que instalen un sistema de GSD.

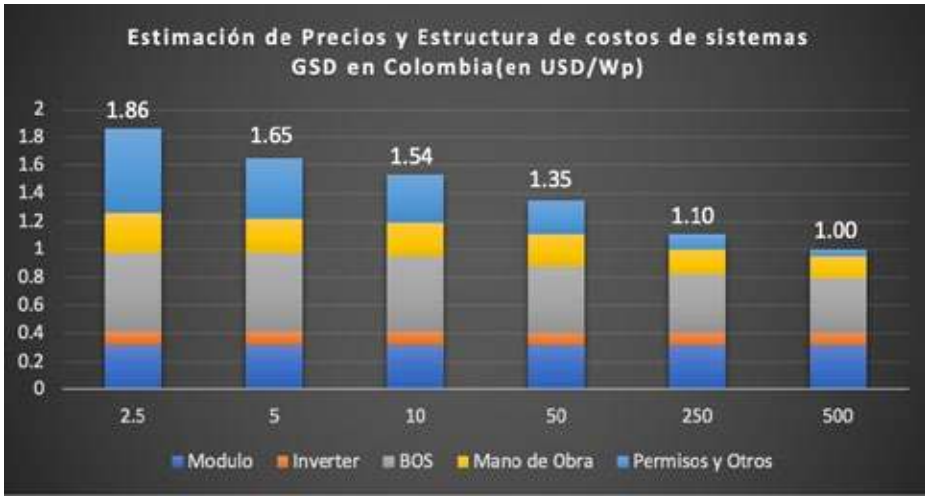



**Gráfico 2. Estructura de costos de sistemas GSD en Colombia. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de diversas fuentes (IRENA, BID, IEA).**



# 6. DEMANDA POTENCIAL DEL MERCADO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA

## 6.1 Clientes objetivo y usos de los sistemas solares fotovoltaicos en generación distribuida, por segmento (residencial, comercial e industrial)

La definición utilizada en el presente trabajo para caracterizar los diferentes grupos de usuarios del servicio público de energía eléctrica responde al glosario contenido en el Decreto Nº 229 de 2002[41]. La definición presentada en el decreto mencionado es la siguiente:

- Servicio residencial: Es el servicio que se presta para el cubrimiento de las necesidades relacionadas con la vivienda de las personas.
- Servicio comercial: Es el servicio que se presta a predios o inmuebles destinados a actividades comerciales, en los términos del Código de Comercio.
- Servicio industrial: Es el servicio que se presta a predios o inmuebles en los cuales se desarrollen actividades industriales que corresponden a procesos de transformación o de otro orden.
- Servicio oficial: Es el que se presta a las entidades de carácter oficial, a los establecimientos públicos que no desarrollen permanentemente actividades de tipo comercial o industrial, a los planteles educativos de carácter oficial de todo nivel; a los hospitales, clínicas, centros de salud, ancianatos, orfanatos de carácter oficial.

Además, según este criterio es que los agentes comercializadores segmentan sus suscriptores o usuarios para la aplicación de tarifas, de acuerdo con la Resolución CREG Nº 079 de 1997 y sus modificatorias. Los segmentos Industrial, Comercial y Oficial se agrupan, a su vez, en "usuarios no residenciales".

La principal diferencia entre los usuarios residenciales y no residenciales es la aplicación de los subsidios y contribuciones al consumo de energía eléctrica, los cuales se aplican como sigue[42]:

41. Decreto Nº 229 de 2002, modificatorio de Decreto Nº 302 del 2000 (Decreto Reglamentario de Ley Nº 142 de 1994).

42. Un resumen de la normativa de aplicación de subsidios puede encontrarse en la web oficial de la CREG: https://www.creg.gov.co/sectores/energia-electrica/como-se-cobra , complementando lo presentado en el Capítulo 3 de este trabajo.

- Segmento Residencial: Se divide en 6 estratos, de acuerdo con el nivel socioeconómico, y puede ser tanto receptor de subsidios como aportar a la contribución de su cubrimiento.
    - Estratos 1, 2 y 3: Estratos socioeconómicos más bajos, los cuales reciben un porcentaje de subsidio sobre el costo de la energía (60%, 50%, y 15%, respectivamente);
    - Estrato 4: Estrato medio, el cual no recibe subsidio ni sobrecargo;
    - Estratos 5 y 6: Estratos socioeconómicos medio-alto y alto, los cuales contribuyen al cubrimiento del subsidio mediante un sobrecargo del 20% en su costo unitario de energía.
- Segmentos comercial e industrial: También debe contribuir al cubrimiento del subsidio, con un sobrecargo del 20% del costo unitario de energía.
- Segmento oficial: Al igual que el estrato residencial 4, no recibe subsidio ni sobrecargo.

Los segmentos del mercado mencionados atienden a la necesidad de clasificar a los usuarios por tipo, ya que los diferentes tipos de usuario responden, en términos generales, a patrones similares de consumo. Esto es, responden a curvas de demanda y consumo diarios similares; poseen demandas máximas y consumos de electricidad mensuales o anuales similares; responden a factores externos de manera similar, como por ejemplo la temperatura, los hábitos de consumo en viviendas, el aumento de la actividad económica comercial o industrial, etc.

Existen, además, usuarios eléctricos que no quedan dentro de esta clasificación por segmento, los cuales quedan identificados como "otros"[43]. A efectos de este trabajo, estos usuarios se han reagrupado entre los segmentos comercial e industrial, utilizando como criterio su volumen de consumo anual[44]. Vale la pena aclarar, que los usuarios dentro de esta categoría corresponden a un 0,4% del total de usuarios, y a un 5% del total de usuarios no residenciales.

Para el análisis de cada uno de estos segmentos es preciso también caracterizar el tipo de instalación eléctrica o tipo de edificio en el cual cada usuario realiza su actividad (vivienda, comercio, manufactura, dependiendo del segmento). Los usuarios del tipo residencial responden a abastecimiento de viviendas, con un tipo de construcción particular y diferente al resto de los segmentos. Los usuarios comerciales responden a locales comerciales, con sus particularidades. El segmento industrial, corresponderá al abastecimiento de plantas industriales, sea de manufactura de productos como de transformación de materiales e industrias básicas como la minería, construcción, entre otras.

Particularmente, para analizar la factibilidad de instalación de un sistema de GSD, las características de las instalaciones y los edificios son muy importantes, ya que existen limitaciones físicas, tanto de ubicación y espacio para instalación de módulos solares, como de aptitud de los inmuebles utilizados para la instalación de dichos sistemas. Para el segmento residencial las limitaciones tendrán que ver principalmente con el tipo de construcción de la vivienda, su estado de ocupación y los materiales utilizados para la construcción de la vivienda, que determinará su resistencia al peso del sistema. Para los sectores comercial e industrial, el espacio de instalación de módulos solares y la ubicación del inmueble están, por lo general, dentro de las limitaciones principales. Como se verá en las secciones siguientes estas limitaciones son tenidas en cuenta a la hora del cálculo del potencial técnico de cada uno de los segmentos definidos.

43. En la información proporcionada por la base de datos de consumo del SUI, el segmento "no residencial" queda dividido en: Industrial, Comercial, Oficial y "otros".

44. Debido a su alto consumo energético, los usuarios catalogados como "otros" dentro de los departamentos de Antioquia, Atlántico, Caqueta, Santander y Valle del Cauca, han sido tenidos en cuenta dentro de los usuarios industriales. Para el resto de los departamentos, estos usuarios han sido agrupados dentro del segmento Comercial.

Por otro lado, para cumplir con los objetivos del presente trabajo de analizar y recomendar alternativas de financiamiento para la compra de sistemas de GSD por parte de la banca comercial es preciso realizar una segmentación no sólo por sus hábitos de consumo eléctrico, sino también por las características crediticias de cada uno de los usuarios de un segmento. Según lo analizado, los segmentos definidos anteriormente resultan eficaces para clasificar a los usuarios, teniendo en cuenta también este tipo de características.

Por consiguiente, los usuarios del segmento residencial serán tratados de manera similar a efectos de recomendaciones de productos financieros enfocados en personas o familias que utilizarán el sistema de GSD para autoconsumo en viviendas de uso familiar. Este tipo de usuario posee un tipo de ingreso periódico (generalmente por un salario o jornal) y características similares como sujeto de crédito. Para atender las diferencias entre diversos grupos de usuarios residenciales, y a efectos del cálculo del potencial de mercado, el segmento residencial se dividirá a su vez en subsegmentos, de acuerdo principalmente al estrato al cual pertenecen, lo que define entre otras cosas, la tarifa eléctrica y el consumo promedio registrado por los usuarios.

De manera similar, a los usuarios definidos como comerciales se los considera similares en el sentido de que, en su gran mayoría, serán pequeñas o medianas empresas (personas jurídicas), con uno o más locales comerciales, con estructuras de ingresos y costos similares. Este tipo de usuario tendrá características similares como sujeto de crédito, desde el punto de vista de su evaluación y garantías a la hora de solicitar financiamiento para la instalación de un sistema de GSD.

Los usuarios definidos como industriales, por su parte, serán personas jurídicas dedicadas a transformar materia prima, siendo estas empresas de todo tamaño, pero se asume de capital más intensivo que las empresas del segmento comercial. Por eso, se espera que estas empresas sean sujetos de crédito con mayor capacidad de tomar crédito y poseer garantías.



Los usuarios del tipo institucional u oficial, a su vez, tienen sus propias características como sujeto de crédito, diferentes al resto de los segmentos. También, en su mayoría este tipo de usuarios serán de establecimientos públicos, como dependencias municipales y departamentales, y edificios de salud y educación.

La información contenida en esta sección, relativa a cantidad y tipo de usuarios y sus consumos, fue obtenida del Sistema Único de Información (SUI) en base a la información contenida en su plataforma web[45], para usuarios regulados y conectados al SIN. A efectos de este trabajo, se utilizó la información de consumos del año 2019, de manera anual. La información de consumo total y de cantidad de usuarios fue obtenida desagregada por departamento y segmento, ya sea residencial (en sus 6 diferentes estratos) y no residencial (divididas en comercial, industrial, oficial y otros).

Durante el año 2020, debido a las restricciones de movilidad y otras medidas para contener el COVID-19, los consumos han mostrado evoluciones que difieren significativamente de los años anteriores, incluyendo 2019. Es por esto que se toma el último año completo sin los efectos de la pandemia, para que los resultados resulten más significativos en el largo plazo.

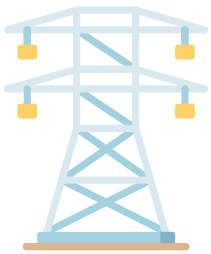
Vale la pena mencionar que algunos usuarios no regulados, especialmente los conectados en nivel de tensión 1 (menos de 1.000 V), podrían aportar un potencial adicional como AGPE, instalando sistemas de GSD de dimensiones similares a los usuarios industriales y comerciales del mercado regulado. Sin embargo, debido a sus particularidades (como ser, la libre negociación de tarifas) y por la cantidad de usuarios respecto del universo total (5.936 en total y 418 usuarios en nivel de tensión 1, contra 15,2 millones de usuarios del SIN) estos clientes no forman parte del presente trabajo.

Asimismo, los datos obtenidos en el SUI no incluyen datos de cantidad de usuarios ni consumo anual para las Zonas No Interconectadas (ZNI). Estos mercados tienen particularidades que merecen un tratamiento aparte, diferente al potencial de sistemas que pueden ser interconectados por los usuarios del SIN, como ser:

- Características constructivas de las viviendas;
- Densidad poblacional y acceso a las líneas de distribución eléctrica;
- Aplicación de tarifas y subsidios diferenciados;
- Entre otras.

Según el reporte de la SSPN[46], a 2017 las ZNI contaban con aproximadamente 214.000 usuarios de energía eléctrica (el 1,5% de los usuarios conectado al SIN y tenidos en cuenta en este estudio), de los cuales el 56,4% está ubicado en el archipiélago de San Andrés. Los restantes usuarios se encuentran en los 4 departamentos que no están interconectados al SIN (Amazonas, Guainía, Vaupés y Vichada), y en zonas no interconectadas de otros departamentos. Es por lo mencionado anteriormente, que se considera que le potencial de estos usuarios debería ser analizado mediante una tecnología diferente a la implementada en el presente trabajo.

Una vez definidos los segmentos de mercado que se utilizarán a efectos de realizar los próximos análisis, se explicará la metodología para llegar al potencial de mercado de los sistemas de GSD por segmento. En las próximas secciones se realizarán los cálculos correspondientes de potencial de mercado, tanto técnico como técnico-económico, teniendo en cuenta los factores y variables definidas en la metodología.



45. Bodega de datos 03 de la SSPD. Disponible en: http://www.sui.gov.co/web/energia. Los datos extraídos a fines de este trabajo fueron consultados durante los meses de junio y julio de 2021.

46. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Zonas No Interconectadas, diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica 2017. Disponible en: https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/SSPD%20Publicaciones/Publicaciones/2018/Sep/diagnosticozni-superservicios-oct-2017.pdf

## 6.2 Cálculo del potencial de instalación de sistemas de GSD en Colombia

### 6.2.1 Metodología

En esta sección se presenta la metodología utilizada para el cálculo del tamaño potencial del mercado de los sistemas de GSD en Colombia.

Para la definición de los tipos de potencial de mercado de instalación de sistemas de GSD a utilizar en el presente análisis, se utilizará como base la metodología propuesta en el trabajo realizado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL, por sus siglas en inglés) en 2016[47]. Se analizarán definiciones de potencial de generación en varios niveles y, teniendo en cuenta en cada uno de estos niveles, variables y restricciones adicionales que no se tenían en cuenta en niveles anteriores. El presente trabajo mantiene la estructura y las variables utilizadas en dicha metodología, aunque se realizan adaptaciones necesarias a la metodología para cumplir con los objetivos particulares de este análisis.

En el presente trabajo se calcularán dos tipos de potencial, técnico y técnico-económico, como se describe a continuación.

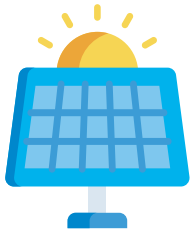
Potencial Técnico: Se realiza teniendo en cuenta las condiciones naturales y meteorológicas del sitio (temperatura e irradiación solar), la cantidad de usuarios del sistema eléctrico por departamento, y su consumo eléctrico mensual y anual. Luego, se tiene en cuenta el rendimiento de un sistema fotovoltaico típico para cada tipo de cliente. Por último, se tendrán en cuenta las condiciones de las viviendas y su aptitud para la instalación de un sistema de GSD, como restricciones de uso del espacio físico disponible, descartándose o restringiendo en tamaño a las instalaciones que tengan este tipo de restricciones.

Como resultado, el Potencial Técnico nos dará una capacidad total (en MW) plausible de ser instalada, basada en el consumo de energía eléctrica actual y a las condiciones de la energía solar, por región geográfica, para poder abastecer dicho consumo.

Para el cálculo del Potencial Técnico no se tendrán en cuenta restricciones del tipo legal, regulatorio, tarifario o económico, ya que se pretende mostrar un potencial de acuerdo únicamente a las condiciones geográficas y meteorológicas del país, y a las necesidades de consumo de los diferentes usuarios existentes.

Potencial Técnico-Económico: Se realiza a partir de los resultados del Potencial Técnico, teniendo en cuenta la factibilidad económica de dichas instalaciones. En consecuencia, a las variables contempladas en el análisis técnico se agregan otras variables, como ser las tarifas e incentivos actuales para cada tipo y segmento de consumo eléctrico, así como los costos actuales de la tecnología.

Para el cálculo del Potencial Técnico-Económico se realizará un análisis del flujo de fondos anual contemplando la inversión inicial junto con los ahorros y costos anuales de mantenimiento, y se calculará como resultado un período de repago de la inversión, para cada tipo de usuario (segmento) y región geográfica (departamento).



47. Brown et al., Estimating Renewable Energy Economic Potential in the United States: Methodology and Initial Results, NREL, versión revisada de Agosto de 2016.

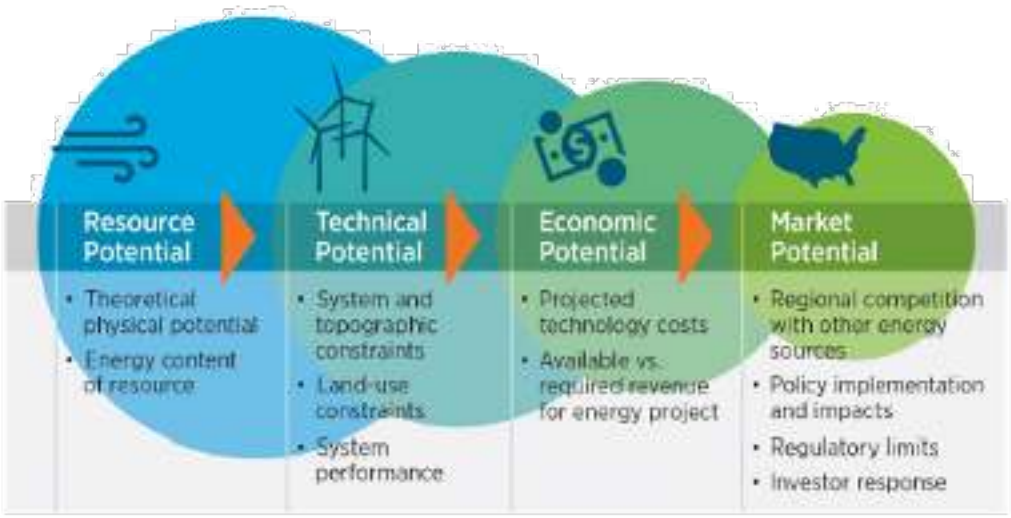



**Imagen 22. Diferentes tipos de potencial de instalación de sistemas renovables, por nivel. Fuente: NREL (2016).**

Vale aclarar que tanto la normativa del sistema eléctrico como las políticas públicas de subsidios e incentivos económicos y fiscales, influirán en la factibilidad económica del sistema. Para este estudio se utiliza como base la normativa actual, junto con los incentivos, procedimientos de instalación y mecanismos de compensación económica actualmente vigentes en el país, descriptos en el Capítulo 4 del presente trabajo. Las modificaciones de estas normativas, así como la introducción de nuevas políticas públicas de incentivos, podrán influir en el potencial nacional de instalación de sistemas de GSD.

A la hora de calcular el potencial técnico-económico, no se tendrán en cuenta las limitaciones del tipo regulatorias, como ser los topes o máximos de penetración (en energía o potencia instalada) establecidos por leyes o reglamentaciones.

Vale la pena mencionar que la metodología adoptada en este análisis sigue los lineamientos de otros trabajos realizados a nivel internacional para el cálculo de potencial y proyección de adopción de sistemas de GSD. A modo de ejemplo, se destacan diferentes trabajos realizados por NREL, como ser el trabajo de Denholm, Drury, y Margolis (2009)[48], y el de Sigrin y Mooney (2018)[49]; además de los trabajos realizados por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil (ANEEL) en 2015[50] y el Laboratorio de Innovación Financiera (LAB) de México en 2021[51].

A continuación, se explicará la metodología paso a paso, indicando los supuestos y variables utilizadas para los diferentes cálculos del potencial, así como las fuentes de información utilizadas.

48. The Solar Deployment System (SolarDS) Model: Documentation and Sample Results (Paul Denholm, Easan Drury, and Robert Margolis, NREL, 2009).

49. Rooftop Solar Technical Potential for Low-to-Moderate Income Households in the United States (Benjamin Sigrin and Meghan Mooney, NREL, 2018).

50. Nota Técnica 0056/2015 de ANEEL.

51. Hoja de ruta propuesta para la generación distribuida con fuentes renovables en conjunto con instituciones financieras



## 6.2.2 Cálculo del Potencial Técnico

### 6.2.2.1. Análisis del consumo eléctrico por tipo, segmento y región

Como primer paso para el cálculo del Potencial Técnico, se realizará una caracterización y un análisis de los diferentes usuarios del SIN y su consumo, en particular los usuarios regulados conectados en redes de distribución y nivel de tensión 1 (igual o menor a 1.000 V), que son los usuarios objetivo de este trabajo.

Se realizará una clasificación de todos los usuarios por segmento (de acuerdo a los segmentos y subsegmentos indicados en la sección 6.1) y por región geográfica, es decir por departamento. Asimismo, para el segmento Residencial, se ha tomado una subdivisión por estrato, lo que determina la tarifa eléctrica que pagará cada usuario y los subsidios al consumo recibidos.

Para la estimación de tarifas, se ha utilizado para el presente trabajo la información contenida en el Boletín Tarifario de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios correspondiente al primer trimestre del 2021[52]. El boletín tarifario muestra los valores mensuales de los distintos componentes que conforman el costo unitario de prestación del servicio (CU) del nivel de tensión 1 (NT1) con propiedad del operador de red (OR), y en definitiva las tarifas de energía eléctrica aplicadas por los comercializadores a los usuarios regulados, en este período, para el Estrato 4 (sin subsidios ni contribuciones).

A partir de las tarifas relevadas para el Estrato 4, se calcula la tarifa estimada para el resto de los Estratos (con subsidio y contribuciones), como así también para el resto de los segmentos (Comercial, Industria y Oficial).

Ya que los períodos de facturación, y por consiguiente de liquidación de consumos, son mensuales, se debe además estimar una curva de estacionalidad del consumo eléctrico, con la cual se estimarán los consumos mensuales de cada uno de los segmentos. La estacionalidad del consumo y la generación se utilizará a efectos de calcular los retornos esperados de los proyectos en el potencial técnico-económico.

Para analizar la estacionalidad que poseen las ventas de energía eléctrica en Colombia, se muestra un gráfico de los consumos mensuales de los segmentos residenciales y no residenciales para 2019.

privadas y la banca de desarrollo. Laboratorio de Innovación Financiera (LAB) México, Grupo de Trabajo de Eficiencia Energética y Generación Distribuida (2021).

52. Dirección Técnica de Gestión de Energía de la SSPD, Boletín Tarifario Enero- Marzo 2021. Disponible en: https://www.superservicios.gov.co/servicios-vigilados/energia-gas-combustible/energia/tarifas




**Gráfico 3. Estacionalidad mensual de las ventas de energía eléctrica en 2019 para el sector residencial. Fuente: SUI-SSPD.**

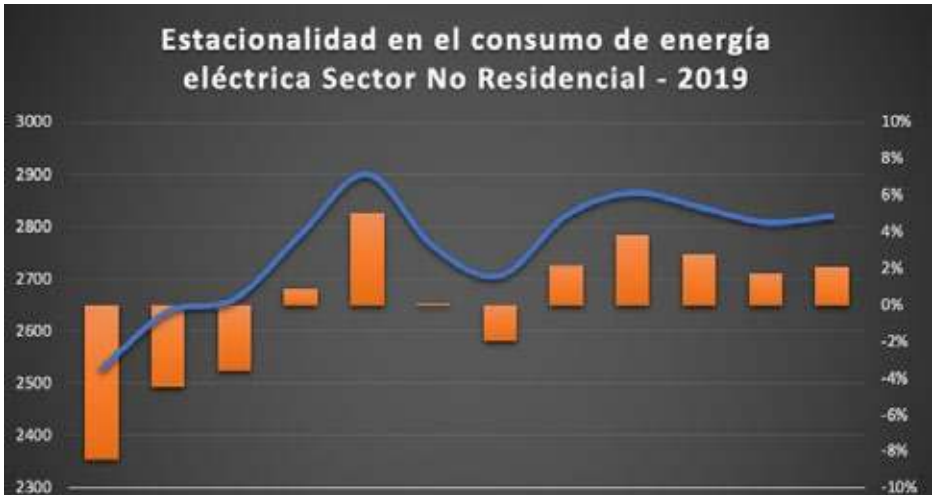



**Gráfico 4. Estacionalidad mensual de las ventas de energía eléctrica en 2019 para el sector no residencial. Fuente: SUI-SSPD.**

Analizando las curvas de estacionalidad de la demanda de energía eléctrica, podemos ver que Colombia se presenta una baja variabilidad en el consumo de energía eléctrica mes a mes. Esta baja estacionalidad está explicada, entre otros factores, por una menor variabilidad climática en comparación con otros países de ALC. Para el sector Residencial, la diferencia entre el mes de mayor consumo (diciembre) y el de menor consumo (febrero) es de sólo el 7,7%.

Para el sector No Residencial, en cambio, se tiene una baja de consumo en el primer trimestre del año (coincidente con paradas programadas de planta en la gran mayoría de las industrias) para luego tener también un comportamiento relativamente estable, con baja variación intermensual.

Los resultados completos de la información obtenida del SUI y analizada por segmento, estrato y departamento, se muestran en el Anexo I.

A continuación, se presenta un resumen con los consumos medios anuales, en kWh, por departamento y segmento:

| Departamento | Estrato 1 | Estrato 2 | Estrato 3 | Estrato 4 | Estrato 5 | Estrato 6 | Industrial | Comercial | Oficial |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Antioquia | 1.174 | 1.427 | 1.627 | 1.910 | 2.255 | 3.212 | 120.311 | 10.024 | 21.773 |
| Arauca | 995 | 1.514 | 1.711 | 2.362 | - | - | 94.321 | 5.427 | 19.768 |
| Atlantico | 2.953 | 2.565 | 3.204 | 4.197 | 5.100 | 8.556 | 517.935 | 30.095 | 114.544 |
| Bogota, D.c. | 1.568 | 1.739 | 1.718 | 1.749 | 2.191 | 3.066 | 49.035 | 12.170 | 46.524 |
| Bolivar | 2.232 | 2.700 | 3.271 | 4.517 | 5.200 | 7.517 | 1.061.729 | 31.347 | 69.520 |
| Boyaca | 841 | 868 | 1.191 | 1.057 | 1.064 | 1.519 | 483.158 | 6.274 | 8.995 |
| Caldas | 925 | 1.098 | 1.294 | 1.360 | 1.307 | 1.472 | 562.755 | 7.826 | 8.484 |
| Caqueta | 959 | 1.225 | 1.419 | 1.970 | - | - | 138.777 | 6.943 | 30.603 |
| Casanare | 1.311 | 1.615 | 1.821 | 1.927 | 2.613 | 1.618 | 359.237 | 11.044 | 30.800 |
| Cauca | 975 | 1.247 | 1.335 | 1.418 | 1.552 | 2.046 | 201.945 | 7.338 | 7.921 |
| Cesar | 2.554 | 2.586 | 3.214 | 4.427 | 5.543 | 7.097 | 406.735 | 19.522 | 32.394 |
| Choco | 1.208 | 1.611 | 2.251 | 742 | - | - | 110.403 | 9.835 | 21.968 |
| Cordoba | 1.910 | 2.718 | 3.698 | 4.659 | 5.453 | 7.561 | 309.470 | 13.708 | 24.594 |
| Cundinamarca | 1.395 | 1.405 | 1.245 | 1.426 | 2.130 | 4.646 | 163.475 | 12.995 | 21.342 |
| Guaviare | 1.244 | 1.670 | 2.082 | 3.008 | - | - | 36.489 | 4.922 | 37.308 |
| Huila | 1.089 | 1.411 | 1.684 | 2.469 | 4.226 | 3.233 | 258.865 | 11.329 | 17.376 |
| La Guajira | 2.836 | 2.737 | 3.378 | 3.982 | 3.898 | - | 136.905 | 15.423 | 61.664 |
| Magdalena | 3.086 | 2.725 | 3.317 | 4.587 | 4.411 | 4.803 | 251.598 | 26.076 | 43.042 |
| Meta | 1.344 | 1.363 | 1.592 | 2.077 | 2.647 | 3.601 | 1.298.362 | 8.037 | 37.579 |
| Narino | 848 | 1.062 | 1.283 | 1.391 | 1.456 | 2.317 | 26.645 | 7.556 | 15.004 |
| Norte De Santander | 1.443 | 1.826 | 2.197 | 3.122 | 4.578 | 5.655 | 168.783 | 10.740 | 20.481 |
| Putumayo | 951 | 1.431 | 1.638 | - | - | - | 88.960 | 5.488 | 11.567 |
| Quindio | 1.133 | 1.199 | 1306 | 1.456 | 1.418 | 2.309 | 36.943 | 9.154 | 12.637 |
| Risaralda | 1.010 | 1.155 | 1.231 | 1.308 | 1.439 | 2.085 | 125.330 | 9.909 | 26.348 |
| Santander | 1.243 | 1.250 | 1.643 | 1.909 | 2.088 | 2.331 | 60.645 | 8.758 | 16.445 |
| Sucre | 1.794 | 2.466 | 3.047 | 4.080 | 4.478 | 5.579 | 307.524 | 15.410 | 46.225 |
| Tolima | 589 | 670 | 780 | 849 | 1.061 | 1.853 | 254.500 | 5.293 | 17.154 |
| Valle Del Cauca | 1.510 | 1.634 | 1.656 | 1.828 | 2.368 | 4.133 | 351.083 | 16.098 | 62.914 |
| **Prom. Nacional (En Kwh)** | **1.634** | **1.556** | **1.712** | **1.985** | **2.424** | **3.771** | **152.804** | **12.304** | **27.199** |
| **Prom. Mensual (En Kwh/Mes)** | **136** | **130** | **143** | **165** | **202** | **314** | **12.734** | **1.025** | **2.267** |

Vale la pena mencionar que, debido a la normativa vigente que regula a los AGPE y GD (ver Capítulo 4), todos los usuarios que quieran convertirse en AGPE o GD tendrán un procedimiento de conexión muy similar, el cual es simplificado respecto de los demás generadores y autogeneradores, de acuerdo a lo establecido por la Ley Nº 1715 de 2014 y lo reglamentado por la Res. CREG Nº 030 de 2018. Estos procedimientos simplificados, en el caso de la energía solar sin almacenamiento, son válidos para los sistemas que se conectan a un mismo circuito o transformador que el consumo, y debe cumplir con los requerimientos de capacidad del circuito y demás requerimientos técnicos, publicados por el OR.

Los procedimientos varían de acuerdo a la potencia del proyecto. Para los proyectos de GD o AGPE de menos de 100 kW de potencia instalada el procedimiento es más simple, ya que el OR requerirá menor información; para los proyectos de entre 100 Kw y 1 MW de potencia, se requerirán análisis eléctricos adicionales y la firma de un acuerdo de conexión con el OR.

Sin embargo, de acuerdo a la normativa vigente, los procedimientos no varían de acuerdo al estrato, segmento, ni departamento en el cual se encuentran los usuarios, por lo que los procedimientos y requisitos serán los mismos para todos los usuarios analizados en este trabajo, a nivel nacional.

Con la información del consumo anual promedio de cada grupo de usuarios, se realizará en las siguientes secciones, un dimensionamiento de un sistema de GSD típico para cada uno de estos grupos. Además de analizar el consumo eléctrico de cada cliente, a efectos de estimar la potencia instalada media de cada sistema, se deberán tener en cuenta las condiciones meteorológicas de cada sitio, que impactará en el potencial de los sistemas de generación de energía eléctrica, como se verá en el paso siguiente.

#### 6.2.2.2 Determinación de la irradiación solar por departamento y del potencial de generación

Para estimar la intensidad de irradiación solar se utilizarán bases de datos meteorológicas internacionalmente reconocidas y de acceso público. Dichas bases de datos contienen información satelital de diferentes variables meteorológicas relevadas en el territorio nacional, como ser: irradiación solar, temperatura, presión atmosférica, velocidad del viento, entre otras.

Las bases de datos meteorológicos utilizadas en este trabajo son las siguientes:

- NREL National Solar Radiation Database (NSRDB)[53];
- Solar and Wind Energy Resource Assessment Programme (SWERA)[54];
- ASHRAE International Weather for Energy Calculations Version 1.1 (IWEC)[55].

Dichas bases de datos están disponibles mediante el software de acceso público PVWatts[56] desarrollado por NREL, el cual se utilizará para el cálculo del potencial unitario de generación por provincia. PVWatts recoge información meteorológica de largo plazo a través de información de un "año meteorológico típico" (TMY por sus siglas en inglés) construido a partir de los datos satelitales mencionados.

53. Disponibles en la web: https://nsrdb.nrel.gov/

54. Disponibles en la web: https://openei.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource_Assessment_(SWERA)

55. Disponibles en la web: https://www.ashrae.org/technical-resources/bookstore/weather-data-center

56. Disponible en la web: https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php

El potencial unitario de generación es la cantidad de energía que generará un sistema de GSD instalado en un área geográfica determinada, en condiciones meteorológicas promedio, teniendo en cuenta como base la irradiación solar. La unidad de medida del potencial de generación es kWh/kWp/año (cantidad de energía generada, por unidad de potencia instalada, por año).

El algoritmo de funcionamiento y cálculo del software PVWatts se resume en los siguientes pasos:

I. A partir del sitio definido (en coordenadas geográficas) se obtiene un set de datos de irradiación solar horaria, de acuerdo a las bases de datos meteorológicas disponibles mencionadas anteriormente;

II. De acuerdo a las características físicas de la instalación solar (se describirá en detalle a continuación) se calcula la irradiación solar incidente en el plano de los módulos solares, descontadas las pérdidas por reflexión solar correspondientes;

III. Cálculo de la temperatura de funcionamiento del sistema, a partir de los datos meteorológicos y las características físicas y eléctricas del sistema. Para sistemas montados sobre techo se estima una temperatura de 49 ºC, mientras que para instalaciones en suelo se estima 45 ºC debido a un mayor flujo de aire alrededor de los módulos solares.

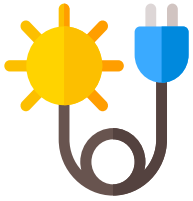
IV. Cálculo de la generación en corriente continua (DC), mensual y anual[57], a partir de la temperatura de funcionamiento y la irradiación en el plano calculadas en los pasos anteriores;

V. Cálculo de la generación de salida en corriente alterna (AC), mensual y anual, teniendo en cuenta las pérdidas eléctricas y eficiencia del sistema, que se describirán con mayor detalle a continuación.

Como se puede ver en los pasos de cálculo del algoritmo del sistema PVWatts, para el cálculo del potencial de generación, no sólo se utiliza el dato de irradiación solar, sino que también se utilizan datos técnicos de un sistema de GSD típico, los cuales están resumidos en una variable denominada performance ratio (ratio de rendimiento, o PR por sus siglas en inglés). El PR es medido y calculado como porcentaje y sus dos variables principales son: las características físicas de la instalación y las pérdidas eléctricas del sistema fotovoltaico.

Las diferentes variables y datos utilizados en este estudio para el cálculo del potencial de generación unitario son[58]:

- Tipo y eficiencia de módulos solares: Se utilizarán datos estándares de módulos solares de la tipología “premium”, es decir, celdas del tipo Silicio Cristalino con un 19% de eficiencia promedio de conversión eléctrica. Esta eficiencia se corresponde con la eficiencia promedio de un módulo disponible en Colombia para sistemas de GSD por parte de los distribuidores y proveedores de esta tecnología.
- Tipo de “arreglo” o configuración del sistema: Se considera que la instalación estará montada en un techo. Es decir, la estructura de montaje es coplanar fija y la temperatura de los módulos será de 49 ºC al tener menor circulación de aire.



57. El software PVWatts asume que un año contiene 8,760 horas y las horas de cada mes se calculan asumiendo 24 horas por la cantidad de días de cada mes típico.

58. Las variables utilizadas son las variables estándar para un sistema fotovoltaico montado en techos, definida por NREL y utilizadas en el software de cálculo de generación PVWatts. Esta metodología es utilizada por numerosos estudios y análisis de potencial de instalación de sistemas de GSD a nivel internacional.

- Pérdidas del sistema: Se utilizarán las pérdidas definidas de manera standard por el software PVWatts, que corresponden a las pérdidas típicas (promedio) de un sistema de GSD. Las pérdidas estándar utilizadas son las siguientes:

| Categoría | Valor estándar (%) |
|---|---|
| **Suciedad** | 2.0 |
| **Sombreado** | 3.0 |
| **Nieve** | 0.0 |
| **Mismatch (pérdidas debido a diferencias menores en las series de módulos)** | 2.0 |
| **Cableado** | 2.0 |
| **Conexiones** | 0.5 |
| **Degradación inicial de los módulos (LID, por sus siglas en inglés)** | 1.5 |
| **De-rating de capacidad nominal** | 1.0 |
| **Disponibilidad del Sistema (bajas por mantenimiento)** | 3.0 |

El total de pérdidas del sistema utilizado en el presente estudio es de 14.08%, el cual combina todas las pérdidas mencionadas anteriormente, mediante la fórmula:

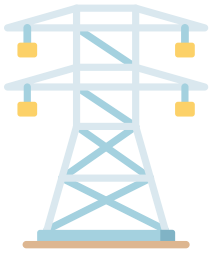
**Pérdidas totales = (1 – $P_{1)}$ x (1 – P2) x … x (1 – Pn), siendo Pn las pérdidas definidas en la tabla anterior.**

- Ratio DC/AC: Es el coeficiente entre la potencia nominal en corriente continua, es decir, la sumatoria de la potencia nominal de todos los módulos del sistema de GSD, y la potencia en corriente alterna dada por la potencia nominal de salida del inversor.

  Este ratio es un coeficiente importante y muy estudiado en la industria fotovoltaica. Un rango típico de cualquier sistema, ya sea en GSD como en sistemas de gran escala, es de entre 1,10 y 1,30, aunque hay sistemas que llegan hasta ratios de 1,50. Los sistemas con un coeficiente DC/AC alto intentan maximizar la generación durante la mayor parte del día (al tener mayor cantidad de módulos solares), mientras que se tiene un límite en los instantes en que la generación en DC sea superior a la capacidad del inversor (es decir, en las horas del mediodía). Sistemas con un ratio DC/AC igual a 1 no poseen limitación, ya que nunca generarán mayor energía que la que podrá convertir el inversor. Sin embargo, al tener menos potencia en DC, la energía generada será menor.

  El ratio DC/AC utilizado en el presente estudio es de 1,20, que es el ratio típico según PVWatts, y un rango aceptable para la industria.

- Eficiencia del inversor: Es el porcentaje de la energía eléctrica en corriente alterna que genera el inversor en relación con la energía en corriente continua que ingresa al mismo. Cada inversor, al igual que cualquier equipamiento eléctrico, posee una curva de rendimiento en relación con el nivel de utilización. En este caso el valor estándar utilizado en este estudio es del 96%.





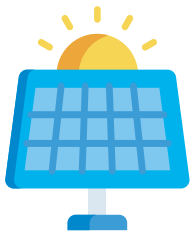
- Inclinación: Tiene que ver con la disposición de los módulos en relación a la dirección de incidencia de los rayos del sol. La inclinación se calcula en grados decimales respecto al plano horizontal, siendo 0 grados para un techo completamente horizontal y 180 grados para un módulo dispuesto de manera vertical. En la práctica, el valor de inclinación del sistema de GSD dependerá directamente de la inclinación del techo sobre el que está apoyado ya que, para este tipo de sistemas, se utilizan típicamente estructuras de montaje coplanares fijadas al techo.

  La inclinación utilizada en este reporte es de 25 grados. Al no tener información acerca de la inclinación de los techos en las viviendas y comercios del país, se adopta una medida conservadora. La inclinación óptima de un sistema de GSD depende de la latitud, ya que para cada latitud, los rayos de sol inciden con un ángulo diferente. La inclinación óptima en Colombia, debido a las diferencias de latitud, se encuentra entre 5 y 10 grados aproximadamente.

- Orientación (azimuth): La orientación o azimuth, tiene que ver con la disposición del sistema respecto del norte geográfico. La orientación se calcula en grados decimales y en dirección horaria desde el norte geográfico, siendo 0 grados para una orientación norte y 90 grados para una orientación este.

  La orientación óptima para cualquier sistema de GSD en el hemisferio norte es 180 grados (orientación Sur), ya que se tiene una mayor eficiencia en la captación de la irradiación solar para cada uno de los meses del año. Al no tener información acerca de la orientación de los techos en Colombia, y como medida conservadora, se toma una orientación media Sudoeste, es decir 225 grados.

  Históricamente, la orientación geográfica ha sido una característica tenida en cuenta a la hora de orientar los edificios, por cuestiones de aislamiento y absorción térmica. Las orientaciones sudeste y sudoeste proporcionan mayor cantidad de radiación durante el invierno, por lo que se asume una orientación estándar aceptable.



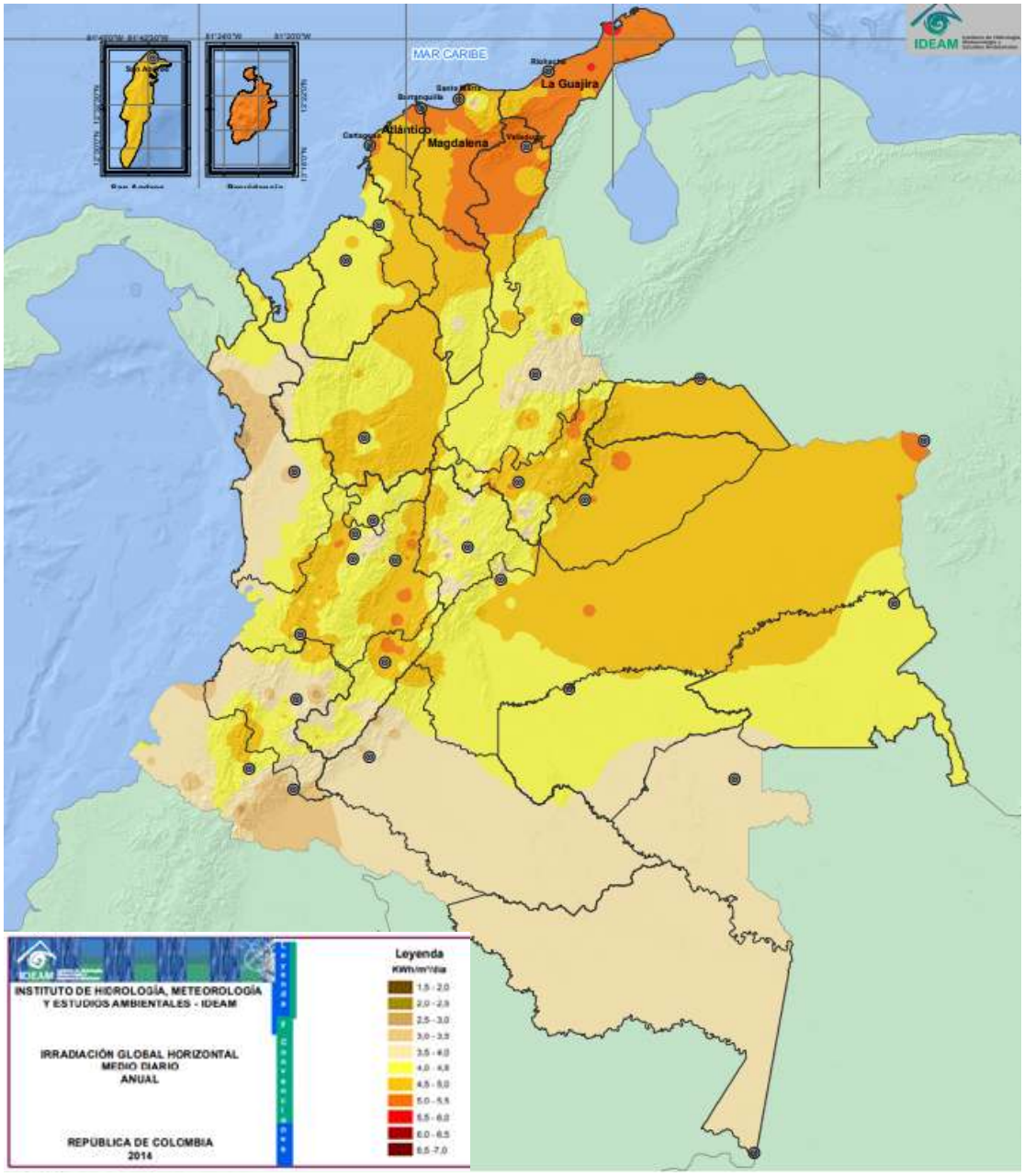



**Imagen 23. Mapa de irradiación solar de Colombia, Fuente: IDEAM.**

Una vez determinados todos los parámetros a utilizar, se han realizado las simulaciones en el software PVWatts para obtener el potencial de generación anual para una ubicación por departamento. Esta ubicación corresponde con la capital cada uno de los departamentos, en donde se asume se tendrá la mayor cantidad de usuarios potenciales de instalar este tipo de sistemas. Además, se ha tenido en cuenta la disponibilidad y cercanía de las fuentes de datos meteorológicos disponibles en los sistemas satelitales consultados.

Las ubicaciones consideradas dentro de cada departamento, como así también la irradiación (en kWh/m$^2$) y la generación potencial unitaria (medidos en kWh/kWp/año), obtenidos de las corridas realizadas en PVWatts, son las siguientes:

| Departamento | Ubicación | Irradiación (kWh/m2) | Generación específica (kWh/kWp/y) | Var.[<?>] |
|---|---|---|---|---|
| Amazonas | Leticia | 4,61 | 1.235 | -9% |
| Antioquia | Medellín | 5,13 | 1.402 | 3% |
| Arauca | Arauca | 5,21 | 1.406 | 3% |
| Atlántico | Barranquilla | 5,61 | 1.537 | 13% |
| Bogotá | Bogotá | 4,5 | 1.270 | -7% |
| Bolívar | Cartagena | 5,61 | 1.526 | 12% |
| Boyacá | Tunja | 5,62 | 1.585 | 16% |
| Caldas | Manizales | 4,28 | 1.191 | -13% |
| Caquetá | Florencia | 4,58 | 1.233 | -9% |
| Casanare | Yopal | 5,27 | 1.454 | 7% |
| Cauca | Popayán | 4,45 | 1.249 | -8% |
| Cesar | Valledupar | 5,85 | 1.542 | 13% |
| Chocó | Quibdó | 4,39 | 1.192 | -12% |
| Córdoba | Montería | 5,16 | 1.359 | 0% |
| Cundinamarca | Bogotá | 4,5 | 1.270 | -7% |
| Guainía | Inírida | 5,12 | 1.359 | 0% |
| Guaviare | San José del Guaviare | 4,9 | 1.306 | -4% |
| Huila | Neiva | 5,09 | 1.424 | 5% |
| La Guajira | Riohacha | 5,83 | 1.600 | 18% |
| Magdalena | Santa Marta | 5,8 | 1.627 | 20% |
| Meta | Villavicencio | 4,53 | 1.267 | -7% |
| Nariño | Pasto | 4,42 | 1.262 | -7% |
| Norte de Santander | Cúcuta | 5,14 | 1.405 | 3% |
| Putumayo | Mocoa | 3,97 | 1.113 | -18% |
| Quindío | Armenia | 4,3 | 1.212 | -11% |
| Risaralda | Pereira | 4,44 | 1.229 | -10% |
| San Andrés y Providencia | San Andrés | 5,52 | 1.536 | 13% |
| Santander | Bucaramanga | 4,61 | 1.269 | -7% |
| Sucre | Sincelejo | 5,26 | 1.399 | 3% |
| Tolima | Ibagué | 4,64 | 1.289 | -5% |
| Valle del Cauca | Cali | 5,11 | 1.427 | 5% |
| Vaupés | Mitú | 4,67 | 1.252 | -8% |
| Vichada | Puerto Carreño | 5,65 | 1.494 | 10% |
| **Promedio Nacional** | | **4,96** | **1.361** | |

El valor de generación unitaria específica anual es muy importante para determinar el potencial técnico-económico de la instalación de sistemas de GSD en cada departamento, ya que la generación anual por kWp instalado determinará el ahorro energético del usuario-generador. El promedio nacional, de 1.361 kWh/kWp anuales, será utilizado para determinar la potencia típica de un sistema instalado por cada segmento y sub-segmento, como veremos en la sección siguiente.

Vale la pena mencionar, que debido a la gran diversidad geográfica que existe en Colombia, como así también al interior de cada uno de los departamentos, la generación de un sistema de GSD de la misma potencia, ubicado a diferentes alturas respecto del nivel del mar, en un mismo departamento tendrá rendimientos diferentes, ya sea por la irradiación como la temperatura, humedad y otros factores meteorológicos que son muy importantes a la hora de calcular la performance de un sistema.

#### 6.2.2.3 Determinación de la potencia típica de un sistema de GSD por segmento

Con los resultados del análisis del consumo eléctrico en base anual detallado en 6.2.1, se realizará en esta sección una caracterización de los sistemas típicos que deberían ser instalados para cada segmento determinado, en cada uno de los departamentos, con el objetivo de que los sistemas de GSD instalados sean dimensionados con el fin de que, en promedio, se logre el autoabastecimiento eléctrico.

Esto quiere decir, que para cada segmento y nivel de consumo, se definirá una potencia instalada media de un sistema de GSD que tendrá como objetivo generar una cantidad de energía eléctrica similar a la que el usuario consumiría en un año típico.

Además, y como se estudiará en la siguiente sección, una de las principales limitaciones para definir la potencia instalada de un sistema de GSD a nivel residencial, comercial e industrial, es la disponibilidad de espacio para la instalación de los módulos solares, el cual debe estar lo más despejado posible de sombras y obstrucciones. En definitiva, la potencia instalada de un sistema de GSD será la menor entre la potencia que haga cubrir el consumo eléctrico y la disponibilidad de espacio para instalarlo.

Para los clientes residenciales se considera, a efectos del cálculo de potencial, una potencia instalada de 3 kWp para consumos altos y de 1,5 kWp para consumos medios y bajos, considerando los consumos medios de energía eléctrica de los usuarios colombianos, y el espacio máximo estimado en los techos en cada una de las viviendas. Este valor es conservador, y está sustentado tanto por el consumo eléctrico medio de los usuarios colombianos, como por sistemas instalados para usuarios residenciales, tanto en el país como en la región. Usualmente, los sistemas de autogeneración para usuarios residenciales se encuentran entre 1 kWp los más pequeños, y hasta 10 kWp los más grandes, siempre sujetos a la disponibilidad de espacio y guardando relación con el consumo. De manera conservadora, los usuarios que, por consumo, puedan instalar un sistema GSD de más de 3 kW, se considerará que actúa la limitante de espacio, por lo que su potencial estimado será de 3 kW.

Entonces, en base a la información analizada, para el sector comercial quedarán definidas dos escalas diferentes de sistemas:

- Para todos los sistemas de estratos subsidiados (1, 2 y 3) a nivel nacional, y para los usuarios no subsidiados que consumen menos de 2.500 kWh anuales;
- Para los usuarios no subsidiados (estratos 4, 5 y 6) con consumos superiores a los 2.500 kWh anuales.

Como se verá más adelante en la estimación del Potencial Técnico-Económico, las tarifas de estratos 1, 2 y 3, son los usuarios que menor cantidad de energía eléctrica consumen, y a la vez, los usuarios que reciben mayor cantidad de subsidios estatales, por lo que las tarifas son más bajas que el resto de los estratos. Entonces, se considerará que estos estratos podrán instalar sistemas más pequeños que el resto, ya que además de que se supone son los estratos socio-económicos con menor poder adquisitivo: i. Al requerir instalaciones más pequeñas, el costo de la instalación por kW se incrementa; ii. La tarifa está altamente subsidiada, lo que reduce la posibilidad de repago.

Para los casos de los clientes comerciales, industriales y oficiales, y análogamente a lo analizado para los clientes residenciales, quedarán subdivididos en ocho subsegmentos:

- C1 – Usuarios comerciales con menos de 15.000 kWh anuales;
- C2 – Usuarios comerciales con más de 15.000 kWh anuales;
- O1 – Usuarios oficiales con menos de 30.000 kWh anuales;
- O2 – Usuarios oficiales con más de 30.000 kWh anuales;
- I1 – Usuarios industriales con hasta 100 MWh anuales de consumo;
- I2 – Usuarios industriales con consumos entre 100 y 200 MWh anuales;
- I3 – Usuarios industriales con consumos entre 200 y 500 MWh anuales;
- I4 – Usuarios industriales con consumos mayores a 500 MWh anuales.

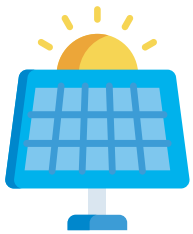
Considerando que la potencia típica de un sistema de GSD no variará de manera significativa de acuerdo con el departamento en la que está ubicada pero sí de los patrones de consumo de los usuarios, se adoptará en adelante, a efectos de simplificar los cálculos, un sistema típico por segmento, subsegmento y nivel de consumo, a nivel nacional, tal como se describe a continuación.

**Segmento residencial**

| Tipo de consumidor y segmento | | Cantidad de usuarios (nacional) | Potencia definida del sistema GSD típico |
|---|---|---|---|
| R-1 | Estratos 1, 2 y 3, y usuarios no subsidiados con consumo menor de 2.500 kWh anuales | 13.509.954 (97,4%) | 1,5 kW |
| R-2 | Usuarios no subsidiados con consumo mayor que 2.500 kWh anuales | 361.548 (2,6%) | 3 kW |

**Segmento comercial**

| Tipo de consumidor y segmento | | Cantidad de usuarios (nacional) | Potencia definida del sistema GSD típico |
|---|---|---|---|
| C-1 | Consumo anual menor a 15.000 kWh | 913.526 (81,8%) | 5 kW |
| C-2 | Consumo anual mayor a 15.000 kWh | 203.607 (18,2%) | 10 kW |



**Segmento industrial**

| Tipo de consumidor y segmento | | Cantidad de usuarios (nacional) | Potencia definida del sistema GSD típico |
|---|---|---|---|
| I-1 | Consumo anual de hasta 100 MWh | 50.370 (44,3%) | 50 kW |
| I-2 | Consumo anual de entre 100 y 200 MWh | 42.020 (36,9%) | 100 kW |
| I-3 | Consumo anual de entre 200 y 500 MWh | 15.553 (13,7%) | 250 kW |
| I-4 | Consumo de más de 500 MWh | 5.858 (5,1%) | 500 kW |

**Segmento oficial**

| Tipo de consumidor y segmento | | Cantidad de usuarios (nacional) | Potencia definida del sistema GSD típico |
|---|---|---|---|
| O-1 | Consumo anual de hasta 30.000 kWh | 45.906 (70,7%) | 10 kW |
| O-2 | Consumo anual mayor a 30.000 kWh | 19.206 (29,3%) | 30 kW |

**Total de usuarios por segmento y subsegmentos definidos**

| Subsegmento | Cantidad de Usuarios | % |
|---|---|---|
| R-1 | 13.509.954 | 89.1% |
| R-2 | 361.548 | 2.4% |
| C-1 | 913.526 | 6.0% |
| C-2 | 203.607 | 1.3% |
| O-1 | 45.906 | 0.3% |
| O-2 | 19.206 | 0.1% |
| I-1 | 5.858 | 0.0% |
| I-2 | 15.553 | 0.1% |
| I-3 | 42.020 | 0.3% |
| I-4 | 50.370 | 0.3% |
| **Total** | **15.167.368** | **100.0%** |

Para el cálculo del potencial técnico en este trabajo, se considera como límite máximo teórico del tamaño de los sistemas el de 500 kW, debido a los patrones de consumo de los usuarios regulados, y teniendo en cuenta la potencial disponibilidad de espacio físico para instalar sistemas más grandes, como así también las potenciales limitaciones técnicas de conexión eléctrica e inyección de excedentes, teniendo en cuenta que todos los sistemas considerados se conectarán en nivel de tensión 1.

Analizando el promedio de consumo anual para los mayores consumidores regulados (industriales), podemos ver que los sistemas de más de 500 kW de potencia sólo tendrían sentido técnico y económico para unos pocos usuarios; para la gran mayoría del universo de usuarios, el sobredimensionamiento del sistema atentaría contra la rentabilidad del proyecto. Esta limitación considerada para el cálculo del potencial técnico es una generalización realizada para analizar el potencial de todos los sistemas del país, por lo que no se debería descartar que haya

casos de sistemas de GSD con potencias superiores a los 500 kW, sin embargo, serán muy pocas en comparación con los sistemas de menor potencia.

A partir de esta definición de potencia instalada típica por segmento y tarifa, nos acercamos a obtener una estimación del potencial total de instalación de sistemas de GSD en Colombia, sin embargo, se aplicarán las restricciones mencionadas anteriormente para tener en cuenta las variables de espacio físico disponible.

#### 6.2.2.4 Aptitud de los edificios para instalación de sistemas GSD en el segmento residencial

Como se ha descripto en la sección 6.2.1, la cantidad potencial máxima de sistemas de GSD a instalar es igual a la cantidad total de usuarios del servicio público de energía eléctrica nivel nacional; a efectos de este trabajo, los usuarios conectados a redes de distribución del SIN. Además, la potencia típica instalada de un sistema de GSD ha sido determinado en la sección 6.2.2., para cada segmento y subsegmento, y de acuerdo con los hábitos de consumo de cada uno de ellos.

Para el cálculo del Potencial Técnico, además, se tendrán en cuenta las restricciones que presentan los edificios (viviendas, comercios, industrias, edificios públicos) para la instalación de sistemas fotovoltaicos.

Como se explicó al inicio de este apartado, y específicamente hablando del segmento residencial, no todos los usuarios poseen viviendas aptas para la instalación de un sistema de GSD. La aptitud de una vivienda residencial para la instalación de un sistema de GSD viene dada principalmente por lo siguiente:

- ***Tipo de residencia y condiciones de uso y ocupación; disponibilidad de techos***

La posibilidad de instalar un sistema de GSD por parte de los usuarios dependerá de si la vivienda es una vivienda unifamiliar (casa) o un apartamento. De manera general, las viviendas unifamiliares son “dueñas” de sus techos y son usuarios únicos de la comercializadora, por lo que reúnen condiciones ideales para la instalación de un sistema de GSD. En un apartamento generalmente no se posee el techo con incidencia del sol, por lo que son descartados como potenciales instaladores de sistemas de GSD (aunque existiría un porcentaje menor de clientes que sí pudieran instalar por motivos de simplicidad se los excluye del cálculo del potencial).

El mismo tratamiento se les da a los clientes que viven en un cuarto en una casa compartida. Si bien existirá un porcentaje de clientes con este tipo de vivienda que pueda instalar su sistema, debido a la complejidad que otorga un techo con varios propietarios y a la baja incidencia de este tipo de viviendas, se los descarta a los efectos del cálculo.

- ***Resistencia al peso del sistema en los techos***

Uno de los principales factores es el de la aptitud de las viviendas para soportar el peso de la instalación en sus techos. La principal variable en este caso es el tipo y material con el que están construidos los techos de las viviendas, seguido de los materiales con los que están construidas las paredes. Lógicamente, estos dos factores están íntimamente relacionados.

Para que una vivienda se considere apta para sostener el peso del sistema sobre los techos, tanto el techo como las paredes deberán ser de material resistente: Cemento, tejas o metálico para los techos, y ladrillo, piedra, adobe con refuerzo para las paredes.

- ***Acceso a la red eléctrica de distribución (SDL)***

Para el análisis de aptitud de las viviendas, se tendrán en cuenta únicamente las viviendas que sean habitadas por usuarios con acceso al servicio público de energía eléctrica, por lo que las viviendas no interconectadas serán excluidas del análisis.

Para tener en cuenta todos estos factores que inciden en las restricciones que pudieran tener los clientes a la hora de realizar su instalación de sistemas de GSD, se ha realizado un análisis en base a los datos publicados por la DANE en su Encuesta Nacional de Calidad de Vida (ECV) del año 2019[59], la cual incluye la información disponible más actualizada. En esta última ECV, se han obtenido los datos mediante encuestas diseñadas por el DANE, y obteniendo información estadística validada por el organismo. Se tienen datos de viviendas de todos los departamentos, teniendo un espacio muestral a nivel nacional, pero divisible por departamento. A efectos de este trabajo, se realizará un análisis por departamento de las variables contenidas en la ECV a continuación:

- Región y Departamento;
- Tipo de vivienda (Casa; Apartamento; Cuarto; Vivienda indígena; Otro);
- Material predominante de las paredes exteriores (Bloque, ladrillo, piedra, adobe, bahareque revocado/sin revocar, Madera, Caña, Tela, otros materiales);
- Material predominante del techo o cubierta (Concreto, tejas de barro, asbesto, metálica, plástico, paja o palma, otros materiales);
- Acceso al servicio público de energía eléctrica (Sí/No);
- Estrato de la factura eléctrica (A efectos de este trabajo, y de acuerdo con los segmentos identificados se tratarán de manera separada los estratos 1 a 3, y el resto de los estratos).

Ante todo, y como primer filtro, se analiza el porcentaje de viviendas que corresponde a casas con acceso servicio de energía, por departamento. Como se verá, en los departamentos que cuentan con grandes centros poblados, la cantidad de viviendas constituidas en apartamentos hace reducir considerablemente el potencial de instalación de sistemas de GSD en dichos departamentos.



59. Se han utilizado los microdatos directamente, elaborando los informes y las tablas presentadas en este trabajo. Fuente de los microdatos: http://microdatos.dane.gov.co/index.php/catalog/678/datafile/F137

| Departamento | Casa | Apartamento | Cuarto y otros |
|---|---|---|---|
| ANTIOQUIA | 57% | 41% | 2% |
| ATLANTICO | 70% | 27% | 2% |
| BOGOTA, D.C. | 45% | 49% | 6% |
| BOLIVAR | 76% | 23% | 1% |
| BOYACA | 77% | 21% | 1% |
| CALDAS | 70% | 29% | 1% |
| CAQUETA | 86% | 13% | 1% |
| CAUCA | 81% | 16% | 3% |
| CESAR | 80% | 16% | 4% |
| CORDOBA | 88% | 10% | 1% |
| CUNDINAMARCA | 77% | 20% | 3% |
| CHOCO | 86% | 11% | 3% |
| HUILA | 84% | 15% | 1% |
| LA GUAJIRA | 69% | 15% | 16% |
| MAGDALENA | 84% | 14% | 2% |
| META | 78% | 18% | 4% |
| NARIÑO | 73% | 21% | 6% |
| NORTE DE SANTANDER | 82% | 15% | 3% |
| QUINDIO | 76% | 21% | 3% |
| RISARALDA | 73% | 25% | 2% |
| SANTANDER | 74% | 24% | 2% |
| SUCRE | 87% | 12% | 2% |
| TOLIMA | 79% | 19% | 2% |
| VALLE DEL CAUCA | 67% | 32% | 1% |
| ARAUCA | 91% | 5% | 4% |
| CASANARE | 84% | 13% | 3% |
| PUTUMAYO | 79% | 14% | 7% |
| S. ANDRES Y PROVIDENCIA | 58% | 35% | 7% |
| AMAZONAS | 80% | 13% | 7% |
| GUAINIA | 68% | 14% | 18% |
| GUAVIARE | 85% | 9% | 7% |
| VAUPES | 88% | 5% | 7% |
| VICHADA | 79% | 14% | 7% |
| **Totales** | **76%** | **20%** | **4%** |

Luego, tomando únicamente a las casas con acceso al servicio de energía eléctrica, se determina la aptitud de los materiales para determinar el porcentaje final de las viviendas que serán tomadas a efectos del cálculo del Potencial Técnico.

Como resultado de los análisis, se obtuvieron las siguientes tablas para estimar la aptitud de los edificios para el segmento residencial (como porcentaje del total de viviendas, por estrato):

| Departamento | Estratos 1, 2 y 3 | Estratos 4, 5 y 6 |
|---|---|---|
| ANTIOQUIA | 80% | 100% |
| ATLANTICO | 93% | 98% |
| BOGOTA, D.C. | 90% | 96% |
| BOLIVAR | 76% | 97% |
| BOYACA | 95% | 100% |
| CALDAS | 84% | 95% |
| CAQUETA | 60% | 100% |
| CAUCA | 74% | 100% |
| CESAR | 84% | 100% |
| CORDOBA | 65% | 92% |
| CUNDINAMARCA | 91% | 100% |
| CHOCO | 54% | - |
| HUILA | 84% | 100% |
| LA GUAJIRA | 87% | 100% |
| MAGDALENA | 84% | 100% |
| META | 85% | 100% |
| NARIÑO | 80% | 100% |
| NORTE DE SANTANDER | 90% | 100% |
| QUINDIO | 91% | 98% |
| RISARALDA | 82% | 96% |
| SANTANDER | 89% | 100% |
| SUCRE | 81% | 100% |
| TOLIMA | 85% | 100% |
| VALLE DEL CAUCA | 90% | 100% |
| ARAUCA | 66% | 100% |
| CASANARE | 91% | 100% |
| PUTUMAYO | 62% | - |
| SAN ANDRES Y PROVIDENCIA | 87% | 94% |
| AMAZONAS | 45% | 100% |
| GUAINIA | 50% | - |
| GUAVIARE | 46% | - |
| VAUPES | 28% | - |
| VICHADA | 74% | - |

En resumen, la cantidad de clientes residenciales a tener en cuenta es:

**Subsegmento R-1**

| Departamento | Usuarios | Casas con acceso a la electricidad | Aptitud de vivienda | Total usuarios aptos para sistemas GSD | Aptitud Total |
|---|---|---|---|---|---|
| ANTIOQUIA | 2.192.370 | 57% | 80% | 1.008.939 | 46% |
| ATLANTICO | 571.437 | 70% | 93% | 375.363 | 66% |
| BOGOTA, D.C. | 2.037.452 | 45% | 90% | 828.099 | 41% |
| BOLIVAR | 501.842 | 76% | 76% | 289.685 | 58% |
| BOYACA | 424.792 | 77% | 95% | 312.788 | 74% |
| CALDAS | 318.994 | 70% | 84% | 187.296 | 59% |
| CAQUETA | 99.744 | 86% | 60% | 51.806 | 52% |
| CAUCA | 382.262 | 81% | 74% | 231.123 | 60% |
| CESAR | 299.131 | 80% | 84% | 200.595 | 67% |
| CORDOBA | 407.529 | 88% | 65% | 234.788 | 58% |
| CUNDINAMARCA | 925.244 | 77% | 91% | 645.555 | 70% |
| CHOCO | 93.661 | 86% | 54% | 43.846 | 47% |
| HUILA | 314.943 | 84% | 84% | 221.746 | 70% |
| LA GUAJIRA | 153.444 | 69% | 87% | 91.502 | 60% |
| MAGDALENA | 309.042 | 84% | 84% | 217.217 | 70% |
| META | 293.788 | 78% | 85% | 193.952 | 66% |
| NARINO | 413.959 | 73% | 80% | 240.685 | 58% |
| NORTE DE SANTANDER | 388.200 | 82% | 90% | 286.845 | 74% |
| QUINDIO | 175.217 | 76% | 91% | 121.137 | 69% |
| RISARALDA | 315.379 | 73% | 82% | 190.478 | 60% |
| SANTANDER | 721.546 | 74% | 89% | 477.501 | 66% |
| SUCRE | 227.652 | 87% | 81% | 160.053 | 70% |
| TOLIMA | 464.242 | 79% | 85% | 309.877 | 67% |
| VALLE DEL CAUCA | 1.212.662 | 67% | 90% | 730.806 | 60% |
| ARAUCA | 67.520 | 91% | 66% | 40.278 | 60% |
| CASANARE | 112.224 | 84% | 91% | 85.514 | 76% |
| PUTUMAYO | 68.916 | 79% | 62% | 33.724 | 49% |
| GUAVIARE | 16.762 | 85% | 46% | 6.550 | 39% |
| **Total Subsegmento R-1** | **13.509.954** | | | **7.817.746** | **58%** |

**Subsegmento R-2**[60]

| Departamento | Usuarios | Casas con acceso a la electrici-dad | Aptitud de vivienda | Total usuarios aptos para sistemas GSD | Aptitud Total |
|---|---|---|---|---|---|
| ANTIOQUIA | 43.601 | 57% | 100% | 24.995 | 57% |
| ATLANTICO | 77.302 | 70% | 98% | 53.386 | 69% |
| BOGOTA, D.C. | 80.038 | 45% | 96% | 34.902 | 44% |
| BOLIVAR | 42.447 | 76% | 97% | 31.337 | 74% |
| CESAR | 9.923 | 80% | 100% | 7.935 | 80% |
| CORDOBA | 9.101 | 88% | 92% | 7.428 | 82% |
| CUNDINAMARCA | 8.126 | 77% | 100% | 6.250 | 77% |
| HUILA | 2.171 | 84% | 100% | 1.828 | 84% |
| LA GUAJIRA | 654 | 69% | 100% | 450 | 69% |
| MAGDALENA | 26.330 | 84% | 100% | 22.042 | 84% |
| META | 6.122 | 78% | 100% | 4.778 | 78% |
| NORTE DE SANTANDER | 28.732 | 82% | 100% | 23.597 | 82% |
| SUCRE | 4.758 | 87% | 100% | 4.131 | 87% |
| VALLE DEL CAUCA | 22.201 | 67% | 100% | 14.801 | 67% |
| CASANARE | 37 | 84% | 100% | 31 | 84% |
| GUAVIARE | 5 | 85% | 100%<?> | 4 | 85% |
| **Total Subsegmento R-2** | **361.548** | | | **237.896** | **66%** |

Es decir que, por medio de la información proporcionada por el DANE en su Encuesta Nacional de Calidad de Vida respecto de las viviendas residenciales en Colombia, se estima que el 58% de las viviendas residenciales de Estratos 1 a 3, incluyendo residencias de estratos 4 a 6 de bajo consumo eléctrico, poseen aptitud técnica para instalar sistemas de GSD en sus techos. Por otro lado, este porcentaje sube a 66% cuando se toman las viviendas residenciales de Estratos 4 a 6 con más de 2.500 kWh de consumo anual.

### 6.2.2.5 Aptitud de los edificios para instalación de sistemas GSD, segmentos no residenciales

Como se ha visto en el apartado anterior, el DANE suministra información importante acerca de las características físicas y constructivas de las viviendas. Esta valiosa información es utilizada en el segmento residencial, para estimar el porcentaje de inmuebles de este segmento que son aptas para la instalación de un sistema de GSD. Para los locales comerciales, edificio públicos y predios industriales, sin embargo, la información disponible no permite realizar el mismo estudio de aptitud técnica de las construcciones.

Es por eso, que a efectos del cálculo del Potencial Técnico de instalación de sistemas de GSD en Colombia, y a efectos de este trabajo se realizan las siguientes estimaciones:

60. Únicamente se muestran los departamentos que cuentan con viviendas residenciales dentro de este subsegmento.

- Para el segmento comercial: Al no tener detallada la cantidad ni calidad de los techos, se analiza a los clientes comerciales desde una perspectiva de la ubicación por departamento, su tamaño y su perfil de consumo. Tal como se puede ver en la distribución de estos usuarios, alrededor de la mitad de éstos están ubicados en departamentos de perfil más urbano (departamentos de Antioquia, Bogotá, Cundinamarca, Santander). Se estima que estos establecimientos comerciales cuentan con buenas condiciones edilicias, y la principal barrera estará dada, entonces, por el acceso a techos libres de obstrucciones para la irradiación solar. Estos comercios, al ser más pequeños y estar en entornos urbanos, tendrán más dificultad para contar con el tamaño necesario para la instalación de GSD. Se estima entonces, a efectos del cálculo, que un 30% de estos locales comerciales tendrán disponibilidad para la instalación de los sistemas.

  Por otro lado, para el caso de los usuarios comerciales con mayor consumo, se estima que cuenten con superficies más grandes aptas para la instalación de sistemas, y estarán más despejados de obstrucciones. Por eso, se les asigna el 50% de viabilidad a este tipo de comercios.

- Para el segmento Industrial se estima que sus edificios y construcciones estarán, por lo general, más alejados de los centros urbanos, sobre todo los usuarios con altos niveles de consumos (subsegmentos I-3 e I-4). Además, se estima que estos inmuebles industriales poseen o bien grandes instalaciones cerradas (galpones, edificios) para las industrias manufactureras; o bien grandes extensiones de terreno disponible (en caso de industrias de transformación de materiales, agricultura, y otros). Se estima entonces, que un 50% de los usuarios industriales de los subsegmentos I-3 e I-4 serán aptos para la instalación de un sistema de GSD, tanto en techos como en ubicaciones dentro del predio.

  Asimismo, para los usuarios industriales más pequeños se considera que tengan menos espacio para lograr instalar los sistemas, por lo que se asigna el 30% de aptitud para los subsegmentos I-1 e I-2.

- Para el segmento oficial, teniendo en cuenta que la mayoría de las edificaciones dentro de este segmento (dependencias de gobierno, establecimientos educativos como así también centros de salud) son edificaciones de tamaño relativamente grande. Sin embargo, debido al gran espacio necesario para instalación de un sistema de 30 kW, se estima un 50% de los edificios aptos para este tipo y tamaño de sistemas.

  Por otro lado, se estima que los usuarios oficiales que registran menor consumo corresponden a edificios públicos con menos espacio para la instalación de los sistemas, por lo que el porcentaje estimado baja al 30% para el subsegmento O-1.

#### 6.2.2.6 Otras consideraciones

La Resolución CREG Nº 030 de 2018 menciona en su Artículo 5, que la sumatoria de potencia instalada de los GD y AGPE que entreguen 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. Si bien esta restricción está basada en un fundamento técnico, a efectos de este trabajo se considera una restricción regulatoria y no se tendrá en cuenta a los efectos del cálculo del potencial técnico.

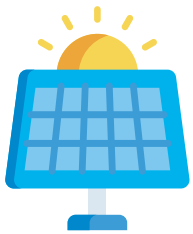
Otra consideración analizada en este tipo de estimaciones es la incidencia de viviendas alquiladas. La instalación de sistemas de GSD en casas alquiladas puede ser menos frecuente, ya que el beneficiario final del sistema (quien paga la energía eléctrica) no es propietario del techo en el cual se debe instalar el sistema. Sin embargo, también es factible que el propietario de un inmueble en alquiler decida instalar un sistema de GSD como un beneficio diferenciador. A efectos de este trabajo, esta restricción no se tiene en cuenta al no ser del tipo técnica, pero deberá tenerse en cuenta a la hora de plantear alternativas de financiamiento en los capítulos siguientes.

### 6.2.3 Resultados del Potencial Técnico

En base a lo calculado en las secciones anteriores, se hace un cálculo estimativo del Potencial Técnico:

**Sector Residencial**

| Departamento | Usuarios aptos R-1 | Potencia por usuario R-1 (en kWp) | Usuarios aptos R-2 | Potencia por usuario R-1 (en kWp) | Potencial Técnico Residencial (en MW) | % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ANTIOQUIA | 1.008.939 | 1,5 | 24.995 | 3,0 | 1.588 | 13% |
| ATLANTICO | 375.363 | 1,5 | 53.386 | 3,0 | 723 | 6% |
| BOGOTA, D.C. | 828.099 | 1,5 | 34.902 | 3,0 | 1.347 | 11% |
| BOLIVAR | 289.685 | 1,5 | 31.337 | 3,0 | 529 | 4% |
| BOYACA | 312.788 | 1,5 | - | 3,0 | 469 | 4% |
| CALDAS | 187.296 | 1,5 | - | 3,0 | 281 | 2% |
| CAQUETA | 51.806 | 1,5 | - | 3,0 | 78 | 1% |
| CAUCA | 231.123 | 1,5 | - | 3,0 | 347 | 3% |
| CESAR | 200.595 | 1,5 | 7.935 | 3,0 | 325 | 3% |
| CORDOBA | 234.788 | 1,5 | 7.428 | 3,0 | 374 | 3% |
| CUNDINAMARCA | 645.555 | 1,5 | 6.250 | 3,0 | 987 | 8% |
| CHOCO | 43.846 | 1,5 | - | 3,0 | 66 | 1% |
| HUILA | 221.746 | 1,5 | 1.828 | 3,0 | 338 | 3% |
| LA GUAJIRA | 91.502 | 1,5 | 450 | 3,0 | 139 | 1% |
| MAGDALENA | 217.217 | 1,5 | 22.042 | 3,0 | 392 | 3% |
| META | 193.952 | 1,5 | 4.778 | 3,0 | 305 | 2% |
| NARINO | 240.685 | 1,5 | - | 3,0 | 361 | 3% |
| NORTE DE SANTANDER | 286.845 | 1,5 | 23.597 | 3,0 | 501 | 4% |
| QUINDIO | 121.137 | 1,5 | - | 3,0 | 182 | 1% |
| RISARALDA | 190.478 | 1,5 | - | 3,0 | 286 | 2% |
| SANTANDER | 477.501 | 1,5 | - | 3,0 | 716 | 6% |
| SUCRE | 160.053 | 1,5 | 4.131 | 3,0 | 252 | 2% |
| TOLIMA | 309.877 | 1,5 | - | 3,0 | 465 | 4% |
| VALLE DEL CAU-CA | 730.806 | 1,5 | 14.801 | 3,0 | 1.141 | 9% |
| ARAUCA | 40.278 | 1,5 | - | 3,0 | 60 | 0% |
| CASANARE | 85.514 | 1,5 | 31 | 3,0 | 128 | 1% |
| PUTUMAYO | 33.724 | 1,5 | - | 3,0 | 51 | 0% |
| GUAVIARE | 6.550 | 1,5 | 4 | 3,0 | 10 | 0% |
| **Total** | **7.817.748** | | **237.896** | | **12.440** | **100%** |



**Sectores Comercial, Industrial y Oficial (en MW)**

| Departamento | Comercial | | Industrial | | | | Oficial | | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | C-1 | C-2 | I-1 | I-2 | I-3 | I-4 | O-1 | O-2 | |
| ANTIOQUIA | 255 | - | - | 781 | - | - | 38 | - | 1.073 |
| ATLANTICO | - | 184 | - | - | - | 917 | - | 11 | 1.112 |
| BOGOTA, D.C. | 376 | - | 538 | - | - | - | - | 102 | 1.016 |
| BOLIVAR | - | 152 | - | - | - | 175 | - | 16 | 343 |
| BOYACA | 56 | - | - | - | 291 | - | 9 | - | 356 |
| CALDAS | 48 | - | - | - | - | 217 | 5 | - | 270 |
| CAQUETA | 10 | - | - | 5 | - | - | - | 14 | 30 |
| CAUCA | 23 | - | - | - | 228 | - | 11 | - | 261 |
| CESAR | - | 80 | - | - | 55 | - | - | 16 | 151 |
| CORDOBA | 37 | - | - | - | 57 | - | 3 | - | 97 |
| CUNDINAMARCA | 103 | - | - | 388 | - | - | 13 | - | 504 |
| CHOCO | 7 | - | - | 3 | - | - | 2 | - | 13 |
| HUILA | 39 | - | - | - | 110 | - | 8 | - | 157 |
| LA GUAJIRA | - | 43 | - | 3 | - | - | - | 5 | 51 |
| MAGDALENA | - | 81 | - | - | 99 | - | - | 10 | 190 |
| META | 61 | - | - | - | - | 156 | - | 30 | 247 |
| NARINO | 34 | - | 22 | - | - | - | 7 | - | 63 |
| NORTE DE SANTANDER | 47 | - | - | 39 | - | - | 9 | - | 95 |
| QUINDIO | 25 | - | 25 | - | - | - | 3 | - | 54 |
| RISARALDA | 48 | - | - | 41 | - | - | 4 | - | 92 |
| SANTANDER | 103 | - | 166 | - | - | - | 15 | - | 284 |
| SUCRE | - | 62 | - | - | 41 | - | - | 8 | 111 |
| TOLIMA | 62 | - | - | - | 162 | - | 6 | - | 230 |
| VALLE DEL CAUCA | - | 416 | - | - | 876 | - | - | 54 | 1.346 |
| ARAUCA | 8 | - | 0 | - | - | - | 3 | - | 11 |
| CASANARE | 15 | - | - | - | 27 | - | - | 13 | 56 |
| PUTUMAYO | 9 | - | 4 | - | - | - | 2 | - | 15 |
| GUAVIARE | 3 | - | 0 | - | - | - | - | 5 | 8 |
| **Total (en MW)** | **1.370** | **1.018** | **756** | **1.261** | **1.944** | **1.465** | **138** | **285** | **8.236** |

En resumen, el Potencial Técnico de instalación de sistemas de GSD en Colombia se estima en unas 8 millones de instalaciones residenciales, por un total de 12.440 MWp, y de 437.000 instalaciones no residenciales (combinando usuarios industriales, comerciales y oficiales), por un total de 8.236 MW, resultando en un Potencial Técnico total a nivel nacional de 20.670 MWp. Esta cantidad de sistemas generaría en promedio 28,1 TWh anuales de energía eléctrica distribuida, correspondiente a un 49,7% de la energía consumida por el SIN en 2019.

Este número evidencia el gran potencial que posee Colombia para la instalación de sistemas de GSD, debido a las excelentes condiciones de recurso solar, así también como los hábitos de consumo de los usuarios conectados a las redes de distribución local a lo largo y ancho del país.

La instalación masiva de sistemas de GSD a la red de distribución eléctrica de Colombia puede significar la necesidad de potenciales inversiones y acciones para modernizar, digitalizar, y adaptar las redes de distribución actuales y el SIN en general. Dichas acciones podrán ayudar a consolidar el crecimiento del mercado eléctrico en el futuro, preparándolas para que puedan seguir ofreciendo un servicio de calidad, con seguridad y resiliencia.

## 6.2.4 Cálculo del Potencial Técnico-Económico

### 6.2.4.1 Modelización económico-financiera y flujos de fondos

A partir de los valores calculados para el Potencial Técnico de instalación de sistemas de GSD en Colombia, se detallará la metodología para la estimación del Potencial Técnico-Económico. Para estimar el potencial técnico-económico se tendrá en cuenta la viabilidad económica de las instalaciones que quedaron dentro del potencial técnico nacional. Para esto, se tendrán en cuenta los costos de la tecnología, las tarifas eléctricas para cada uno de los segmentos y todos los ingresos y costos de los sistemas de GSD para calcular el repago de la inversión.

**Consideraciones generales del modelo:**

Para obtener la estimación del Potencial Técnico-Económico, se realiza en el presente trabajo una valuación económica de los proyectos que poseen viabilidad técnica, de acuerdo a la metodología aplicada en la sección anterior, para cada segmento, estrato, y perfil de consumo. Debido a la gran cantidad de variables que afectan a este tipo de sistemas, el modelo utilizado en el presente trabajo realiza simplificaciones y define supuestos en base a los parámetros comunes de cada segmento, estrato o nivel de consumo, con el objetivo de mantener acotada la cantidad de modelos a implementar.

La metodología utilizada para determinar la viabilidad económica de un sistema GSD es la del payback period o período de repago. Este método es comúnmente utilizado en estudios económicos relativos a energía solar distribuida, como ser en Kozen (2014)[61], el cual es utilizado como documento base para la formulación de la normativa respecto al sector en Brasil.

En este caso, el período de repago sirve para realizar un cálculo de la viabilidad actual de la instalación de cada uno de los sistemas de GSD analizados, utilizando como datos las condiciones de mercado, tarifas, y costos actuales.

Las consideraciones, estimaciones y supuestos del modelo utilizado se resumen a continuación:

- Basado en la normativa vigente, los ingresos del usuario que instala un sistema de GSD está basado en tres tipos de ingresos:
    - Ahorros por “costo evitado” de compra a la comercializadora, durante las horas de generación solar (autoconsumo);
    - Créditos de energía generados por los excedentes, los cuales se intercambian por la energía consumida en horas en las cuales no se generó energía con el sistema solar (intercambio);
    - Los créditos de energía que exceden de lo consumido, se venden a la comercializadora a precio de bolsa.

61. Konzen, Gabriel. Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass / Gabriel Konzen; orientador Roberto Zilles. – São Paulo, 2014.

- A efectos de simplificar los modelos, se considera que todos los sistemas de GSD se enmarcan como AGPE de acuerdo a la normativa vigente. De acuerdo a la normativa, se considera el siguiente tratamiento para el cálculo de los cargos para usuarios con sistemas GSD:
    - AGPE de 100 kW o menor: Se paga el cargo C para el intercambio; excedentes a precio de bolsa (Pb).
    - AGPE mayor a 100 kW: Se pagan los cargos C, T, D, R, Pr para el intercambio; excedentes a precio de bolsa (Pb).
    - Debe considerarse, que para los GD la remuneración por venta de excedentes incluye beneficios adicionales por menores pérdidas técnicas si lo vende al comercializador integrado, aunque los excedentes son vendidos en su totalidad al precio de bolsa.
    - Tanto la tarifa CU como los componentes Pb, G, C, T, R, y Pr se toman del último boletín tarifario publicado por la SSPD al momento de la confección del presente trabajo, correspondiente al primer trimestre de 2021. Se toman promedios trimestrales, por departamento, de cada uno de los componentes utilizados en el modelo.
- El modelo financiero trabaja a costos y precios constantes. Esto es, se asume que los precios de las tarifas eléctricas variarán con el índice de Precios al Consumidor. La estimación de los precios de largo plazo de la energía eléctrica es un tema de profundo estudio y el presente modelo es sensible a las variaciones de tarifa futuras. Para realizar cálculos conservadores se utilizan todos los costos a precios constantes.
- La vida útil del proyecto es de 20 años, utilizada a los efectos de la modelización económica. Esto responde al período de garantía de la mayoría de los proveedores de módulos solares. Igualmente, la vida útil de los módulos, como se ha comentado es de 25 años.
- No se considera, a efectos de este trabajo, la limitación de inyección de excedentes para los sistemas fotovoltaicos mencionada en el Articulo 5, literal c, de la Resolución CREG Nº 030 de 2018, por cuestiones de modelización por segmento y potencia. De cualquier manera, como se mencionó anteriormente, los sistemas están dimensionados de acuerdo a la demanda promedio de los usuarios con foco en el autoconsumo.
- A efectos de simplificar el análisis, se considera el método de venta de excedentes a la comercializadora que está integrada con el OR, entendiendo, además, que esta clasificación es de orden regulatoria, y no es un impedimento técnico ni económico que sea inherente de la instalación del sistema de GSD.
- No se considera ningún tipo de gasto fijo, sino que, de acuerdo a la normativa vigente de fijación de tarifas, los costos fijos del SIN se variabilizan en sus diferentes componentes del Costo Unitario de la Energía (CU). Este CU y sus componentes servirán para determinar los ingresos (gasto evitado o crédito de energía) del sistema GSD para cada modelo.
- Todas las variables y estimaciones del modelo utilizan como moneda los dólares americanos (USD), cuyo tipo de cambio al momento de la realización del presente trabajo es de 3.556 con el peso colombiano[62]. No se tienen en cuenta potenciales fluctuaciones del tipo de cambio durante la vida del proyecto. De cualquier manera, los análisis de este trabajo se realizan con períodos de repago. Se esperan resultados similares en caso de trabajar con modelo en COP.
- No se considera la opción de tarifa horaria.

62. Tipo de cambio promedio del primer trimestre de 2021 (entre el 4/1/21 y el 31/3/21). Se toma esta fecha para que coincida con las fechas en las que se toman las tarifas y los cargos eléctricos del boletín tarifario y evitar desfasajes.

- No se considera la aplicación de la Opción Tarifaria. Al momento de la confección del presente trabajo, solo 2 empresas comercializadoras poseen usuarios de este tipo.

Como se mencionó anteriormente, los excedentes de generación son monetizados de maneras diferentes por el usuario generador, dependiendo si los créditos de energía son utilizados para intercambiar importaciones, o bien para vender a la comercializadora. Ya que este tratamiento depende de la curva de consumo y generación horarias a lo largo de un día, es necesario caracterizar los escenarios de intercambio de energía con la comercializadora, para estimar de una manera más efectiva los ahorros económicos de la instalación de GSD.

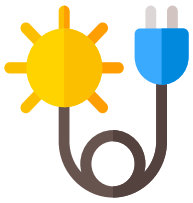
Para esto se analizan las curvas diarias típicas de la demanda residencial, comercial e industrial. A partir de la bibliografía consultada se pueden obtener las siguientes conclusiones:




**Imagen 24. Curvas diarias típicas de demanda residencial, comercial e industrial. Fuente: World Bank/DNP**[63].

- El consumo residencial muestra en su curva típica un pico de consumo en horas vespertinas y nocturnas (entre las 19 y las 21 horas). Desde el amanecer hasta las 21 horas, el consumo crece durante el día. Luego de las 21 horas, el consumo baja rápidamente hasta un mínimo diario, lo que se corresponde con las horas de sueño, y previo al amanecer.
- El consumo comercial posee su pico máximo durante las horas hábiles, es decir, entre las 10 y las 19 horas. Existe una gran diferencia con los consumos nocturnos, ya que, por lo general, los establecimientos comerciales (y a efectos de este análisis, también los oficiales) se encuentran cerrados y generalmente con muy poca o nula actividad.
- El consumo industrial es el más constante, en comparación con las dos curvas previamente mencionadas. Al igual que el consumo comercial, posee un pico máximo de demanda durante las horas hábiles. Los turnos de trabajo nocturno son habituales para las industrias, aunque menos comunes que durante el día.

A efectos de este trabajo, y con el objetivo de simplificar el análisis y poder generalizarlo para los diferentes tipos de usuarios, se construye una curva de cubrimiento de energía para cada segmento, lo que se traducirá en el modelo financiero, en un cálculo de la proporción de la energía que se utilizará para autoconsumo y para intercambio, de acuerdo a las curvas de consumo y la curva de generación fotovoltaica. Estas proporciones serán utilizadas para asignar el valor de la energía generada, lo que corresponde con los ahorros o beneficios económicos, y jugará un papel fundamental en el análisis del retorno de la inversión.



63. World Bank-NDP, Energy Demand Situation in Colombia, 2017.

Para ilustrar esto, se presenta un gráfico mostrando los tres tipos de tratamiento que se le da a la energía generada a lo largo del día.




**Imagen 25. Curva diaria típica de demanda, excedentes y autoconsumo. Fuente CREG.**

Como se puede ver en el gráfico, la generación que ocurre por debajo de la curva de consumo se la denomina "autoconsumo", y la generación por encima de la curva de consumo, pero inferior en cantidad al consumo del resto del día, se lo denomina "intercambio".

Los porcentajes estimados para cada segmento son los siguientes:

**Tabla 11. Porcentaje de la generación por debajo y por encima de la curva de consumo, por segmento.**

| | Residencial | Comercial | Industrial |
|---|---|---|---|
| Autoconsumo | 52,1% | 58,7% | 47,6% |
| Intercambio (excedentes) | 47,9% | 41,3% | 52,4% |

La energía generada que no es utilizada ni para autoconsumo, ni para intercambio, se considerará excedente y se realizará el tratamiento explicado anteriormente.

## Variables del modelo

A continuación, se explican las principales variables del modelo económico utilizado para estimar el período de repago y la viabilidad económica de los sistemas. Vale la pena aclarar que el modelo económico realizado tiene como objetivo analizar la viabilidad económica de sistemas de GSD en todo el país y cuantificar dicho potencial. Para desarrollar los modelos, a menudo se realizan simplificaciones, que en este caso se utilizan, por ejemplo, para estimar la cantidad de sistemas o potencia instalada que posee viabilidad económica. Como parte de estas simplificaciones, se dimensionan sistemas típicos o estándar, para cada segmento de consumo, estrato y departamento.

Es preciso mencionar que no necesariamente todos los sistemas de GSD que se instalarán para cada segmento y departamento serán iguales a los tomados como referencia en este análisis. Para analizar la viabilidad de cada sistema en particular, los desarrolladores de proyectos realizan estudios particulares de cada sitio, determinando una potencia instalada óptima en cada caso, así también como configuraciones particulares de acuerdo a las características del sitio, disponibilidad de techos, consumo, entre otras.

Inversión inicial: Se tienen en cuenta los precios actuales de la tecnología relevados en el Capítulo 5 del presente trabajo. Se han tomado tanto referencias locales como internacionales. Los precios de la tecnología han sido adaptados para cada una de las potencias instaladas utilizadas en la modelización, como sigue:

**Tabla 12. Inversión inicial unitaria (por kWp instalado) estimada para instalaciones de GSD en Colombia. Fuente: Elaboración propia a partir de fuentes reconocidas nacionales e internacionales.**

| Potencia instalada (kW) | Inversión inicial (USD/kWp) |
|---|---|
| 1,5 kWp | 2.030 |
| 3 kWp | 1.780 |
| 5 kWp | 1,650 |
| 10 kWp | 1,535 |
| 30 kWp | 1,445 |
| 50 kWp | 1.350 |
| 100 kWp | 1.250 |
| 250 kWp | 1.100 |
| 500 kWp | 1.000 |

Los valores ingresados al modelo fueron interpolados o extrapolados linealmente, en caso de ser necesario, en base a las referencias encontradas y mostradas en el Capítulo 5 de este trabajo.

Se considera que la inversión inicial se realiza íntegramente de manera previa al inicio de la generación. Es decir, la inversión se realiza durante el año 0, y la generación de energía del sistema se realiza entre los años 1 y 20.

Ingresos del proyecto: Como se ha comentado, los ingresos o flujos de dinero positivos del proyecto vienen dados por:

- Ahorros por "costo evitado" de compra a la comercializadora, durante las horas de generación solar (autoconsumo).
- Créditos de energía generados por los excedentes, los cuales se intercambian por la energía consumida en horas en las cuales no se generó energía con el sistema solar (intercambio).
- Los créditos de energía que exceden de lo consumido se venden a la comercializadora a precio de bolsa.

La generación de energía eléctrica anual (en kWh/año) es calculada como la generación anual en un año meteorológico típico (o TMY, de acuerdo a la metodología del potencial técnico) del sistema instalado, multiplicado por la potencia instalada del mismo. Se ha utilizado la generación anual específica de cada departamento, de acuerdo a lo relevado en la sección 6.1.

Para calcular los ahorros anuales, se calcula la factura anual de energía eléctrica del usuario, sin sistema y con sistema, y luego se calcula la diferencia. Para calcular la factura con sistema:

- Ahorro de energía por autoconsumo, es decir el costo de energía eléctrica evitado;
- Costo por intercambio, es decir, el componente de comercialización que se paga por el intercambio de generación por consumo por encima de la generación. Además, para usuarios AGPE de más de 100 kW de potencia, se agregan otros cargos que también se deben pagar por la energía intercambiada.

- Créditos de energía por excedentes, en caso de que la generación exceda el consumo, incluyendo el intercambio.

En los casos que corresponda, se tiene en cuenta la aplicación de subsidios a la tarifa eléctrica. La siguiente tabla muestra la tarifa eléctrica que corresponde a cada segmento y estrato residencial, de acuerdo con la normativa vigente:

**Tabla 13. Tarifa en función del CU para los sectores Residencial (por estrato), Comercial, Industrial y Oficial. Fuente: Elaboración propia en base a información de la CREG,**

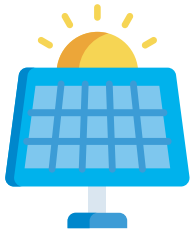
| Estrato / Segmento | Tarifa en función de CU |
|---|---|
| Residencial – Estrato 1 | CU * (1-0,60) |
| Residencial – Estrato 2 | CU * (1-0,50) |
| Residencial – Estrato 3 | CU * (1-0,15) |
| Residencial – Estrato 4 | CU |
| Residencial – Estrato 5 | CU * (1+0,20) |
| Residencial – Estrato 6 | CU * (1+0,20) |
| Comercial | CU * (1+0,20) |
| Industrial | CU * (1+0,20) |
| Oficial | CU |

El usuario, entonces, pagará la diferencia entre lo generado y lo consumido, de acuerdo a si la energía se genera en períodos de autoconsumo (es decir, unidades de energía que se dejan de importar), o si se genera y se utiliza para compensar importaciones en horarios distintos a los de la generación. Para eso, se utilizan los porcentajes típicos mostrados en la Tabla 10.

Incentivos fiscales según Ley Nº 1715 de 2014: De acuerdo a los incentivos fiscales mencionados en el Capítulo 4 del presente trabajo, se modelizan los siguientes beneficios:

- Disminución de la base imponible del ISR: Según la ley, se podría utilizar el 50% de la inversión total del sistema para disminuir la base imponible del impuesto sobre la renta, tanto de personas humanas como jurídicas, con un tope establecido en el 50% de la base. Este beneficio está vigente por 5 años, según la Ley Nº 1715 de 2014 (15 años según la Ley Nº 2099 de 2021, pendiente de reglamentación al momento de la elaboración de este informe). Para realizar un cálculo conservador, este beneficio se aplica únicamente para personas jurídicas (es decir, sistemas que se instalen en los segmentos comercial e industrial), y se realizará los primeros 5 años, utilizando el 5% de la inversión cada año para disminuir el ISR. A una tasa de ISR del 30%, el ahorro fiscal es de 1,5% de la inversión por año.
- Amortización acelerada de la inversión: Según la ley, se podría amortizar el sistema hasta en 3 años (33,33% anual). A modo conservador, se aplica una amortización de 7 años para todos los bienes que componen el sistema.

Operación y Mantenimiento: La operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos es un tema muy estudiado, sobre todo para sistemas de GSD. Debido al tamaño y simplicidad de este tipo de instalaciones, como se mencionó en el Capítulo 2.1, tanto las actividades como los costos de Operación y Mantenimiento varían de instalación en instalación.



Según la Guía de Mantenimiento preparada por el Ministerio de Energía de Chile[64], las tareas fundamentales de mantenimiento preventivo son muy pocas y sencillas. Una rutina de mantenimiento preventivo para un sistema GSD consiste en:

- Limpieza de los módulos: La acumulación de polvo y suciedad en los módulos fotovoltaicos reduce el rendimiento de la instalación, es por eso que dependiendo de las características de cada sitio se realicen limpiezas periódicas de los módulos. La limpieza es económica, rápida y en la mayoría de los casos no se utiliza agua. La frecuencia recomendada para las limpiezas es cada 1 o 2 meses para sitios con mucho polvo en suspensión y poca lluvia; para sitios con mayor cantidad de precipitaciones y menos polvo, se limpian unas pocas veces al año.

  Se ha realizado un estudio de tiempos para estimar la cantidad de tiempos que demora la limpieza de los módulos en un sistema de GSD. Según esta Guía, la mediana de requerido para la limpieza en seco de un sistema es de aproximadamente 1,2 minutos por metro cuadrado, es decir, aproximadamente 2,5 minutos por módulo solar.

- Revisión de condiciones del entorno: Inspección visual para evitar que objetos (como ser basura, pasto u otros) se interpongan y generen sombra sobre los módulos. Esta inspección se puede realizar previamente y con la misma frecuencia que las limpiezas.

- Revisión de inversores, cableado, y cajas de conexión: Según esta Guía, los inversores requieren de poco a nulo mantenimiento. Se debe revisar que el inversor tenga ventilación adecuada. Además, se recomienda una inspección visual del cableado y de las cajas de conexión, que tampoco requieren especial mantenimiento. Se deberá revisar que no hayan sufrido el impacto del sol, animales u otros. Esta revisión se podrá hacer en conjunto con la limpieza de los módulos.

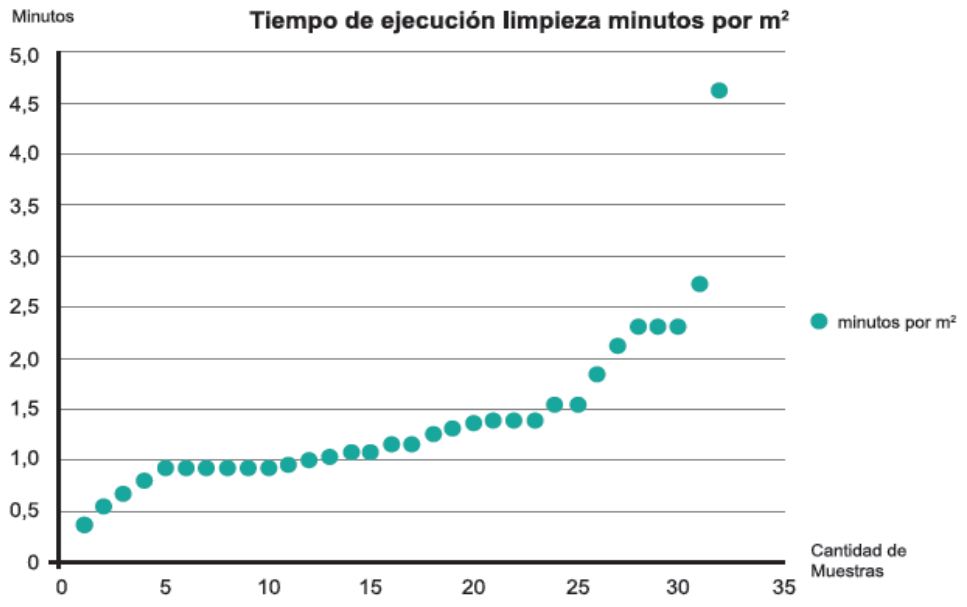



**Imagen 26. Tiempo de ejecución de limpieza de módulos solares. Fuente: GIZ y Min. de Energía de Chile.**

64. Min. De Energía de Chile y GIZ, "Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos", Programa Techos Solares Públicos, Santiago, Chile, 2016.

En definitiva, a los efectos de calcular el costo de operación y mantenimiento preventivo de los sistemas de GSD en este trabajo, se estima lo siguiente:

- Para sistemas de GSD de 10 kW o menos, (en su gran mayoría residenciales y pequeños comercios), se asume que la limpieza y revisión de los componentes son realizados por el propietario de la instalación. Es por eso que, en estos casos, el gasto por mantenimiento preventivo se considera nulo.
- Para los sistemas de 30 kW o más, los cuales son instalados en su gran mayoría en industrias, se considera un costo de mantenimiento preventivo de 15 USD/kWp instalado (anual). Esto permitirá a los clientes que instalen este tipo de sistemas considerar la participación de personal propio o tercero para las tareas de mantenimiento preventivo. El valor de 15 USD/kWp significa para los proyectos considerados en este estudio un costo de mantenimiento anual entre el 1% y el 1,5% de la inversión inicial total, de acuerdo a su potencia instalada. Dichos valores están en línea con las referencias internacionales para el mantenimiento anual de una instalación fotovoltaica de esta escala de potencia, que oscila entre el 0,5% y el 2% del costo de inversión total[65].

Reposición de equipamiento: Corresponde al mantenimiento correctivo del equipamiento, o bien al mantenimiento preventivo al final de la vida útil de los equipos, en caso de que no hayan fallado. Según el Ministerio de Energía de Chile las fallas más comunes de un sistema de GSD ocurren en los inversores, aunque la confiabilidad de los inversores ha mejorado considerablemente en los últimos años. Otros componentes de los sistemas de GSD que puedan fallar son las cajas de conexión (string boxes), los cuales tienen un costo de reposición bajo, así también como cableado o elementos de protección que pudieran fallar por el paso del tiempo o por fallas en la red de distribución.

En este trabajo se ha considerado un gasto por reposición de equipamiento (mantenimiento correctivo) en el año 10, de 200 USD/kWp instalado[66]. Este costo permite reemplazar los inversores al año 10, cercano a su vida útil; así como también cambiar cableado, cajas de conexión u otros elementos que puedan haberse dañado con el paso del tiempo.

Degradación de módulos: Se considera que los módulos van perdiendo eficiencia a lo largo de su vida útil, usualmente de 25 años. Esta pérdida de eficiencia por degradación se tiene debe a la degradación del laminado o capa externa del módulo, la pérdida de eficiencia del silicio para la conversión fotovoltaica, entre otros.

Se utiliza una degradación anual del 0,4%, en línea con lo establecido por los principales fabricantes de módulos fotovoltaicos a nivel mundial.

Consideraciones adicionales para el sector comercial e industrial: A efectos de la modelización se ha considerado que los sistemas de los sectores comercial e industrial son instalados por personas jurídicas, a diferencia del sector residencial, el cual está en su gran mayoría conformado por personas físicas.

Las personas jurídicas poseen un tratamiento especial, ya que el sistema de GSD pasa a ser parte de su activo. Se considera a la instalación un activo amortizable para el cual se ha establecido en los cálculos una amortización de 5 años, de acuerdo con el beneficio de amortización acelerada permitido por la Ley Nº 1715 de 2014.

65. NREL, “SACP Best Practices PV Operations and Maintenance”, NREL, Denver Colorado, 2015.

66. Este dato es conservador, y tiene en cuenta los costos actuales de inversores y parte del BOS a costos actuales.

Además, se ha considerado el efecto impositivo del flujo de efectivo para las personas jurídicas. Por un lado, los ahorros de energía eléctrica hacen que bajen los egresos, mientras que las deducciones por amortización se contabilizan como un gasto en el estado de resultados. Como consecuencia, se tiene un impacto en el Impuesto sobre la Renta, que es la diferencia entre los ahorros por energía y las deducciones por amortizaciones. Para los flujos positivos, se deberá pagar impuesto sobre la renta sobre dicha diferencia.

Este efecto se lo denomina "escudo impositivo" y puede impactar tanto negativamente como positivamente en el modelo. Es por eso que, para los sectores comercial e industrial, se ha tenido en cuenta este efecto a la hora de calcular los períodos de repago.

Cálculo del período de repago: Una vez obtenido el flujo de fondos del proyecto (cash flow) para los años 0 a 20, se realiza el cálculo del período de repago simple, es decir, en cuántos años se recupera la inversión inicial gracias a los ingresos u ahorros obtenidos por la instalación del sistema de GSD. Además, para referencia posterior, se calcula también la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto.

Un ejemplo de los resultados de la modelización económica se encuentra en el Anexo II del presente.

Determinación del retorno a la inversión viable: Una vez realizado el cálculo del período de repago para un sistema típico segmento, subsegmento, y departamento, a éste se lo debe comparar con el período de repago objetivo. Si el repago obtenido es menor o igual al objetivo (o repago al cual se hace viable la inversión), se considera que esos sistemas poseen potencial técnico-económico con las condiciones actuales.

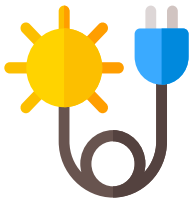
Existen diversas metodologías para el cálculo de un período de repago viable para este tipo de instalaciones, entre las cuales podemos mencionar:

- Varios estudios, como ser Beck (2009) en Estados Unidos y Konzen (2014) en Brasil, utilizan la teoría de adopción de las innovaciones como función del período de repago de los sistemas. Estos estudios pretenden obtener la adopción en el largo plazo, por lo que los períodos de repago varían año a año.
- Por otro lado, en el estudio de México (Lab México, 2021) se define un período de repago viable como el período que hace que los desembolsos por la devolución del préstamo sean iguales a los pagos de la factura eléctrica actualmente, con una tasa de interés de mercado.

Para el presente trabajo se ha adoptado un período de repago objetivo de 7 años, teniendo en cuenta tanto la evolución esperada de los períodos de repago proyectada en el estudio de Beck (2009), así también como realizando la validación de que, para un préstamo de tasas de referencia en Colombia, la cuota del préstamo resultante es de magnitud similar al pago de la factura actual de electricidad que el usuario paga actualmente.

Para el caso de las personas jurídicas y su potencial de adopción de estos sistemas, además, mencionamos que las tasas de retorno (TIR) obtenidas por los proyectos con un repago de 7 años o inferior son superiores al 10% en todos los casos, llegando en algunos casos a tasas de retorno superiores al 18%, siendo ésta una tasa de inversión razonable para este tipo de proyectos.

Vale la pena aclarar que este trabajo pretende hacer una estimación de un Potencial de mercado máximo (benchmark) con las condiciones de mercado actuales, y no es objeto del estudio realizar una estimación de la penetración o adopción de la tecnología a lo largo del tiempo. Tomando la penetración máxima como base, en próximos estudios se podrá adoptar la metodología para calcular la adopción de este tipo de sistemas a partir de, por ejemplo, nuevas políticas públicas.



### 6.2.5 Resultados del potencial Técnico-Económico

A continuación, se muestran los resultados del Potencial Técnico-Económico del mercado de los sistemas de GSD en Colombia, teniendo en cuenta la modelización descripta anteriormente.

Se muestra el periodo de repago, en años, de los usuarios por departamento y estrato:

#### Usuarios Residenciales

**Tabla 14. Período de repago calculado para usuarios residenciales, por estrato y departamento.**

| Departamento | Estrato 1 | Estrato 2 | Estrato 3 | Estrato 4 | Estrato 5 | Estrato 6 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ANTIOQUIA | >20 | >20 | >20 | 10,3 | 7,6 | 7,5 |
| ATLANTICO | 11,8 | 13,9 | 8,6 | 8,6 | 7,0 | 7,0 |
| BOGOTA, D.C. | >20 | >20 | >20 | 12,1 | 9,7 | 8,5 |
| BOLIVAR | 17,7 | 13,3 | 8,7 | 8,8 | 7,2 | 7,2 |
| BOYACA | >20 | >20 | 14,1 | 13,1 | 11,4 | 8,7 |
| CALDAS | >20 | >20 | 15,4 | 12,9 | 11,2 | 10,5 |
| CAQUETA | >20 | >20 | >20 | 11,8 | - | - |
| CAUCA | >20 | >20 | 15,4 | 12,9 | 10,4 | 9,6 |
| CESAR | 14,8 | 14,1 | 8,9 | 8,7 | 7,2 | 7,2 |
| CORDOBA | >20 | 14,0 | 8,1 | 11,1 | 8,1 | 8,1 |
| CUNDINAMARCA | >20 | >20 | 15,9 | 13,0 | 9,6 | 7,9 |
| CHOCO | >20 | >20 | 18,7 | 17,9 | - | - |
| HUILA | >20 | >20 | 15,2 | 10,4 | 6,8 | 7,7 |
| LA GUAJIRA | 12,5 | 12,7 | 8,1 | 8,7 | 7,4 | - |
| MAGDALENA | 11,1 | 12,7 | 8,2 | 8,2 | 6,9 | 6,7 |
| META | >20 | >20 | >20 | 11,3 | 8,8 | 7,5 |
| NARINO | >20 | >20 | 14,8 | 12,3 | 10,2 | 8,4 |
| NORTE DE SANTANDER | >20 | >20 | >20 | 8,9 | 6,6 | 6,6 |
| QUINDIO | >20 | >20 | 19,8 | 12,2 | 10,4 | 8,7 |
| RISARALDA | >20 | >20 | 15,2 | 12,8 | 10,3 | 8,6 |
| SANTANDER | >20 | >20 | >20 | 11,4 | 8,5 | 8,5 |
| SUCRE | >20 | 15,6 | 10,8 | 10,7 | 7,9 | 7,9 |
| TOLIMA | >20 | >20 | 15,8 | 13,5 | 10,4 | 6,8 |
| VALLE DEL CAUCA | >20 | >20 | >20 | 10,4 | 7,5 | 6,6 |
| ARAUCA | >20 | >20 | 16,0 | 10,5 | - | - |
| CASANARE | >20 | 19,8 | 14,4 | 10,1 | 8,5 | 8,5 |
| PUTUMAYO | >20 | >20 | >20 | - | - | - |
| GUAVIARE | >20 | >20 | 18,6 | 11,2 | - | - |

## Usuarios no Residenciales

**Tabla 15. Período de repago calculado para usuarios no residenciales, por departamento y segmento.**

| Departamento | Industrial | Comercial | Oficial |
|---|---|---|---|
| ANTIOQUIA | 6,5 | 5,9 | 6,9 |
| ATLANTICO | 6,1 | 5,8 | 7,4 |
| BOGOTA, D.C. | 6,6 | 6,6 | 8,4 |
| BOLIVAR | 5,5 | 5,9 | 7,6 |
| BOYACA | 5,3 | 6,0 | 8,2 |
| CALDAS | 6,2 | 6,6 | 10,6 |
| CAQUETA | 6,9 | 6,5 | 8,6 |
| CAUCA | 7,6 | 6,6 | 11,1 |
| CESAR | 5,9 | 5,9 | 8,7 |
| CORDOBA | 6,6 | 6,8 | 8,5 |
| CUNDINAMARCA | 7,1 | 6,6 | 8,2 |
| CHOCO | 7,1 | 6,7 | 8,5 |
| HUILA | 6,4 | 5,9 | 7,0 |
| LA GUAJIRA | 6,4 | 5,7 | 7,2 |
| MAGDALENA | 6,5 | 5,6 | 7,2 |
| META | 5,8 | 6,4 | 7,9 |
| NARINO | 8,7 | 6,3 | 7,6 |
| NORTE DE SANTANDER | 6,3 | 5,8 | 6,8 |
| QUINDIO | 7,3 | 6,5 | 7,9 |
| RISARALDA | 6,9 | 6,4 | 7,8 |
| SANTANDER | 5,9 | 6,4 | 7,8 |
| SUCRE | 6,5 | 6,3 | 8,4 |
| TOLIMA | 5,9 | 5,8 | 6,1 |
| VALLE DEL CAUCA | 5,7 | 5,6 | 6,9 |
| ARAUCA | 5,5 | 6,5 | 7,1 |
| CASANARE | 5,6 | 5,8 | 8,0 |
| PUTUMAYO | 6,0 | 6,6 | 8,2 |
| GUAVIARE | 7,6 | 7,1 | 8,1 |

Además, se presenta el potencial Técnico-Económico, tanto en cantidad de instalaciones y MW, como porcentaje del Potencial Técnico calculado en el apartado anterior por departamento y segmento:

**Tabla 16. Potencial Técnico-Económico de instalación de sistemas de GSD en Colombia en número de instalaciones, por departamento y segmento.**

| Departamento | Residencial | Comercial | Industrial | Oficial | Total | % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ANTIOQUIA | - | 51.002 | 7.808 | 3.757 | 62.567 | 13% |
| ARAUCA | - | 1.553 | 7 | - | 1.560 | 0% |
| ATLANTICO | 21.790 | 18.383 | 1.834 | - | 42.007 | 9% |
| BOGOTA, D.C. | - | 75.173 | 10.751 | - | 85.924 | 18% |
| BOLIVAR | - | 15.245 | 349 | - | 15.594 | 3% |
| BOYACA | - | 11.219 | 1.163 | - | 12.382 | 3% |
| CALDAS | - | 9.664 | 434 | - | 10.098 | 2% |
| CAQUETA | - | 2.097 | 50 | - | 2.146 | 0% |
| CASANARE | - | 3.056 | 108 | - | 3.164 | 1% |
| CAUCA | - | 4.579 | - | - | 4.579 | 1% |
| CESAR | - | 8.010 | 219 | - | 8.229 | 2% |
| CHOCO | - | 1.425 | - | - | 1.425 | 0% |
| CORDOBA | - | 7.424 | 229 | - | 7.653 | 2% |
| CUNDINAMARCA | - | 20.677 | - | - | 20.677 | 4% |
| GUAVIARE | - | - | - | - | - | 0% |
| HUILA | 1.690 | 7.853 | 438 | 787 | 10.768 | 2% |
| LA GUAJIRA | - | 4.258 | 34 | - | 4.292 | 1% |
| MAGDALENA | 12.449 | 8.126 | 397 | - | 20.972 | 4% |
| META | - | 12.195 | 312 | - | 12.507 | 3% |
| NARINO | - | 6.859 | - | - | 6.859 | 1% |
| NORTE DE SANTANDER | 4.079 | 9.343 | 389 | 915 | 14.725 | 3% |
| PUTUMAYO | - | 1.773 | 83 | - | 1.856 | 0% |
| QUINDIO | - | 5.067 | - | - | 5.067 | 1% |
| RISARALDA | - | 9.516 | 409 | - | 9.925 | 2% |
| SANTANDER | - | 20.621 | 3.326 | - | 23.947 | 5% |
| SUCRE | - | 6.191 | 162 | - | 6.353 | 1% |
| TOLIMA | 613 | 12.362 | 648 | 603 | 14.226 | 3% |
| VALLE DEL CAUCA | 14.801 | 41.592 | 3.503 | 1.817 | 61.712 | 13% |
| **Total** | **55.421** | **375.263** | **32.651** | **7.879** | **471.214** | **100%** |
| **%** | **12%** | **80%** | **7%** | **2%** | **100%** | |

**Tabla 17. Potencial Técnico-Económico de instalación de sistemas de GSD en Colombia en MW instalados, por departamento y segmento.**

| Departamento | Residencial | Comercial | Industrial | Oficial | Total | % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ANTIOQUIA | - | 255 | 781 | 38 | 1.073 | 14% |
| ARAUCA | - | 8 | - | - | 8 | 0% |
| ATLANTICO | 65 | 184 | 917 | - | 1.166 | 16% |
| BOGOTA, D.C. | - | 376 | 538 | - | 913 | 12% |
| BOLIVAR | - | 152 | 175 | - | 327 | 4% |
| BOYACA | - | 56 | 291 | - | 347 | 5% |
| CALDAS | - | 48 | 217 | - | 265 | 4% |
| CAQUETA | - | 10 | 5 | - | 15 | 0% |
| CASANARE | - | 15 | 27 | - | 42 | 1% |
| CAUCA | - | 23 | - | - | 23 | 0% |
| CESAR | - | 80 | 55 | - | 135 | 2% |
| CHOCO | - | 7 | - | - | 7 | 0% |
| CORDOBA | - | 37 | 57 | - | 94 | 1% |
| CUNDINAMARCA | - | 103 | - | - | 103 | 1% |
| GUAVIARE | - | - | - | - | - | 0% |
| HUILA | 5 | 39 | 110 | 8 | 162 | 2% |
| LA GUAJIRA | - | 43 | 3 | - | 46 | 1% |
| MAGDALENA | 37 | 81 | 99 | - | 218 | 3% |
| META | - | 61 | 156 | - | 217 | 3% |
| NARINO | - | 34 | - | - | 34 | 0% |
| NORTE DE SANTANDER | 12 | 47 | 39 | 9 | 107 | 1% |
| PUTUMAYO | - | 9 | 4 | - | 13 | 0% |
| QUINDIO | - | 25 | - | - | 25 | 0% |
| RISARALDA | - | 48 | 41 | - | 88 | 1% |
| SANTANDER | - | 103 | 166 | - | 269 | 4% |
| SUCRE | - | 62 | 41 | - | 102 | 1% |
| TOLIMA | 1 | 62 | 162 | 6 | 231 | 3% |
| VALLE DEL CAUCA | 44 | 416 | 876 | 54 | 1.391 | 19% |
| **Total** | **165** | **2.385** | **4.758** | **115** | **7.424** | **100%** |
| **%** | **2%** | **32%** | **64%** | **2%** | **100%** | |

En resumen, el Potencial Técnico-Económico de instalación de sistemas de GSD en Colombia se estima en 471.000 instalaciones a nivel nacional, por un total de 7.424 MWp. Esta cantidad de sistemas generaría, en promedio, 10,1 TWh anuales de energía eléctrica distribuida, correspondiente a un 17,9% de la demanda total del SIN en 2019.

En la tabla siguiente se puede ver la sensibilidad del Potencial Técnico-Económico con el retorno de la inversión definida como viable, y el porcentaje de los proyectos adoptados en función del retorno.

**Tabla 18. Sensibilidad del potencial Técnico-Económico calculado, en función del período de repago admitido, en MW y como porcentaje del Potencial Técnico.**

| Retorno (años) | Potencial Técnico-Económico (MW) | | | Adopción del Potencial Técnico (%) |
|---|---|---|---|---|
| | Residencial | No Residencial | Total | |
| **0** | - | - | **-** | 0% |
| **1** | - | - | **-** | 0% |
| **2** | - | - | **-** | 0% |
| **3** | - | - | **-** | 0% |
| **4** | - | - | **-** | 0% |
| **5** | - | - | **-** | 0% |
| **6** | - | 3.342 | **3.342** | 16,2% |
| **7** | 165 | 7.259 | **7.424** | 35,9% |
| **8** | 458 | 8.023 | **8.482** | 41,0% |
| **9** | 1.102 | 8.220 | **9.323** | 45,1% |
| **10** | 1.174 | 8.220 | **9.395** | 45,4% |
| **11** | 1.488 | 8.225 | **9.713** | 47,0% |
| **12** | 2.153 | 8.236 | **10.390** | 50,3% |
| **13** | 2.680 | 8.236 | **10.916** | 52,8% |
| **14** | 3.069 | 8.236 | **11.305** | 54,7% |
| **15** | 3.470 | 8.236 | **11.706** | 56,6% |
| **16** | 4.092 | 8.236 | **12.328** | 59,6% |
| **17** | 4.092 | 8.236 | **12.328** | 59,6% |
| **18** | 4.366 | 8.236 | **12.602** | 60,9% |
| **19** | 4.369 | 8.236 | **12.605** | 61,0% |
| **20+** | 12.440 | 8.236 | **20.677** | 100,0% |

### 6.2.5 Análisis de los resultados del potencial técnico y económico

- Más del 90% de las instalaciones técnica y económicamente viables son de potencia igual o menor a 10 kWp, totalizando 437.000 instalaciones, lo que muestra la oportunidad de negocio en el segmento de sistemas pequeños, en especial para pequeños clientes comerciales;
- Sin embargo, las instalaciones de 10 kW o menos aportan el 35% de la potencia instalada, siendo los sistemas de más de 100 kW importantes a la hora de evaluar los MW instalados, principalmente los grandes industriales, que aportan con 32.600 instalaciones el 64% de la potencia instalada total.
- La aplicación de la exención del impuesto sobre la renta, sumado a las tarifas más caras de los usuarios comerciales e industriales, hace que la gran mayoría de los sistemas (97%) alcancen un repago atractivo de entre 5 y 7 años, con tasas de retorno aceptables en comparación con los estándares de muchas industrias.
- Los subsidios al consumo eléctrico hacen que un gran porcentaje de las instalaciones técnicamente viables, no consigan un repago suficiente como para que sean inversiones atractivas para el sector residencial. Esto muestra que incentivos adicionales son necesarios para aumentar la viabilidad de este tipo de sistemas, en especial para los usuarios con bajo consumo eléctrico;
- Sin embargo, más de 55.000 instalaciones residenciales son hoy viables técnica y económicamente, en especial correspondientes a los estratos 5 y 6, los cuales poseen las tarifas eléctricas más altas dentro de este segmento.
- Vale la pena mencionar, que para el cálculo del retorno de la inversión de los sistemas residenciales, no se consideró el beneficio adicional del impuesto sobre la renta, que sí se tuvo en cuenta para los sectores comercial e industrial. Si bien no se consideró el efecto del beneficio fiscal para usuarios residenciales para plantear un análisis conservador, podemos ver que los individuos que sean sujetos al pago de Impuesto sobre la Renta, y que por consiguiente puedan hacer efectivo este beneficio fiscal, podrán encontrar un repago a la inversión más corto para la inversión en sistemas de GSD, especialmente para los Estratos 4 a 6, los cuales no cuentan con subsidios en la tarifa. El impacto de las deducciones del ISR en el retorno hace que la instalación se repague entre 0,6 y 1 año antes, lo que hará viable económicamente muchas instalaciones que hoy no están consideradas dentro del potencial técnico-económico[67].
- Observamos que existe una gran cantidad de usuarios residenciales que presentan un repago entre 7 y 8 años, lo cual indica que una baja en los costos de la tecnología o un incentivo a estos sistemas que haga bajar los costos de instalación triplicaría el potencial de mercado residencial, resultando en 197.000 instalaciones y 458 MW de potencia viables técnica y económicamente.

67. El efecto de los individuos que actualmente son sujetos al pago del IRS no se tiene en cuenta a efectos de hacer conservador el potencial técnico-económico, y merece un análisis caso a caso por cada departamento para analizar su efecto en el repago de la inversión. A efectos de presentar el potencial, se opta por dejar el cálculo lo más conservador posible.

- Respecto de los usuarios residenciales y comerciales, y de acuerdo con el relevamiento realizado a través de las cámaras empresarias del sector, existen numerosos factores adicionales que son tenidos en cuenta a la hora de la toma de decisión respecto de la instalación de un sistema de GSD para sus viviendas. Muchos de ellos son incluso más importantes que el retorno a la inversión, para determinados subsegmentos, como por ejemplo las residencias de poder adquisitivo medios y altos, y pequeños comercios tanto de entornos urbanos como rurales. Se puede mencionar, por ejemplo, que muchas de las familias más jóvenes poseen un gran compromiso ambiental. Además, la independencia energética, tanto respecto al abastecimiento energético como a la independencia económica respecto de las tarifas, son factores que inciden de manera favorable a la hora de la decisión para la instalación de un sistema de GSD.

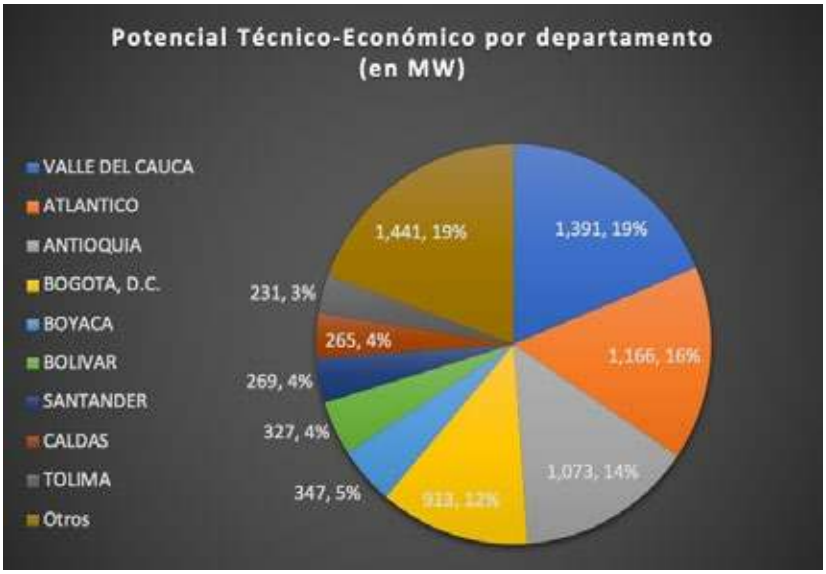



**Gráfico 5. Potencial Técnico-Económico por departamento (en MW y como porcentaje del total).**

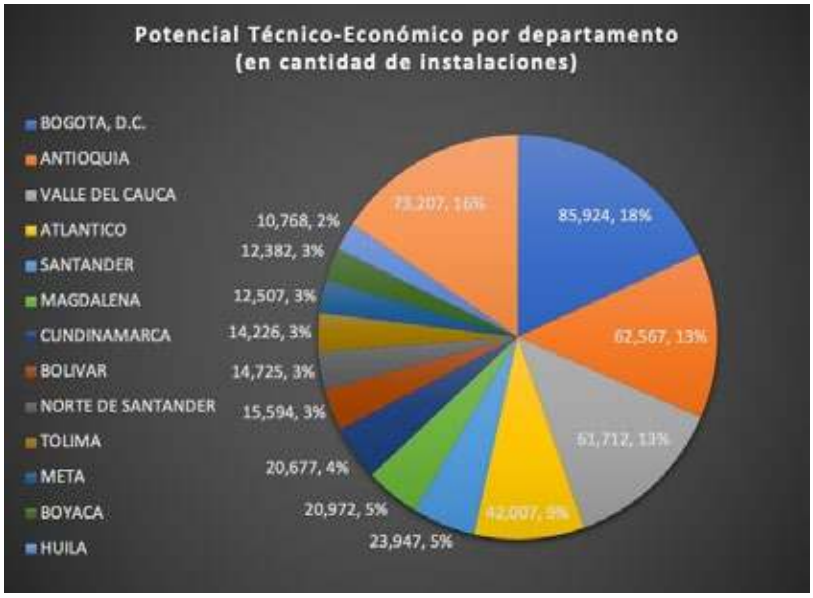



**Gráfico 6. Potencial Técnico-Económico por departamento (en cantidad de instalaciones y como porcentaje del total).**

Como se ve en los resultados del estudio, las variables que más afectan a la viabilidad técnica y económica de las instalaciones de sistemas GSD en Colombia es, por un lado, la cantidad de clientes por estrato, lo que afecta a la tarifa, y en una segunda instancia la irradiación solar, que afecta a la generación y por consiguiente al repago de la instalación.

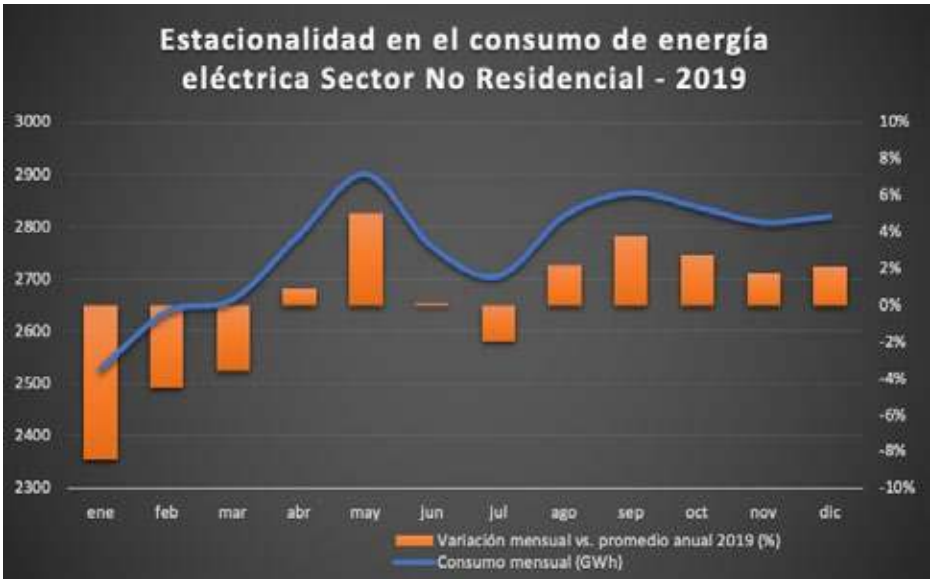



**Gráfico 7. Potencial Técnico-Económico por segmento, en cantidad de instalaciones y como porcentaje del total.**

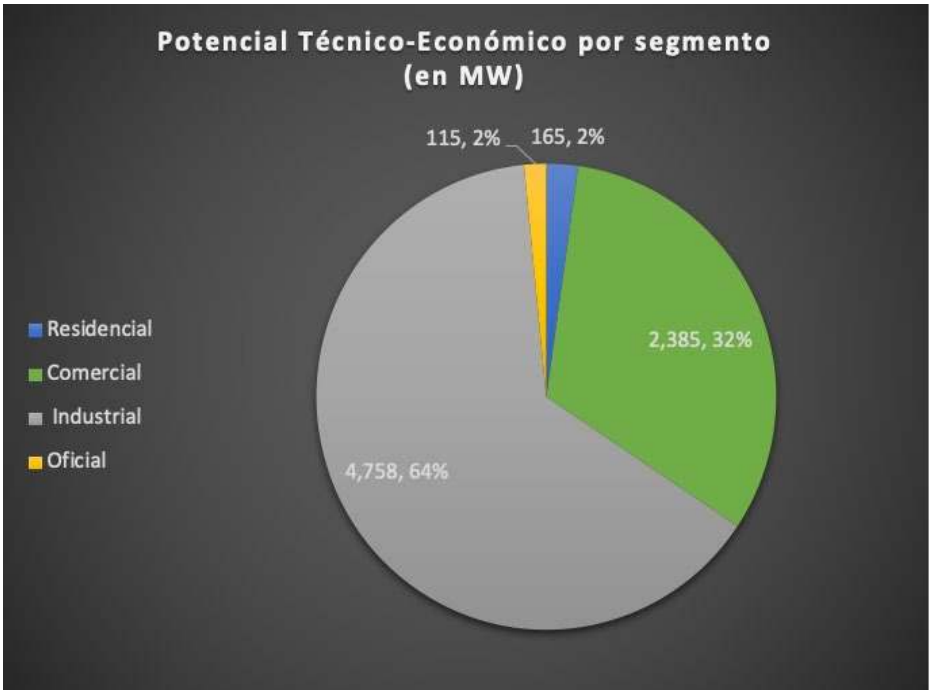



**Gráfico 8. Potencial Técnico-Económico por segmento, en MW y como porcentaje del total.**

El Potencial Técnico-Económico de instalación de sistemas de GSD en Colombia permite pensar

en un volumen de negocios por la suma de 9.685 millones de USD, factible técnica y económicamente bajo las condiciones actuales, y teniendo en cuenta los costos de instalación actuales. En la tabla a continuación, se muestra el volumen potencial de inversiones para la instalación de los sistemas de GSD que han resultado factibles técnica y económicamente en el presente trabajo, por segmento y por departamento:

**Tabla 19. Cantidad de instalaciones viables técnica y económicamente en Colombia y su volumen de inversiones, por segmento.**

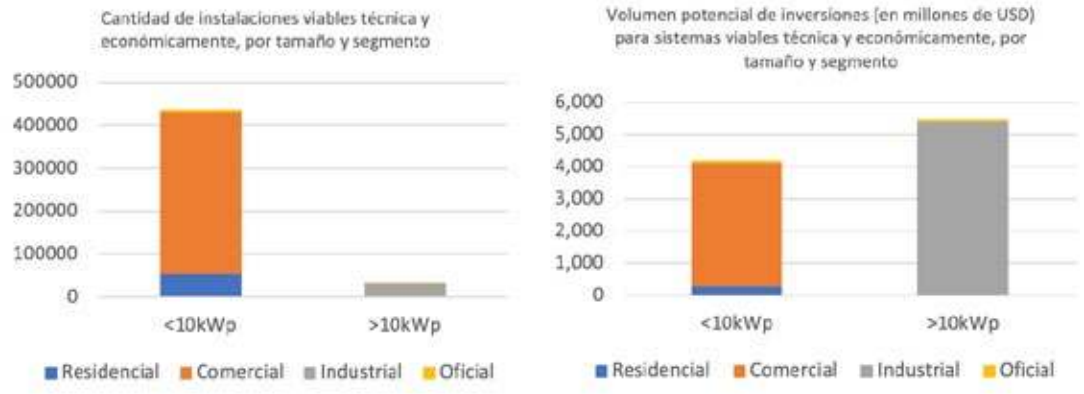
| Segmento | Cantidad de instalaciones | Inversiones (M USD) | Inversiones (billones COP) |
|---|---|---|---|
| Residencial | 55.421 | 294,5 | 1,05 |
| Comercial | 375.263 | 3.823,8 | 13,60 |
| Industrial | 32.651 | 5.395,1 | 19,18 |
| Oficial | 7.879 | 172,1 | 0,61 |
| **TOTAL** | **471.214** | **9.685,6** | **34,40** |

**Tabla 20. Volumen potencial de inversiones en instalaciones viables técnicas y económicamente en Colombia, en millones de USD.**

| Departamento | Inversiones (en M USD), por segmento y total | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Residencial | Comercial | Industrial | Oficial | Total | Total (%) |
| **ANTIOQUIA** | 0 | 421 | 976 | 58 | 1.455 | **15%** |
| **ARAUCA** | 0 | 13 | 0 | 0 | 13 | **<1%** |
| **ATLANTICO** | 116 | 283 | 917 | 0 | 1.316 | **14%** |
| **BOGOTA, D.C.** | 0 | 620 | 726 | 0 | 1.346 | **14%** |
| **BOLIVAR** | 0 | 235 | 175 | 0 | 409 | **4%** |
| **BOYACA** | 0 | 93 | 320 | 0 | 412 | **4%** |
| **CALDAS** | 0 | 80 | 217 | 0 | 297 | **3%** |
| **CAQUETA** | 0 | 17 | 6 | 0 | 23 | **<1%** |
| **CASANARE** | 0 | 25 | 30 | 0 | 55 | **1%** |
| **CAUCA** | 0 | 38 | 0 | 0 | 38 | **<1%** |
| **CESAR** | 0 | 123 | 60 | 0 | 184 | **2%** |
| **CHOCO** | 0 | 12 | 0 | 0 | 12 | **<1%** |
| **CORDOBA** | 0 | 61 | 63 | 0 | 124 | **1%** |
| **CUNDINAMARCA** | 0 | 171 | 0 | 0 | 171 | **2%** |
| **HUILA** | 9 | 65 | 120 | 12 | 206 | **2%** |
| **LA GUAJIRA** | 0 | 66 | 4 | 0 | 70 | **1%** |
| **MAGDALENA** | 66 | 125 | 109 | 0 | 301 | **3%** |
| **META** | 0 | 101 | 156 | 0 | 257 | **3%** |
| **NARINO** | 0 | 57 | 0 | 0 | 57 | **1%** |
| **NORTE DE SANTANDER** | 22 | 77 | 49 | 14 | 162 | **2%** |
| **PUTUMAYO** | 0 | 15 | 6 | 0 | 20 | **<1%** |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **QUINDIO** | 0 | 42 | 0 | 0 | 42 | **<1%** |
| **RISARALDA** | 0 | 79 | 51 | 0 | 130 | **1%** |
| **SANTANDER** | 0 | 170 | 225 | 0 | 395 | **4%** |
| **SUCRE** | 0 | 95 | 45 | 0 | 140 | **1%** |
| **TOLIMA** | 2 | 102 | 178 | 9 | 291 | **3%** |
| **VALLE DEL CAUCA** | 79 | 641 | 963 | 79 | 1.762 | **18%** |
| **TOTAL** | **295** | **3.824** | **5.395** | **172** | **9.686** | **100%** |

Realizando un análisis por tamaño de los sistemas, vemos que el 92,7% de las instalaciones viables técnica y económicamente son sistemas de generación con capacidad instalada menor o igual a 10kW, en su gran mayoría del sector comercial, y en menor medida del sector residencial. Sin embargo, las instalaciones viables técnica y económicamente de entre 10 y 500 kW, que representan el 7,3% de las instalaciones, acaparan el 56,5% del volumen de inversión potencial (5.473 M USD).




## 6.2.6 Tasas de crecimiento esperado del consumo eléctrico en Colombia

Para la planificación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia, es indispensable realizar la proyección de la demanda eléctrica que tendrá que afrontar el país en los siguientes años. Todos los años, la UPME actualiza el Plan de Referencia de Expansión de Generación y Transmisión, en el que identifica los requerimientos de nueva capacidad de generación y define obras de la red de transporte, con el fin de garantizar la seguridad y confiabilidad del SIN.

El horizonte del análisis es de 15 años y se fundamenta principalmente en las proyecciones de demanda, la información sobre la infraestructura eléctrica existente, y los proyectos de generación y transmisión en desarrollo y con compromisos. El plan más reciente, que se encuentra en revisión final, es el 2020-2034 y toma como base la proyección de demanda de energía eléctrica de junio 2020. Sin embargo, ya existe un documento más reciente de proyección de la demanda –"Proyección Demanda Energía Eléctrica y Gas Natural 2021-2035 (UPME, junio 2021)"-y es el que se resumirá a continuación.

Los modelos para la proyección de la demanda de energía eléctrica a nivel nacional utilizados por UPME utilizan variables explicativas económicas, demográficas y climáticas:

- la demanda histórica de electricidad;
- el PIB real histórico y las proyecciones del PIB estimadas por UPME;
- el crecimiento de la población y la variación de la temperatura.

La proyección de la demanda es el valor esperado ("escenario medio") de un modelo econométrico de combinación de pronósticos. Los pronósticos provienen de modelos multivariados VAR y VEC[68]. La proyección del escenario medio se acompaña con un intervalo "límite alto" y "límite bajo".

La predicción prevé que, a partir del tercer trimestre 2021, la demanda alcance y luego supere los valores de 2019 asociada a una recuperación económica de corto plazo luego del Covid-19.

Entre 2021 y 2035 se espera un crecimiento promedio anual de la demanda de energía eléctrica del SIN entre el 2,28% y el 2,68%. El impacto del Covid-19 en la proyección de la demanda implicó un desplazamiento de la curva de demanda eléctrica proyectada en 2020 (pre-Covid) hacia adelante entre 3 y 5 años.




**Imagen 27: Proyección anual de la demanda de energía eléctrica del SIN.**
**Fuente: UPME, junio 2021, en base a datos de XM.**

En el análisis de proyección de la demanda, la UPME también evalúa escenarios alternativos adicionando a la demanda del SIN:

- el reporte de consumos de los grandes consumidores de cargas (GCE) en base a su intención de conectarse en el futuro cercano;
- la estimación del consumo de vehículos eléctricos (VE)[69];
- las reducciones de demanda resultantes de la generación distribuida (GD).

68. UPME, 2021. Proyección Demanda Energía Eléctrica y Gas Natural 2021-2035.

69. En esta proyección se emplearon valores estimados en el Plan Energético Nacional – PEN 2020-2050 asociados al escenario de modernización, donde se espera que para 2050 la energía eléctrica tenga una participación en torno al 30%-40% del parque automotor.

Con respecto a los GCE, UPME estima que en caso de que se materialice la entrada de los proyectos informados por las empresas, éstos aportarían entre 0,32% y 2,33% al crecimiento anual de la demanda. De manera similar, se estima que la participación de los VE contribuya entre 0,12% y 0,61% al crecimiento anual de la demanda. Finalmente, se espera que la GD tenga una participación negativa dentro de la demanda de energía eléctrica (al entregar energía a la red) y restaría entre 0,05% y 0,13% al crecimiento anual de la demanda.

En definitiva, observando la evolución de las variables de crecimiento económico, crecimiento demográfico, entre otras variables analizadas por UPME, se estima que el potencial de instalación de sistemas de GSD en Colombia acompañe ese crecimiento, tanto debido a la incorporación de nuevos clientes al SIN (que hará viables nuevas instalaciones), como el aumento del consumo de los clientes existentes (que permitirá que cada instalación proyectada posea una potencia mayor).

## 6.3 Casos de negocio determinando ahorros económicos y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, logrados por el uso de sistemas solares fotovoltaicos en generación distribuida, por segmento.

Se presentan a continuación distintos casos de negocio de los sistemas GSD con potencial técnico-económico de acuerdo con los análisis realizados en los capítulos anteriores. Se presentan cuatro casos ejemplo, de diferentes segmentos y en diferentes departamentos.

### Caso 1: Cliente del segmento Residencial, estrato 5, en Norte de Santander

Se tiene un sistema de 3 kWp instalados en una residencia en Cúcuta, en el departamento de Norte de Santander.

- La inversión inicial de este sistema de GSD es de 19 millones de pesos colombianos (5.340 USD).
- El cliente consume en promedio 381 kWh mensuales, lo que corresponde a una factura eléctrica promedio de 269.300 pesos colombianos (75,7 USD). La tarifa por kWh es de 588 pesos colombianos (0,165 USD), y 706 pesos (0,199 USD) si se incluye el 20% de recargo correspondiente a su estrato.
- El potencial de generación del sistema de GSD en Norte de Santander es de 1.405 kWh/kWp/año.
- El sistema de GSD generará una media mensual de 351 kWh/mes (4.215 kWh anuales) en el primer año de instalación del sistema, de los cuales 199 kWh serán para autoconsumo, y los restantes 183 kWh serán utilizados para intercambio. Por este intercambio, el usuario pagará a la comercializadora 28 pesos colombianos por kWh en concepto de cargos de comercialización.[70]
- El primer año, el cliente generará el 92% de la energía consumida. Con el sistema en operación, la factura eléctrica bajará a 26.125 pesos (7,3 USD) mensuales por todo concepto.

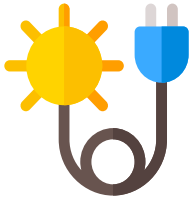
70. Los cargos de comercialización fueron estimados a partir de información extraída del Boletín Tarifario publicado por la SSPD correspondiente al primer trimestre de 2021. Los valores utilizados son promedios de los valores informados para cada una de las comercializadoras que operan en un departamento determinado.

- Debido al crecimiento esperado del consumo eléctrico, se espera que, para el año 10 de instalación, el sistema genere el 73% del consumo eléctrico del usuario, y para el año 20, el 56% del consumo eléctrico.
- A lo largo de la vida útil del sistema, el cliente generará ahorros anuales de entre 2,9 y 2,7 millones de pesos colombianos (821 y 760 USD). El período de repago del sistema resulta de 6,6 años y la tasa interna de retorno del proyecto a lo largo de su vida útil es de 13,4% anual.
- Además, este sistema evitará la emisión de 18,3 toneladas de $CO_2$ (equivalente) a la atmósfera durante su vida útil.

**Caso 2: Cliente del segmento Industrial en Bogotá**

Se tiene un sistema de 50 kWp instalados en una industria de tamaño medio, en el distrito federal de Bogotá. Existen 35.800 usuarios de este segmento eléctrico en Bogotá.

- La inversión inicial estimada de este sistema de GSD es de 240 millones de pesos colombianos (67.500 USD).
- El cliente consume en promedio 4.086 kWh mensuales, lo que corresponde a una factura eléctrica promedio de 2.670.000 pesos colombianos (750 USD). La tarifa por kWh es de 544 pesos colombianos (0,153 USD), y 653 pesos (0,184 USD) si se incluye el 20% de recargo correspondiente a su estrato.
- El potencial de generación del sistema de GSD en Bogotá es de 1.270 kWh/kWp/año.
- El sistema de GSD generará una media mensual de 5.292 kWh/mes (63.500 kWh anuales) en el primer año de instalación del sistema, de los cuales 1.947 kWh serán para autoconsumo, 2.076 kWh serán utilizados para intercambio. Por estos kWh, que permiten bajar el consumo nocturno, el usuario pagará 25 pesos colombianos por kWh a la comercializadora. Por otro lado, los restantes 1.205 kWh generados en el año 1 serán vendidos a la comercializadora, a precio de bolsa.
- El primer año, el cliente generará un 29% más que la energía consumida. Con el sistema en operación, el usuario podrá pagar toda la factura eléctrica, y generando además créditos de energía por 203.000 pesos (57 USD) mensuales.
- Debido al crecimiento esperado del consumo eléctrico, se espera que, para el año 10 de instalación, el sistema genere la misma cantidad de energía que el consumo eléctrico del usuario, y para el año 20, el 78% del consumo eléctrico.
- A lo largo de la vida útil del sistema, el cliente generará ahorros anuales de entre 31,8 y 34,9 millones de pesos colombianos (8.900 y 9.800 USD). El período de repago del sistema resulta de 6,6 años y la tasa interna de retorno del proyecto a lo largo de su vida útil es de 11,1% anual.
- Además, este sistema evitará la emisión de 275,1 toneladas de CO2 (equivalente) a la atmósfera durante su vida útil.



**Caso 3: Cliente del segmento Comercial, en el departamento de Antioquia.**

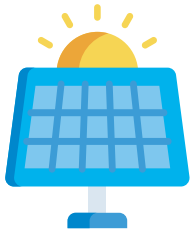
Se tiene un sistema de 5 kWp instalados en un comercio en el departamento de Antioquia. En este departamento existen 170.000 usuarios eléctricos conectados al SIN dentro del segmento comercial.

- La inversión inicial de este sistema de GSD es de 29,3 millones de pesos colombianos (8.250 USD).
- El cliente consume en promedio 835 kWh mensuales, lo que corresponde a una factura eléctrica promedio de 583.000 pesos colombianos (164 USD). La tarifa por kWh es de 582 pesos colombianos (0,164 USD), y 699 pesos (0,196 USD) si se incluye el 20% de recargo correspondiente a su estrato.
- El potencial de generación del sistema de GSD en Antioquia es de 1.402 kWh/kWp/año.
- El sistema de GSD generará una media mensual de 584 kWh/mes (7.010 kWh anuales) en el primer año de instalación del sistema, de los cuales 491 kWh serán para autoconsumo, y los restantes 345 kWh serán utilizados para intercambio. Por estos kWh, que permiten bajar el consumo nocturno, el usuario pagará 27 pesos colombianos por kWh a la comercializadora.
- El primer año, el cliente generará el 70% de la energía consumida. Con el sistema en operación, la factura eléctrica bajará a 181.800 pesos (51 USD) mensuales por todo concepto.
- Debido al crecimiento esperado del consumo eléctrico, se espera que, para el año 10 de instalación, el sistema genere el 55% del consumo eléctrico del usuario, y para el año 20, el 43% del consumo eléctrico.
- A lo largo de la vida útil del sistema, el cliente generará ahorros anuales de entre 4,5 y 4,8 millones de pesos colombianos (1.256 y 1.356 USD). El período de repago del sistema resulta de 5,9 años y la tasa interna de retorno del proyecto a lo largo de su vida útil es de 13% anual.
- Además, este sistema evitará la emisión de 30,4 toneladas de CO2 (equivalente) a la atmósfera durante su vida útil.

**Caso 4: Cliente del segmento Industrial, departamento Valle del Cauca**

Se tiene un sistema de 250 kWp instalados en una gran instalación industrial en el departamento de Valle del Cauca. Existen en este departamento 7.000 usuarios industriales conectados al SIN, dentro del segmento regulado únicamente.

- La inversión inicial estimada de este sistema de GSD es de 978 millones de pesos colombianos 275.000 USD).
- El cliente consume en promedio 29.250 kWh mensuales, lo que corresponde a una factura eléctrica promedio de 20,3 millones de pesos colombianos (5.713 USD). La tarifa por kWh es de 579 pesos colombianos (0,163 USD), y 694 pesos (0,195 USD) si se incluye el 20% de recargo correspondiente a su estrato.
- El potencial de generación del sistema de GSD en Valle del Cauca es de 1.427 kWh/kWp/año.
- El sistema de GSD generará una media mensual de 29.729 kWh/mes 356.750 kWh anuales) en el primer año de instalación del sistema, de los cuales 13.941 kWh serán para autoconsumo, y 15.316 kWh serán utilizados para intercambio. Por este intercambio, el



usuario pagará a la comercializadora 30 pesos colombianos por kWh en concepto de cargos de comercialización. Por otro lado, los restantes 472 kWh generados en el año 1 serán vendidos a la comercializadora, a precio de bolsa.

- El primer año, el cliente generará un 2% más que la energía consumida. Con el sistema en operación, el usuario podrá pagar toda la factura eléctrica, generando además un pequeño crédito de energía que ayudará a pagar los gastos de comercialización. La factura con el sistema pasa a ser de 5,3 millones de pesos (1.489 USD) mensuales.
- Debido al crecimiento esperado del consumo eléctrico, se espera que, para el año 10 de instalación, el sistema genere un 80% del consumo eléctrico del usuario, y para el año 20, el 62% del consumo eléctrico.
- A lo largo de la vida útil del sistema, el cliente generará ahorros anuales de entre 155,2 y 166,9 millones de pesos colombianos (43.660 y 46.940 USD). El período de repago del sistema resulta de 5,7 años y la tasa interna de retorno del proyecto a lo largo de su vida útil es de 13,4% anual.
- Además, este sistema evitará la emisión de 1.545 toneladas de CO2 (equivalente) a la atmósfera durante su vida útil.



# 7. ESTADO ACTUAL DEL FINANCIAMIENTO PRIVADO PARA SISTEMAS DE GENERACIÓN SOLAR DISTRIBUIDA EN COLOMBIA

Como se ha observado a partir del análisis realizado en la primera parte del presente documento (Capítulos 2 a 6), Colombia presenta condiciones de mercado muy favorables para el desarrollo de la energía renovable en general, y para la instalación de sistemas de GSD en particular.

Colombia cuenta con un recurso solar abundante, condición importante para que los sistemas sean eficientes y rentables; el marco regulatorio vigente establece reglas claras en materia de medición de la energía generada, facturación e intercambio de excedentes con las comercializadoras; y los costos de la tecnología y las tarifas actuales hacen que la instalación de sistemas de GSD sea atractivo para una gran cantidad de usuarios, distribuidos en todos los departamentos del país y en todos los segmentos analizados.

En definitiva, si bien en la actualidad el mercado de la energía solar distribuida es relativamente nuevo y pequeño en el país en relación con su capacidad instalada total, actualmente existen las condiciones para que este mercado se desarrolle rápidamente, apalancado aún más por las varias iniciativas públicas en materia de fomento a la inclusión de fuentes de energía renovables no convencionales, y a una recuperación post-COVID19 con criterios de equidad y sostenibilidad.

Si bien la banca colombiana ha mostrado cierta experiencia y casos testigo en el financiamiento de proyectos de energía solar, dicha experiencia está concentrada principalmente en proyectos de mayor tamaño (de 1 MWp o mayores). Además, en la mayoría de los casos, los proyectos financiados son de empresas generadoras, cuyo principal objetivo es la generación de energía y posterior venta en el SIN. Ya que los sistemas de GSD persiguen el objetivo del autoconsumo eléctrico, los tomadores de crédito para financiar estos sistemas serán de lo más variados, desde usuarios residenciales hasta PyMEs, comercios e industrias, cuyas actividades han sido hasta ahora, en su enorme mayoría, ajenas a la generación de energía eléctrica, y no tienen experiencia en el mercado eléctrico. Este cambio requiere un esfuerzo extra por parte de la banca comercial, para adaptar sus productos y hacerlos accesibles a estos segmentos de clientes.

El sector financiero se convierte entonces en un actor muy importante para lograr el crecimiento y consolidación del sector solar fotovoltaico, en especial de pequeña y mediana escala. La banca comercial, en particular, se presenta como un eslabón clave para la implementación de sistemas de GSD, debido principalmente a las características que tiene este tipo de inversión de capital, el cual requiere un desembolso significativo al inicio del proyecto (para la compra e instalación del sistema), sin requerir inversiones adicionales en los años subsiguientes, y con bajos costos de operación y mantenimiento. El volumen de capital necesario para este tipo de inversiones hace que una gran cantidad de usuarios no logren acceder a su instalación debido a falta de liquidez, que puede ser solucionada con la oferta de un financiamiento adecuado.

A partir del relevamiento y las conversaciones mantenidas durante la realización del presente proyecto con la Asociación Bancaria de Colombia, así también como con diversos actores del sector bancario nacional e internacional, se ha detectado un gran interés en el potencial de mercado que los sistemas de GSD podrían generar tanto con clientes actuales como con clientes potenciales, mediante productos relacionados a la generación de energía renovable para autoconsumo, a la disminución del impacto ambiental de la actividad humana, a la reducción de emisiones de efecto invernadero y la lucha contra el cambio climático.

Además, diversos actores de la banca colombiana poseen iniciativas internas de sustentabilidad, entre ellas la incorporación de energía renovable o el transporte bajo en carbono. Sin embargo, hoy existen en el mercado pocos productos financieros específicamente diseñados para financiar este tipo de iniciativas. El leasing financiero, por ejemplo, es un producto que ha comenzado a posicionarse como uno de los más adecuados actualmente para financiar este tipo de proyectos de autogeneración.

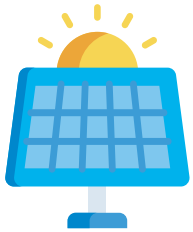
En definitiva, el sector de la banca presenta un grado incipiente en cuanto al desarrollo de un portafolio especializado de productos, aunque ya se comienzan a ver diversas iniciativas que podrían impulsar la oferta de financiamiento en el sector solar fotovoltaico de pequeña y mediana escala durante los próximos años.

En el presente capítulo, se presentan los resultados de la investigación realizada acerca del sector bancario, tanto de Colombia como de otros países de la región; se muestran las conclusiones de la investigación realizada y las entrevistas mantenidas con diversos actores de la banca comercial colombiana, y se presentan las recomendaciones elaboradas para que la banca comercial pueda desarrollar e impulsar con fuerza el financiamiento de sistemas de GSD en el país.

## 7.1 Modelos de financiamiento comúnmente utilizados y evaluación de riesgos y oportunidades

Históricamente, los sistemas de GSD, y especialmente los de pequeña y mediana escala en los sectores residencial, comercial e industrial, han sido financiados principalmente con recursos propios del usuario de la energía. En algunos casos, aunque en menor medida, también se han utilizado modelos de financiamiento tradicionales de la banca comercial y personal.

Esta realidad ha sido similar en la mayoría de los países de la región de Latinoamérica y el Caribe, en el cual la instalación de este tipo de sistemas era muy poco habitual hasta hace unos pocos años. Sin embargo, y debido a diversos factores como la baja de costos y el aumento de la eficiencia en la tecnología[71], la instalación de sistemas de GSD ha venido aumentado consistentemente en los últimos años, y por consiguiente han comenzado a verse en la región los primeros productos financieros específicos para este tipo de instalaciones.



71. Se realiza un análisis de la tecnología y su evolución en el Capítulo 5 del presente documento.

Debido al aumento de compromisos a nivel subnacional, nacional y regional frente al desafío del cambio climático, se ha visto durante los últimos años la creación de programas de financiamiento más amplios y de mayor alcance, con una gran participación de la banca y los organismos multilaterales de crédito, y la colaboración de las agencias internacionales. Durante los últimos años, los programas transnacionales de financiamiento a proyectos y programas de eficiencia energética, descarbonización de la energía, y mitigación y adaptación al cambio climático, entre otros, son cada vez más habituales, lo cual es un factor fundamental de incentivo para la banca comercial.

Sin embargo, la oferta de productos financieros específicos está aún en una fase temprana, y por consiguiente, los proyectos de generación renovable de pequeña y mediana escala siguen aún hoy dependiendo de productos tradicionales para la obtención de financiamiento.

A continuación, se detallan los mecanismos financieros comúnmente utilizados por la banca comercial en la actualidad para ofrecer financiamiento en sus distintos segmentos de mercado (residencial, comercial e industrial). En la siguiente sección, se identificarán y mostrarán productos dedicados, pensados o adaptados para el financiamiento de sistemas de GSD en Colombia.

### 7.1.1 Inversión Directa

El usuario dispone sus propios fondos para la adquisición del sistema de GSD. Este recurso es utilizado por personas naturales o jurídicas que no cuenten con acceso al crédito por parte de una institución bancaria, o bien porque se cuenta con los fondos líquidos disponibles para realizar la inversión.

En el caso de las personas, la asignación de una gran cantidad de recursos al inicio del proyecto para realizar la instalación es una de las limitaciones principales para la instalación de este tipo de sistemas, especialmente para los sectores socioeconómicos más bajos, los cuales por lo general poseen una capacidad de ahorro menor.

En el caso de las empresas, los fondos para la instalación de estos sistemas deberán competir con otros proyectos más críticos para la operación de la empresa. Usualmente, la liquidez de las empresas suele ser una limitación a la hora de planificar y realizar nuevas inversiones (tanto en bienes de uso como en capital de trabajo), especialmente para las pequeñas y medianas empresas.

### 7.1.2 Préstamos personales o al consumo (personas naturales)

Los préstamos personales o al consumo están dirigidos a personas naturales (asalariados o jubilados) para cubrir sus necesidades financieras generales y más habituales: consolidar deudas, cubrir gastos de estudio, viajes, proyectos personales, etc. Son préstamos de rápida aprobación y desembolso, y los principales requisitos son de comprobación de ingresos (Certificado Laboral, certificado de ingresos y retenciones, extractos bancarios, declaración de renta, estados financieros y declaración de nómina) e identidad (documento de identidad). También se solicita, dependiendo del monto del préstamo, un salario mínimo en función del segmento.

Las tasas de interés suelen ser más altas que otros préstamos que requieren mayores garantías; las tasas se encuentran habitualmente entre el 12% y el 25% anual. Los plazos máximos se encuentran en torno a los 5-10 años, dependiendo, al igual que los montos, de la calificación crediticia del cliente.

De acuerdo a lo relevado, la evaluación de riesgo crediticio relacionada a este tipo de préstamos suele seguir un procedimiento estandarizado (por eso los tiempos de aprobación resul-

tan más cortos), y se suele hacer en función de la evaluación del cliente y no del destino del crédito.

Este tipo de préstamo se caracteriza por pagos fijos (principal más interés) a lo largo del período, y no se realiza una evaluación económica o financiera del proyecto destino del préstamo, ya que en su gran mayoría son destinados al consumo, a la compra de electrodomésticos, viajes, etc.

En algunos casos, la institución financiera solicita al tomador del crédito una garantía o colateral adicional, sobre todo en caso de que el monto de la cuota de repago del préstamo resulte por encima de un porcentaje del ingreso mensual que acredita el tomador. Este colateral puede ser la prenda de un bien, un seguro, o un aval bancario (propio o de un tercero).

Los préstamos personales que tienen como destino la compra de bienes que pueden ser prendados, como ser la compra de un automóvil, poseen condiciones particulares, ya que la garantía que obtiene el banco es superior (en monto) a través de la prenda del bien adquirido. En este caso, las tasas de interés suelen ser más bajas (habitualmente, entre 1 y 2 puntos porcentuales), el monto prestado puede ser mayor (incluso llegar al 100% del valor del bien), y usualmente no se requieren garantías adicionales.

Estas mejoras en las condiciones de financiamiento también se obtienen cuando la cuota del préstamo se descuenta mensualmente de la nómina o pensión, como es el caso de los créditos de libranza.

El crédito por libranza es un mecanismo de recaudo de cartera, en donde el deudor autoriza a su empleador o entidad pagadora para que realice un descuento de su salario o pensión, con el objetivo de que esos recursos sean destinados al pago de las cuotas del crédito adquirido con la entidad financiera. Por lo general, para este tipo de créditos no se requiere de codeudor, fiador, avalista, ni de garantías adicionales al compromiso de descuento, y las tasas de interés que ofrecen los bancos son sustancialmente menores que los otros créditos de consumo[72].

### 7.1.3 Préstamos comerciales y corporativos (a personas jurídicas, tanto PyMEs como grandes empresas)

La mayoría de los bancos colombianos tienen una amplia oferta de financiamiento para empresas, con diferentes condiciones de acuerdo con las características del tomador y al destino de los fondos.

Los préstamos comerciales para financiamiento de adquisición de bienes en específico, como por ejemplo activos fijos (compra de terrenos y locales comerciales u oficinas), remodelaciones de oficinas y establecimientos productivos, compras de bienes de capital (maquinaria, vehículos para uso comercial, etc.) y suelen ser utilizados por empresas de todo tamaño desde micro y pequeñas empresas (locales comerciales), hasta grandes empresas productivas.

Los requisitos para estos préstamos suelen incluir un análisis de riesgo crediticio, en el cual el banco analiza la antigüedad de la empresa, la actividad, el tamaño (facturación, cantidad de empleados), la solvencia económica de sus propietarios, entre otros aspectos. Por lo general, se analizan los estados financieros y las declaraciones de la renta de los últimos años, para analizar liquidez, solvencia, valor de los activos y márgenes comerciales, a criterio de cada banco.

Una vez aprobado este paso, el banco puede solicitar colaterales o garantías de lo más variadas, las cuales suelen incluir la hipoteca o prenda del bien a adquirir. Otras garantías adicio-

72. Fuente: Web Asobancaria (https://www.sabermassermas.com/las-ocho-ventajas-del-credito-por-libranza/) consultado el 16/10/2021

nales solicitadas van desde avales bancarios de la empresa o de sus propietarios, seguros de vida de sus propietarios o directores, cesión de flujos de fondos, hasta cubrir un porcentaje o la totalidad de la cuota que resulte. Por lo general, las tasas de interés de este tipo de préstamo pueden ser levemente inferiores a las conseguidas por personas naturales; los montos suelen ser mayores (en relación con el ingreso comprobable), y los plazos suelen ser mayores, en relación con la antigüedad de la empresa.

Existen también líneas de crédito corporativas para financiamiento de capital de trabajo o destinos más amplios, como reestructuración de obligaciones de deuda existentes. Las líneas de fondeo para empresas están asociadas por lo general a empresas más grandes, con mayor facturación, por los cuales la banca comercial tiene particular interés. Este tipo de líneas de fondeo son por lo general sin un plazo predefinido, y existe un monto máximo y una tasa de interés preacordada de manera personalizada (caso por caso). Una vez se otorga la línea de fondeo, el desembolso suele ser automático y a demanda de la empresa, sin necesidad de ser ejecutado por la banca. En este caso, las garantías corporativas que se solicitan suelen ser importantes, y suelen incluir avales de los socios o directores de la empresa.

Por último, existen líneas de crédito específicas de acuerdo con la actividad o sector en los que operan las empresas. Para esto, los bancos suelen tener personal especializado con profundos conocimientos técnicos y económicos de un sector en particular, que analizan caso por caso los proyectos y tienen la capacidad de definir las características y estructura de un financiamiento particular, previo a aprobación por parte del Directorio del banco. Las actividades que poseen líneas de crédito específicas son:

- Sector agrícola y agroindustrial: Cubre actividades como compra de fincas, compra de maquinaria agrícola, infraestructura y mejora tecnológica de fincas, financiación de campañas de siembra y fertilización, entre otras. Los montos de este tipo de financiamientos suelen ser mayores al habitual, con una tasa de interés sustancialmente menor, al ser empresas de capital intensivo.
- Sector de comercio exterior: Cubre actividades de exportación e importación de bienes de capital y bienes de consumo, así también como las inversiones en infraestructura logística. Análogamente a lo encontrado para el sector primario, este tipo de financiamiento suele ser muy conveniente, ya que los bienes exportados o importados suelen ser una garantía con la cual la banca tiene experiencia y su percepción de riesgo es baja (bienes transables y líquidos). En este caso los plazos suelen ser más cortos (en caso de prefinanciación para exportaciones o importaciones), pero las tasas de interés están por debajo de un préstamo comercial convencional.

En Colombia para el sector empresas existen créditos de fomento, que consisten en líneas especiales que buscan fomentar el desarrollo de sectores especiales de la economía a través de bancos de segundo piso como Bancoldex, Finagro y Findeter, que otorgan recursos a entidades financieras en condiciones de fomento, para que éstas a su vez otorguen créditos a empresas para el desarrollo de proyectos productivos. Las tasas de estos créditos se indexan en general a partir de un índice (IBR, IPC o DTF) al cual se le suma un spread que depende de la línea de crédito. En el caso de Bancoldex, por ejemplo, el spread varía entre -2% y +4.3% aproximadamente.[73] Este spread es mucho menor al de un préstamo comercial convencional

73. https://www.bancoldex.com/sites/default/files/tarifario_de_tasas_vigiladas_13_octubre_2021.pdf, consultado el 15/10/2021.

### 7.1.4 Préstamos con garantía hipotecaria (hipotecas residenciales o comerciales)

Es un préstamo en el cual se utiliza una propiedad inmueble como respaldo. Esto permite la implementación de tasas más bajas y plazos más largos. El préstamo puede ser solicitado por una persona natural o jurídica, y puede ser utilizados para cubrir cualquier necesidad financiera del solicitante, ya sea una remodelación, consolidación de deudas, consumos o adquisición de activos fijos.

Los requisitos que se solicitan a personas naturales son: evidencia de ingresos (certificación laboral, extractos bancarios, declaración de renta, último desprendible de pensión, declaración de renta, último desprendible de pensión), buenas referencias de crédito, seguro de vida. En el caso de empresas, se solicita solicitud de vinculación, fotocopia de cédula o documentación de la persona o sociedad, composición accionaria certificada por contador, estados financieros, declaración de renta e IVA de los últimos dos años, y relación de activos fijos, entre otros. Además, tanto para personas naturales como jurídicas se solicita un avalúo de la propiedad que se toma en garantía a través de una empresa autorizada por la entidad bancaria.

Los plazos de los préstamos con garantía hipotecaria se sitúan entre los 5 y 15 años (plazos menores para empresas dependiendo del flujo de caja del proyecto), con tasas más bajas que los préstamos personales y al consumo en el rango entre 8.25% y 12.15%, y montos que dependen del avalúo del bien inmueble. Es posible que el bien se encuentre con una hipoteca existente, incluso en otro banco.

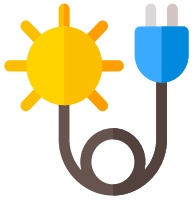
Como se verá en el capítulo 8.4, estos préstamos podrían ser utilizados para financiar sistemas de GSD con plazos y tasas más convenientes que las de un préstamo personal o comercial.

### 7.1.5 Instrumentos de propiedad de terceros: arrendamiento o leasing financiero

El sistema de leasing está muy difundido para financiar bienes de capital en el sector comercial y vehículos particulares para las personas. En los últimos años, este mecanismo se comenzó a aplicar en el mercado de sistemas de GSD. De esta manera, en lugar de comprar un sistema, el usuario de la energía paga a un arrendador un monto mensual por usar el sistema fotovoltaico por un periodo de tiempo predeterminado. Si la distribuidora local tiene una política de medición neta, el propietario de la vivienda se hará acreedor de los créditos generados por la venta de excedentes del sistema de GSD.

En el contrato se intentará que el alquiler mensual sumado a la nueva factura eléctrica (disminuida por la generación del sistema de GSD), sea menor a la factura eléctrica que el propietario pagaba antes de instalar el sistema de GSD. Al final del contrato, el arrendatario puede adquirir el sistema pagando por un valor residual, o bien podrá renovar el contrato de arrendamiento o pedir que el sistema sea removido de su propiedad.

Es común que en estos contratos el arrendador se encargue de proveer los servicios de operación y mantenimiento del sistema y de los seguros. Esta metodología, en la cual se evita el desembolso del monto total correspondiente al monto del sistema, constituye un gran atractivo que incentivan al usuario (persona o empresa) a instalar un sistema solar en su propiedad. Finalmente, los modelos de propiedad de terceros tienen el atractivo adicional de permitir que, en algunos casos particulares, los usuarios residenciales puedan beneficiarse indirectamente de los incentivos fiscales y económicos, disponibles únicamente para empresas (como por ejemplo la depreciación acelerada de activos).



Uno de los principales beneficios de los instrumentos de propiedad de terceros es el tratamiento impositivo en los estados contables de las empresas, ya que, en este caso, el repago del préstamo puede ser considerado como un gasto contable, pudiéndolo deducir dentro del cálculo del impuesto sobre la renta.

### 7.1.6 Project finance y contratos de provisión de energía -PPA-

La principal característica del financiamiento del tipo "Project Finance" es que no se requiere, por parte del sponsor o dueño del proyecto, ninguna garantía adicional a los flujos de fondos que genere el propio proyecto. Este tipo de financiamiento se utiliza principalmente para grandes proyectos de infraestructura, de capital intensivo, y para los cuales el repago del proyecto está asegurado mediante contratos de largo plazo, como en el caso de la generación de energía eléctrica, así también como otro tipo de infraestructura (carreteras, puertos, etc.)

El contrato de provisión de energía eléctrica (Power Purchase Agreement -PPA-) es un requisito fundamental para poder estructurar financiamientos del tipo "Project finance". El PPA consiste en un contrato de largo plazo (usualmente entre 10 y 30 años), en el cual un comprador u "offtaker" se compromete a comprar la energía generada por el proyecto una vez éste comienza a operar comercialmente, a una tarifa predeterminada. Usualmente, existen penalidades para el "offtaker" en caso de que no se compre la energía, como por ejemplo cláusulas de tipo "take or pay", en las cuales el comprador se obliga a pagar la energía generada aun cuando esta no se utilice.

El proyecto también suele tener sólidas garantías durante la fase de operación y mantenimiento, como ser seguros y garantías de performance (generación asegurada).

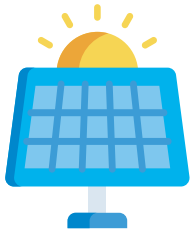
En este caso, los plazos y los montos se ajustan a la vida útil del proyecto o a la duración del PPA y a la inversión de capital necesaria. Por lo general, se financia desde un 50% hasta un 90% de la inversión necesaria, y las tasas de interés son relativamente bajas, y ajustadas a la capacidad de repago del proyecto.

### 7.1.7 Modelos tipo "ESCO"

Las ESCO (compañías de servicios energéticos, por sus siglas en inglés) son empresas que han adquirido una gran visibilidad y relevancia en los últimos años, principalmente acompañando a los procesos de adopción de las tecnologías de generación de energía renovable a nivel mundial. Estas empresas se dedican a vender energía renovable a usuarios consumidores particulares, o comunidades y asociaciones de consumidores, mediante un contrato de abastecimiento de largo plazo, y su principal beneficio es que se abastece de energía limpia y renovable a una tarifa que suele ser menor a la que ofrecen las distribuidoras.

Por otro lado, existen ESCO que se dedican al ahorro y eficiencia energética, los cuales ofrecen, además del abastecimiento de energía, al compromiso de un ahorro energético mediante análisis y reducción de consumos de los usuarios, y compartiendo el ahorro generado entre el usuario y la empresa.

En este tipo de modelo, la empresa que brinda el servicio de energía ("ESCO") es dueña del sistema de GSD y es responsable de su diseño, instalación, operación, mantenimiento y performance. El sistema se instala con el fin de brindar energía al cliente quien, en contrapartida, paga a la ESCO por la energía generada. El precio de la energía suele presentar un ahorro respecto al valor de la factura eléctrica. Si la energía generada excede la utilizada por el cliente, ésta es inyectada a la red.



Este modelo trae como principal beneficio que el usuario no requiere ningún desembolso inicial para obtener los ahorros. El financiamiento de este tipo de proyectos tiene a la empresa ESCO como tomadora, la cual posee por lo general, más y mejor acceso al crédito que los usuarios individuales. En este caso, y dependiendo de la solvencia de la ESCO y las características de los contratos firmados con sus clientes, los créditos pueden llegar a ser muy convenientes. Las garantías, además del análisis de riesgo crediticio de la empresa tomadora, suele incluir los activos de las instalaciones y diversos avales bancarios y seguros.

## 7.2 Productos y fuentes de financiamiento existentes para sistemas solares fotovoltaicos en el país

A partir de las entrevistas realizadas con distintos bancos de Colombia y el relevamiento de la información disponible públicamente, se puede concluir que la banca cuenta con una variedad de productos financieros tradicionales, en algunos casos adaptados para el financiamiento de proyectos de energía renovable. Sin embargo, actualmente no existen productos específicamente orientados al financiamiento de sistemas de GSD.

Los principales productos de financiamiento ofrecidos por la banca comercial, tanto para personas como PyMEs y empresas se indican a continuación.

**Banca personal:**

- Créditos hipotecarios y leasings habitacionales;
- Créditos al consumo con garantía hipotecaria;
- Tarjetas de crédito, créditos rotativos y sobregiros.

**Banca empresas/PyMEs:**

- Créditos comerciales (créditos de Cartera Ordinaria);
- Leasing financiero (inmobiliario y para maquinaria/equipos).

Para el sector empresarial también existen líneas de financiamiento de corto plazo como créditos de tesorería, de pago de impuestos, pago de cesantías, crédito para capital de trabajo, crédito rotativo y sobregiro.

En la Tabla 1 se resumen las principales características de estos préstamos.

**Tabla 1: Condiciones habituales de productos financieros ofrecidos por la banca comercial en Colombia. Fuente: elaboración propia a partir de información pública.**

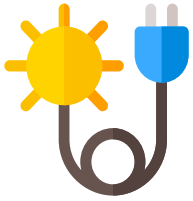
| Tipo de Préstamo | Tasa[1] | Plazo (años) | Monto (US$) |
|---|---|---|---|
| Crédito de libre inversión | 12,5% a 25,3% | 1 a 5 | 1M a 200M |
| Crédito de libranza | 11,2% a 22,8% | 1 a 10 | 0.5M en adelante |
| Crédito de vehículo | 11,6% a 18,3% | 1 a 7 | -[2] |
| Crédito Hipotecario | 8,5% a 10,0% | 5 a 20[3] | 30M en adelante |
| Leasing habitacional | 8,5% a 10,0% | 5 a 20[3] | 30M en adelante |
| Créditos al consumo con garantía hipotecaria | 8,5% a 10,0% | 5 a 20[3] | 30M en adelante |
| Crédito comercial | -[4] | 1 a 10 | -[5] |
| Leasing financiero y operativo | -[4] | 1 a 5 | -[5] |
| Tarjeta de crédito | 24,7% a 25,6% | 1 a 3 | -[5] |

**Referencias (Tabla 1):**

1. Se representa el rango de tasas habitual para cada tipo de financiamiento.
2. Hasta 100% del valor del vehículo.
3. Los créditos hipotecarios a tasa fija en pesos son a 20 años, mientras que los préstamos con tasa variable (en UVR de acuerdo con la inflación) pueden llegar hasta 30 años.
4. En general es una tasa variable (DTF, IPC, IBR)[74] + spread.
5. Sin límite preestablecido, depende de la línea de crédito del cliente.

Las condiciones de los créditos (montos y tazas) para el sector empresa suelen establecerse en función de la relación comercial existente con el cliente, de su situación financiera y del proyecto o bien a financiar. En función del tipo de financiamiento y del riesgo asociado, en caso de ser necesario tomar una garantía, se toman garantías de inmuebles, muebles, monetarias, fianzas o avales bancarios. En general, los préstamos personales no requieren de garantías.

Algunos bancos han mencionado haber financiado sistemas de GSD, en especial para empresas, a través de productos existentes como el leasing financiero. Al no existir un producto específico, el financiamiento se monta sobre tasas de otros productos y no se ofrecen tasas diferenciales. Los plazos de financiamiento son de 5 a 7 años, y en algunos casos se han extendido a 10 y 15 años dependiendo del tamaño del proyecto. En la mayoría de los casos se toma a los paneles solares y equipamiento como parte de la garantía, pero además se solicita una garantía adicional (inmueble). Algunos bancos han declarado tener equipos técnicos especializados en la adquisición y gestión de activos de leasing para energías renovables. Estos equipos funcionan como validadores de los activos y proveedores y asesoran a sus clientes en la adquisición de los activos, tanto desde el punto de vista técnico, económico, financiero e impositivo. También se relevó a partir de las entrevistas otras modalidades de financiamiento de proyectos renovables como bonos verdes (financiamiento indirecto, para apalancamiento de deuda de los bancos de primer piso), project finance, y el financiamiento a empresas que ofrecen contratos de venta de energía (PPA) a usuarios finales.



74. DFT: es la tasa de referencia de los CDT's – Certificado de Depósito a Término – a 90 días de los bancos.

IPC: Índice de Precios al Consumidor.

IBR: tasa de interés de referencia de corto plazo denominada en pesos colombianos, que refleja el precio al que los bancos están dispuestos a ofrecer o a captar recursos en el mercado monetario.

Finalmente, se han relevado algunos productos para financiamiento verde ofrecidos por la banca comercial colombiana, aunque aún no son de uso muy difundidos. Estos productos financian autos ecológicos para personas y proyectos de eficiencia energética y energía renovable para PyMEs a tasas preferenciales. También existe un banco que ofrece modalidad de leasing de paneles solares, financiando hasta 100% del valor de los paneles, sobre los cuales el banco mantiene su propiedad.

## 7.2.1 Ejemplos de productos existentes en la banca comercial colombiana

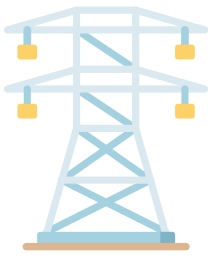
En esta sección se nombran, a modo de ejemplo, algunos productos financieros ofrecidos actualmente por la banca colombiana[75],que pueden servir como pruebas de concepto de cara a la creación de nuevos productos que financien la adquisición de sistemas de GSD. La mayoría de los productos existentes, como se verá a continuación, utilizan como mecanismo financiero al leasing financiero, ya sea para financiar la compra de maquinaria y equipos como construcción y vivienda.

### 7.2.1.1 Bancolombia – Línea Verde o Línea Sostenible[76]

Bancolombia financia con este producto a las empresas con proyectos que promuevan la eficiencia energética de sus procesos con energía renovable y procedimientos de producción más limpios. También ofrece asistencia técnica experta en la identificación de proyectos. Este préstamo ofrece flexibilidad en la amortización y pagos de intereses con diferentes tipos de indexación (DTF o IBR), y los beneficios tributarios como exclusión de IVA y disminución del impuesto a la renta.

- Público: PyMEs, empresas y personas naturales.
- Valor financiado: N/D.
- Entrada: N/D.
- Plazo: 1 a 5 años.
- Tasa de interés: tasa variable, hasta 29,04% efectiva anual.
- Periodicidad del pago: mensual (DTF, IBR), trimestral (DTF, IBR), y semestral o anual (DTF).
- Garantía: la vivienda.
- Contratación: para contratar el crédito se debe ser cliente de Bancolombia. Se adquiere en las sucursales, a través del contacto comercial o en Sucursal Telefónica.

Además de la Línea Sostenible, en 2016 Bancolombia inició una colaboración con IFC para el financiamiento de inversiones amigables con el clima en el sector de la construcción. Esto convirtió a Bancolombia en la primera institución financiera privada en emitir bonos verdes en Latinoamérica (2016), incluyendo un bono verde de US$ 115M completamente suscritos por IFC. A la fecha, aproximadamente la mitad del bono financia proyectos de construcción con certificación LEED (Leadership in Energy and Environmental Design), mientras el resto se encuentra financiando proyectos de energía renovable (con foco en mini-hidro) y eficiencia energética.[77]



75. Relevados a través de las entrevistas con los diversos bancos, la Asociación Bancaria de Colombia, y la búsqueda en páginas web de diversas instituciones financieras.

76. Disponible en: https://www.grupobancolombia.com/wps/portal/empresas/productos-servicios/creditos/cartera-comercial/linea-sostenible-constructor, relevado el 15/10/2021.

77. Sustainable Banking Network. (2019). Global Progress Report of the Sustainable Banking Network. Washington D.C.: IFC.

#### 7.2.1.2 Banco Davivienda – Leasing de activos productivos[78]

Como todo leasing, éste es un producto por medio del cual el banco entrega la tenencia de un activo productivo para su uso y goce a un tercero o locatario, durante un plazo establecido, a cambio de un canon de arrendamiento periódico; al finalizar el contrato el locatario podrá obtener la propiedad del activo por un porcentaje del valor de adquisición denominado opción de compra, pactado desde el principio.

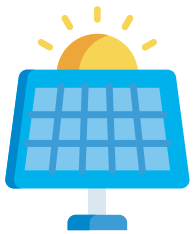
Los activos para financiar pueden ser vehículos, maquinaria y equipos (médicos, tecnológicos y generadores de eficiencia energética como solar fotovoltaico). Las empresas pueden financiar la compra de activos en Colombia o en el exterior, permitiendo la financiación del activo como de los gastos de importación y nacionalización (seguros, fletes, aduana y aranceles aduaneros). El banco también se encarga de todos los trámites de importación. También se ofrecen alianzas especializadas con proveedores.

- Público: PyMEs, empresas.
- Valor financiado: hasta 100% según el tipo de activo y perfil del cliente.
- Entrada: N/D.
- Plazo: de acuerdo con el tipo de activo, a la necesidad del cliente y a su flujo de caja.
- Tasa de interés: tasa variable, compuestas por el indicador pactado (DTF, IPC o IBR) más un spread determinado por el Banco en función del activo, plazo de financiamiento y relación comercial con el cliente.
- Periodicidad del pago: mensual (DTF, IBR), trimestral (DTF, IBR), y semestral o anual (DTF).
- Garantía: el banco podrá exigir la constitución de las garantías que considere necesarias con el fin de asegurar el cabal cumplimiento del contrato.
- Contratación: Se adquiere en las sucursales, a través del contacto comercial o en Sucursal Telefónica. Para la solicitud del crédito se requiere Reporte de Información Básica (RIB), Certificado de Constitución de Personas Jurídica, estados financieros de dos últimos años completos, declaraciones de renta, pago de IVA y flujo de caja proyectada entre otros.

Davivienda emitió en 2017 un bono verde por US$ 150M, suscrito en su totalidad por IFC. Este bono verde se encuentra financiando la construcción de edificios de oficinas sustentables, eficiencia energética y energías renovables (principalmente solar, eólica, biomasa e hidráulica).[79]

#### 7.2.1.3 BBVA – Crédito Hipotecario de Vivienda Sostenible[80]

BBVA Colombia impulsa el desarrollo de viviendas sostenibles a través de créditos para constructores y para adquisición de viviendas. En el caso de constructores, los créditos están dirigidos a proyectos de vivienda sostenible que cumplan con los indicadores de sostenibilidad en el entorno y en la obra, y que tengan eficiencia en el uso de la energía y del agua. Estos créditos en pesos y UVR tienen un descuento en tasa de interés de hasta -100 puntos básicos, dependiendo del proyecto y de la empresa.



78. Disponible en: https://www.davivienda.com/, relevado el 15/10/2021.

79. Sustainable Banking Network. (2019). Global Progress Report of the Sustainable Banking Network. Washington D.C.: IFC.

80. Disponible en https://www.bbva.com/es/co/bbva-lanza-un-portafolio-de-productos-sostenibles-en-colombia/, relevado el 15/10/2021.

En el caso de créditos hipotecarios, la entidad ofrece descuentos en la tasa de interés de hasta 180 puntos básicos (p.b.), con una tasa desde 8,40% efectiva anual (E.A.) para créditos en pesos y en el caso de los créditos en UVR la tasa será desde 5,40% E.A., con plazos de hasta 30 años. En ambos casos, el mínimo de financiación será desde 15 millones de pesos hasta por el 70% del valor de la vivienda. En el caso de leasing habitacional sostenible, se ofrecen descuentos de tasa en pesos de hasta 200 p.b. con plazos hasta 30 años, con financiación hasta 85% de la vivienda y opción de compra entre el 0% y 30%.

En banco tiene disponible en su web una calculadora para que el cliente pueda comparar un crédito sostenible de uno no sostenible y así cuantificar tanto el ahorro financiero como de electricidad y agua.

Otros bancos que ofrecen este tipo de créditos hipotecarios sostenibles son Bancolombia, Davivienda, Caja Social y Banco de Bogotá.

## 7.3 Análisis y evaluación del interés de la banca comercial para la creación de nuevos productos asociados al financiamiento de sistemas de GSD

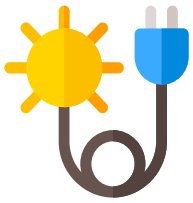
### 7.3.1 Metodología utilizada para análisis de interés de la banca comercial

Entre los meses de agosto y octubre de 2021, se ha realizado un relevamiento de información relativa a los productos financieros existentes y sus condiciones, tanto en el sitio web de la Asociación Bancaria de Colombia, como de los principales bancos comerciales presentes en el mercado colombiano. Se ha hecho hincapié principalmente en el financiamiento al sector energético, y al financiamiento tradicional para los segmentos de interés definidos en la primera parte del trabajo.

Además, se ha complementado la búsqueda de información por medio de una serie de entrevistas a diferentes actores del sector bancario, en particular a representantes de la banca comercial nacional, la banca multilateral, la banca de desarrollo, y otros organismos financieros nacionales e internacionales, con el objetivo de:

- Obtener información concreta acerca de productos financieros existentes en Colombia y sus características, no encontrada durante el relevamiento inicial;
- Relevar el interés para la creación de nuevos productos relacionados al financiamiento de sistemas de GSD, y sus barreras, desafíos y oportunidades;
- Relevar expectativas y percepción de riesgo de la banca comercial respecto de los sistemas de GSD, así también como de productos financieros existentes e innovadores para su financiamiento.

Las entrevistas realizadas consistieron en encuentros realizados por videollamada, en el cual participaron directivos y representantes de diferentes áreas funcionales, como ser: banca personal y consumo, banca empresas, riesgo crediticio, inversiones e infraestructura, sustentabilidad, comunicación corporativa, etc.



Además del encuentro mencionado, se ha confeccionado y enviado a las diferentes instituciones bancarias una encuesta por medios electrónicos, del tipo “formulario web”, con diversas preguntas enfocadas principalmente en las áreas comercial y de riesgo crediticio, con el fin de obtener información cuantitativa y cualitativa, adicional a lo conversado durante las entrevistas.

Se destaca que las instituciones financieras relevadas, y en específico las que participaron de las entrevistas, han mostrado un marcado interés en temas de sustentabilidad y energías renovables por parte de sus representantes.

A continuación, se describen los principales hallazgos relevados durante la fase de relevamiento de información.

### 7.3.2 Evaluación del interés de la banca comercial

Los representantes de las principales instituciones financieras de la banca comercial colombiana muestran por lo general un gran interés en el desarrollo de productos para financiar sistemas de GSD en Colombia. Este interés se expresa en la posibilidad de expandir los negocios de las instituciones al brindar nuevos servicios a sus clientes, obtener nuevas fuentes de financiamiento y colaborar en el desarrollo de una economía cada vez más sustentable y amigable con el medio ambiente.

La estrategia comercial para la introducción de este financiamiento difiere para cada institución. Así, algunas consideran que el desarrollo de nuevos productos ofrecidos a clientes nuevos y existentes permitirá incrementar el negocio de la institución financiera por medio de *cross-selling*. Otros bancos consideran que para que el financiamiento sea sustentable, es necesario realizarlo en clientes con historial crediticio en el banco para profundizar y mejorar la relación.

### 7.3.3 Protocolo Verde y otros documentos clave

Según el Global Progress Report (Sustainable Banking Network,2019)[81], Colombia es uno de los países que lidera el desarrollo de finanzas sostenibles en Latinoamérica. En 2012, siguiendo los pasos de Brasil, Gobierno colombiano y el sector financiero, a través de la ASOBANCARIA, suscribieron a un Protocolo Verde con el objetivo de generar beneficios al medio ambiente y la sociedad, para implementar políticas que faciliten el desarrollo sostenible, para satisfacer las necesidades presentes sin comprometer las de las generaciones futuras.

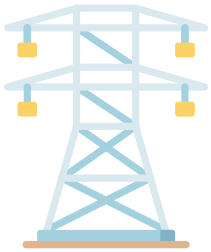
Actualmente cuenta con 27 entidades financieras adheridas. El protocolo ha sido renovado en 2017 y ampliado más allá del sector bancario en 2018, incluyendo a otros segmentos financieros de Colombia: Federación de Aseguradores Colombianos (FASECOLDA), la Asociación de Comisionistas de Bolsa (ASOBOLSA), ASOFIDUCIARIAS y ASOMICROFINANZAS.

Este acuerdo ha dado los lineamientos para que las entidades financieras de Colombia incorporen dentro de sus estrategias el financiamiento climático, la ecoeficiencia y el establecimiento de líneas de acción para el análisis de riesgos ambientales. Estos lineamientos están basados en cuatro estrategias o líneas de trabajo que asignan responsabilidades tanto al sector financiero como al Gobierno:

1) **Portafolio Verde**: Generar lineamientos e instrumentos para promover el financiamiento del desarrollo sostenible a través de crédito e inversión, y programas que promuevan el uso sostenible de los recursos naturales renovables. El sector financiero deberá:

    a. Mejorar la cartera de productos y servicios bancarios destinado a financiar proyectos con beneficio social y ambiental;

    b. Promover condiciones diferenciadas de financiamiento (tasa, plazo, etc.) para estos proyectos;



81. Sustainable Banking Network. (2019). Global Progress Report of the Sustainable Banking Network. Washington D.C.: IFC.

c. Orientar a sus clientes para incentivar la adopción de prácticas de producción y consumo sostenibles;

d. La Banca de Desarrollo deberá apoyar a la banca comercial en el desarrollo de esta estrategia.

2) **Ecoeficiencia**: promover en sus procesos internos el consumo sostenible de recursos naturales renovables o de bienes y servicios que de ellos se derivan. Esta estrategia comprende principalmente:

a. Contemplar criterios ambientales y sociales en los procesos de compras y contratación de servicios;

b. Desarrollar políticas y procedimientos para la gestión y seguimiento de los impactos ambientales y sociales de los procesos internos;

c. Utilizar criterios de construcción sostenible para nuevas ampliaciones/construcciones;

d. Eficientizar los procesos internos para logar un uso eficiente de los recursos;

3) **Riesgos Ambientales y Sociales**: considerar en los análisis de riesgo de crédito e inversión, los impactos y costos ambientales y sociales que se generan en los proyectos financiados, teniendo como base el cumplimiento de la normatividad ambiental colombiana. El sector financiero debe:

a. Incorporar criterios ambientales y sociales en el análisis y otorgamiento de créditos, teniendo en cuenta impactos y medidas de mitigación;

b. Desarrollar procedimientos que permitan identificar los riesgos ambientales y sociales en los proyectos a financiar;

c. La Banca de Desarrollo evaluará periódicamente los criterios utilizados por la banca comercial para considerar el impacto ambiental y social de sus proyectos.

4) **Divulgación**: Reporte y divulgación de resultados. El sector financiero debe:

a. Capacitar al interior de las organizaciones con el fin de desarrollar las competencias necesarias para para la implementación del protocolo;

b. Desarrollar mecanismos de consulta y diálogo con los grupos de interés.

c. Definir indicadores que permitan medir y divulgar los resultados de la implementación del protocolo, y publicar los resultados periódicamente.

El Comité del Protocolo Verde de la ASOBANCARIA junto al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible son los máximos órganos operativos del Protocolo, encargados de la toma de decisiones, recomendaciones y presentación de resultados. El protocolo presenta un plan de trabajo y tiene una vigencia de 5 años a partir de su firma en 2017.

Además del Protocolo Verde, Colombia cuenta con otros documentos de política pública claves relacionados con finanzas verdes que la han puesto en la vanguardia de los esfuerzos para lograr finanzas sostenibles:

- Guía General de Implementación de Riesgos Ambientales y Sociales (ene. 2017);
- Roadmap of actions to launch a Green Bond market in Colombia (E3 and Metrix Finanzas, 2017).
- Guía General de Sistema de Administración de Riesgos Ambientales y Sociales (dic. 2020);

En el Global Progress Report, SBN realiza una evaluación de los países miembro de la red respecto a su estado en el desarrollo de políticas públicas en finanzas sostenibles. A junio de 2019, Colombia se encontraba, junto con México y Brasil, en la etapa de Implementación Avanzada (Imagen 1) gracias a las políticas expuestas anteriormente.




**Imagen 1: Matriz de Progresión de la SBN que mapea el estado de los países miembro en el desarrollo de políticas de finanzas sostenibles. Fuente: SBN e IFC (2019).**

## 7.4 Barreras, riesgos, desafíos y oportunidades percibidos por la banca comercial de Colombia

### 7.4.1 Riesgos percibidos por la banca comercial

Durante la fase de relevamiento de información se detectaron diferentes riesgos percibidos por estos actores que pueden dificultar el desarrollo de productos de financiamientos para los sistemas de GSD. En la Tabla 2 se resumen en orden de importancia los riesgos percibidos por la banca a partir de las encuestas. Los principales riesgos percibidos están concentrados principalmente en temas financieros (riesgo de no pago) y técnico/tecnológicos (calidad de la instalación y calificación del instalador). También se relevaron en menor medida riesgos culturales, institucionales, regulatorios y de mercado que se resumen a continuación.

**Financieros**

Con respecto a los riesgos financieros, el principal riesgo de la banca es el riesgo de default del tomador. Los bancos tienen experiencia manejando este tipo de riesgos y sus préstamos actualmente se basan principalmente en el análisis crediticio del cliente y no en el destino del crédito o el riesgo propio del proyecto, sobre todo para personas naturales. También se nota cierta preocupación por los altos períodos de retorno que pueden tener ciertos proyectos de GSD, sobre todos aquellos con tarifas subsidiadas (estratos 1 a 3 dentro del sector residencial) que superan los 7 años de recupero. Este riesgo ha sido considerado en el dimensionamiento del mercado en el capítulo 6, al considerar como económicamente viables únicamente los proyectos con período de retorno menor o igual a los 7 años. Vale la pena mencionar que, en el presente trabajo, se consideró que los proyectos de instalación de sistemas de GSD son

económicamente viables cuando se obtienen períodos de repago simple de 7 años o inferiores. En estos casos el repago de la inversión será coincidente con los plazos usuales de las alternativas de financiamiento a las que se puede acceder actualmente para este tipo de sistemas.

Con respecto al repago de los proyectos de GSD, como los beneficios se expresan en términos de ahorros en la factura eléctrica del cliente, la banca expresó la necesidad de buscar un mecanismo que permita hacer más tangible estos beneficios económicos asegurando así el repago del crédito. Es decir, una de las preocupaciones de la banca es poder asignar directamente los ahorros conseguidos a partir de la instalación al repago del crédito.

Otro desafío presentado por los entrevistados es la dificultad de hacer líquida la garantía en caso de default, si se tomase como garantía los paneles solares y otros equipamientos de la instalación. Este riesgo se basa en la falta de un mercado secundario donde se puedan vender fácilmente los equipamientos usados recuperados, o bien en la pérdida de valor que pueda ocurrir durante el plazo de contrato. Este riesgo se puede acotar mediante la implementación de garantías técnicas (seguros sobre los equipamientos, seguros de performance, sistemas de monitoreo, certificación de los instaladores) y financieras (por ejemplo, garantías físicas como un inmueble) como se explicará más adelante.

Finalmente, la banca reconoce la falta de condiciones específicas para financiar sistemas de GSD dentro de su cartera de productos, que cuenten con condiciones de financiamiento y plazos más extensos asociados al riesgo de este tipo de proyectos. Las tasas que se ofrecen actualmente no tienen una tasa especial en general (salvo para los casos expuestos anteriormente en créditos de vivienda) y los plazos son relativamente similares a los repagos del crédito (siendo de 3 a 7 años para el leasing financiero). La posibilidad de extender los plazos de repago de mecanismos de crédito que hoy ofrecen plazos de 5 años o menores es una oportunidad que es mencionada por la banca a lo largo de las entrevistas.

**Tecnológicos y técnicos**

La mayoría de los bancos entrevistados, consideran que sería muy importante y beneficioso contar con un registro de proveedores e instaladores calificados, para asegurar que se alcanzarán los estándares de performance de diseño de la instalación. Algunas de las alternativas planteadas respecto de la creación del registro de proveedores, es que éstos sean certificados por un organismo independiente, que asegure la calidad de la instalación y de sus activos, o bien de alguna empresa privada, nacional o internacional, con reconocida experiencia en ingeniería o evaluación de proyectos fotovoltaicos. Adicionalmente, sería de gran utilidad contar con un sistema de evaluación de proyectos estandarizados que asegure al banco la factibilidad técnica del proyecto de una manera confiable y simple. Finalmente, sería positivo contar con un evaluador de confianza del banco que verifique que la calidad de los equipamientos utilizados en una instalación es la adecuada. Algunos bancos ya cuentan con personal técnico especializado para validar las instalaciones.

**Culturales y de madurez del mercado**

La banca también percibe riesgos culturales en lo referente a un bajo conocimiento de sus clientes sobre la energía solar fotovoltaica, lo que se puede traducir en baja demanda de los productos de financiamiento y dificultades para la instalación de los proyectos en las comunidades, en especial en aquellas que requieren de la aprobación de los copropietarios de un condominio o barrio.

**Institucionales y regulatorios**

En cuanto a los riesgos institucionales y regulatorios relevados, éstos se relacionan con los cambios en la regulación que determina la compensación por venta de los excedentes y los trámites y tiempos relacionados al proceso de interconexión de los sistemas a la red. Además, los tiempos para la aprobación de los permisos de instalación y la falta de regulación específica respecto de este tipo de construcciones, constituyen las principales preocupaciones percibidas para el desarrollo de sistemas de GSD en Colombia.

En relación con la complejidad del sistema de intercambio y venta de excedentes con las comercializadoras, en particular para los AGPE y GD objeto del presente trabajo (sistemas de GSD de 500 kW de potencia o inferior), y de acuerdo con lo relevado en el capítulo 4 del presente trabajo, se observó que Colombia cuenta con legislación vigente para la promoción de los sistemas de generación solar distribuida. En la legislación vigente analizada, se especifican los mecanismos de compensación de excedentes, interconexión y beneficios económicos y fiscales. Si bien algunos de los mecanismos pueden ser complejos para actores que no tengan experiencia previa con la legislación energética (como puede ser el caso de usuarios de los segmentos estudiados y del sector bancario), en términos generales los procesos son claros, aunque muchas veces faltan esfuerzos de difusión o capacitación para este tipo de usuarios.

Particularmente, una característica de la regulación que han mencionado los bancos y que podría generar barreras para el financiamiento, es que durante el proceso de solicitud de autorización ante UPME para habilitar el sistema de GSD, se deberá mencionar que el sistema a utilizar es el leasing financiero, y mencionar el nombre de la institución bancaria que finalmente otorgará el crédito, para no perder los beneficios fiscales asociados a la instalación del sistema. Si bien no resulta una barrera al financiamiento, es una característica del proceso que podría ser optimizado para fomentar aún más la posibilidad de que la banca pueda ofrecer productos financieros a los consumidores que ya han comenzado el proceso de autorización ante UPME.

En resumen, se detecta una necesidad de sumar esfuerzos de los actores que participan en el sector (gobierno, organismos no gubernamentales, comercializadoras y empresas del sector eléctrico, empresas instaladoras del sector fotovoltaico e instituciones financieras) para difundir las características del marco regulatorio vigente y de sus beneficios, para mostrar claramente la viabilidad regulatoria de la instalación de sistemas de GSD y explicar las transacciones económicas involucradas en los mecanismos definidos a través de las diferentes leyes y reglamentaciones del sector.



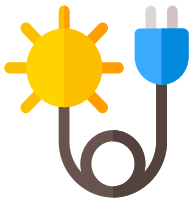
# 8. RECOMENDACIONES PARA LA CREACIÓN DE NUEVOS PRODUCTOS Y SERVICIOS PARA FINANCIAR SISTEMAS DE GENERACIÓN SOLAR DISTRIBUIDA

En base a la información obtenida a través de la investigación de los mecanismos financieros actualmente utilizados por la banca comercial para financiar sistemas de GSD, habiendo analizado la percepción de riesgos y oportunidades por los principales actores del sector, en el presente Capítulo se realizan recomendaciones concretas y prácticas con el objetivo de fomentar e impulsar el financiamiento de sistemas de GSD en Colombia, maximizando tanto el acceso al crédito por parte de los usuarios como los beneficios y la rentabilidad del sector bancario, al mismo tiempo que se mitigan los riesgos asociados a las inversiones y aumenta la conciencia del usuario respecto de los beneficios de este tipo de proyectos.

Se analizarán los diferentes canales de venta, tanto tradicionales como innovadores, para canalizar el financiamiento del sector; además, se describirán y analizarán diferentes instrumentos de mitigación y cobertura de riesgos; se analizarán casos de éxito de productos financieros existentes en otros países de la región y el mundo; y por último se hará un resumen de las recomendaciones de implementación para la banca comercial.

## 8.1 Canales de ventas para productos y servicios financieros

Para una institución financiera privada, un aspecto clave a tener en cuenta para que ésta pueda implementar un nuevo producto financiero es la definición de los canales de venta a utilizar. La implementación de una estrategia comercial y la asignación de recursos a los canales de comercialización correspondientes es indispensable para el éxito del producto, ya sea en cuanto al volumen de transacciones planificado, como a su velocidad de difusión y adopción.



A continuación, se presentan diversas alternativas de desarrollo de canales de venta para promocionar e implementar productos financieros específicos dedicados a la implementación de proyectos de GSD. Dichas alternativas han surgido a partir del análisis de productos financieros existentes y utilizados en Colombia (descriptas en la sección 7.1), como así también el análisis de las entrevistas con diferentes actores de la banca comercial, que ha sido presentado en la sección 7.3 del presente documento.

### 8.1.1 Canales de venta tradicionales: Sucursales, ejecutivos de banca personas, banca corporativa

El sector bancario, concretamente en América Latina y el Caribe, se ha orientado tradicionalmente a los modelos de sucursales para implementar sus estrategias comerciales, tanto en el segmento de consumo (personas naturales) como en el sector empresarial, especialmente PyME. La ubicación de las sucursales y la llegada directa al cliente final, ha sido uno de los canales de venta más exitosos para la banca comercial especialmente para segmentos pequeños y medianos, y aún sigue siendo el canal de venta más utilizado para este tipo de cliente. Los beneficios de este canal de venta es la cercanía al cliente, y aunque los productos sean estandarizados, la personalización de la atención "cara a cara" es muy valorado.

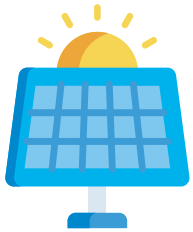
Por otro lado, para los segmentos empresariales (corporativos) y para los clientes de mayor tamaño en cuanto a volumen de facturación, la banca cuenta normalmente con ejecutivos denominados "de relación". Un ejecutivo de relación es un modelo de atención al cliente en donde, a diferencia de una banca de consumo ("retail"), se prioriza establecer una relación de largo plazo entre el cliente y el ejecutivo de cuenta. Debido a la confianza generada entre el cliente y el ejecutivo de relación, este último tiene la particularidad de actuar, en algún caso, como asesor financiero de sus clientes, y es por lo general el encargado de ofrecer diferentes alternativas de financiamiento disponibles y de comunicar sus ventajas. Los beneficios de este canal de ventas están orientados a la fidelización de los clientes, los cuales priorizan la calidad del servicio y el asesoramiento incluso por sobre las características del producto. La banca corporativa suele poseer una mayor diversidad de productos y servicios contratados y prioriza la flexibilidad e interoperabilidad entre ellos, por lo que usualmente los ejecutivos de relación suelen requerir mayores competencias y conocimientos en finanzas, impuestos, legislación aplicable, etc.

Los bancos más pequeños en término de número de sucursales, así también como los bancos que atienden a un nicho de mercado o sector particular, tienden a implementar un modelo híbrido, en donde el propio ejecutivo de sucursal posee la flexibilidad de trabajar como un ejecutivo de relación, debido a la relativamente baja cantidad de clientes y de productos ofrecidos.

Para que los canales de venta tradicionales de la banca comercial puedan atender a nuevos productos específicos relacionados a la instalación de sistemas de GSD, una de las características principales que debería tener dicho producto es el de la simpleza, tanto del producto en sí (es decir, poder explicarlo de manera fácil) como de sus condiciones, que deberán ser lo más estandarizadas posibles. Esta característica es fundamental para poder maximizar su venta en sucursales.

Mediante la estructuración de productos más simples, con características definidas y menos personalizables, se podría incorporar un producto más a la cartera de productos existente para la banca personas y PyMEs por medio de una capacitación general a los diferentes ejecutivos de sucursal, los cuales no deberían poseer conocimientos profundos, pero sí básicos, respecto del funcionamiento de los sistemas de GSD y los modelos de negocios y los beneficios asociados.

Los ejecutivos de relación, en cambio, estarían por lo general más preparados para una capacitación más específica acerca de la modelización financiera particular de este tipo de sistemas, y por consiguiente podrían adquirir conocimientos para ofrecer productos más personalizables y adaptados a las necesidades de los clientes. Estas características son necesarias principalmente para los proyectos de mayor tamaño, como por ejemplo las instalaciones a grandes comercios e industrias, que corresponden a montos más altos y mayores análisis técnicos y económicos particulares de cada proyecto. Sin embargo, se prevé que la alta especialización necesaria por parte de los ejecutivos de relación conlleve un aumento de costos de comercialización para los bancos, ya que deberían contratar profesionales especialistas en el mercado financiero y energético, los cuales son muy difíciles y costosos de conseguir.



Actualmente, existen herramientas tecnológicas e informáticas que la banca comercial podría utilizar para simplificar o estandarizar su oferta de productos financieros en sucursales. Una de las herramientas informáticas más utilizadas hoy en día es el del "simulador de crédito", mediante el cual el ejecutivo de cuentas puede simular las condiciones ofrecidas al cliente en tiempo real, a partir de las condiciones particulares del cliente en cuanto a requisitos.

Por otro lado, existen herramientas tecnológicas (software) específicas del sector energético, y en particular del sector fotovoltaico, que podrían utilizarse e integrarse a las herramientas de la banca para poder adaptar el simulador de crédito a un financiamiento de un sistema de GSD. Si bien la creación del simulador debería ser realizado por un equipo con amplios conocimientos en sistemas fotovoltaicos, la herramienta diseñada podría simplificar y estandarizar un proceso comercial de adjudicación de créditos, al menos en una primera etapa, previa a la evaluación de riesgo crediticio por parte del banco. De esta manera, se podría conseguir un producto simple y estandarizado, pero adaptado a las particularidades de cada proyecto y cliente, de una manera menos costosa y sin necesidad de que los ejecutivos cuenten con conocimientos específicos del diseño y las tecnologías utilizadas en los proyectos.

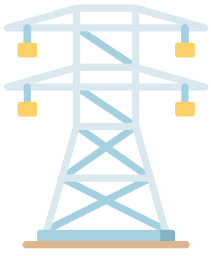
### 8.1.2 Canales estandarizados (no personalizados)

Actualmente, una cantidad cada vez mayor de instituciones bancarias poseen como estrategia comercial la estandarización de los productos financieros, de tal manera de minimizar los requerimientos de conocimiento y la experiencia necesaria por el ejecutivo comercial para explicar y vender el producto financiero específico. Algunas de estas instituciones poseen plataformas tecnológicas, principalmente en la web, mediante la cual el cliente puede simular por sí mismo el crédito y sus condiciones, a través de la carga de información del sistema fotovoltaico a financiar y de sus características crediticias. El cliente únicamente asiste a la sucursal una vez el crédito queda preaprobado.

En este caso, la estandarización y simplicidad del producto y el uso de herramientas tecnológicas son una característica ya no preferida, sino obligatoria por parte de la banca. Una de las características principales de este método es que se requiere, además, la estandarización del proceso de evaluación de riesgo crediticio, para poder otorgar la preaprobación de manera rápida o en tiempo real. Esta característica hace que los productos vendidos a través de este canal sean más escalables, aunque requiere un trabajo previo del área de riesgo crediticio para establecer los parámetros de análisis de riesgo, los cuales no siempre existen ni van alineados con la política crediticia de los bancos.

Si bien los canales estandarizados otorgan a la banca la posibilidad de disminuir costos transaccionales y escalar la venta de manera sencilla y poco costosa, el desafío de la utilización de este canal pasa por la concientización y educación del potencial cliente y usuario de sistemas de GSD: en este tipo de canales, se requiere que el cliente sepa y busque el producto por sus características y no necesite ser "persuadido" o educado acerca de los beneficios del producto. Para los sistemas fotovoltaicos, y a través de la experiencia de sectores bancarios de otros países, ha quedado demostrado que el rol activo de la banca para la difusión de los beneficios económicos y ambientales de la tecnología fotovoltaica al momento de analizar la compra por parte del usuario final es tan necesario como el rol de los organismos públicos y las asociaciones del sector energético.

### 8.1.3 Canales indirectos



En diversos países de la región y el mundo, se están desarrollando diversos canales de venta indirectos para que la banca comercial pueda financiar sistemas de GSD a través de canales comerciales de otras empresas, independientemente de que éstas tengan una relación comercial previa con el banco. Esto trae diferentes beneficios para la banca, entre los cuales:

- la simplificación de su proceso comercial, al tener un único interlocutor para más de un financiamiento;
- la eliminación de la barrera del conocimiento técnico específico, ya que en la mayoría de los casos el intermediario posee dicho conocimiento;
- la simplificación del proceso de análisis de riesgo crediticio, ya que el intermediario usualmente selecciona a los "mejores" proyectos para ser financiados.
- En algunos casos, además, el intermediario mitiga o absorbe parte de los riesgos del negocio.

Las empresas que poseen mayor aptitud técnica y comercial para actuar como canales de venta indirectos son, en su gran mayoría, las empresas integradoras e instaladoras de sistemas de GSD. Este tipo de empresas ven como una oportunidad la de proveer un servicio adicional a sus clientes, ofreciendo un servicio completo que incluya el financiamiento del sistema. Estas alianzas entre las instituciones financieras y las empresas integradoras o instaladoras son claramente sinérgicas, ya que ambas empresas disminuyen costos y riesgos, a la vez que ambas aumentan la probabilidad de realizar ventas exitosas de sus productos.

Además, estas alianzas generan, a medida que se financian e implementan proyectos, un mecanismo virtuoso de confianza y experiencia en la industria, que podría generar a largo plazo una menor percepción de riesgo por parte de la banca, y que por consiguiente haga que se logren mejoras en las condiciones crediticias para los clientes en el futuro.

Estas alianzas pueden ser puramente comerciales (es decir, que los procesos de negocios se unifican únicamente en los sectores comerciales, realizando la venta en conjunto, pero luego el proceso de venta de equipamiento y financiamiento continúan de manera separada); o bien, puede tener mayores implicancias en la estructura del negocio. Un ejemplo de esto podría ser la constitución de una línea de fondeo del banco al integrador, con el objetivo de dinamizar el proceso de otorgamiento de créditos. En este último caso, las condiciones y requisitos del crédito están prefijadas y negociadas entre el banco y el integrador. Usualmente, además, el integrador participa en el análisis del riesgo técnico de los proyectos, y en algunos casos garantiza la calidad o la performance de la instalación.

Los integradores o instaladores pueden no ser los únicos canales de venta indirectos para que la banca comercial pueda vender sus productos financieros. Empresas más grandes, y con experiencia en el sector como empresas energéticas integradas e IPP (productores de energía eléctrica independientes, por sus siglas en inglés) están participando en diferentes mercados de la región como agregadores de generación eléctrica en baja tensión. Estas empresas por lo general poseen un expertise tanto técnico como financiero, y pueden funcionar como intermediarios para ofrecer productos más complejos, como por ejemplo el leasing, y funcionar como una ESCO (dichos modelos se han descripto en detalle en la sección 7.1 del presente documento).

Los importadores y distribuidores de equipamiento solar fotovoltaico también pueden funcionar como canales de venta indirectos para la banca, a través del financiamiento de equipamiento tanto a usuarios finales como a instaladores. En este caso, el proceso comercial es también sinérgico, ya que los distribuidores por lo general ven al financiamiento como una herramienta para aumentar las ventas del equipamiento que ellos importan o distribuyen. Por lo general, los distribuidores e importadores poseen acuerdos de exclusividad con fabricantes internacionales de equipamiento. Vale la pena recordar, que el equipamiento principal de los sistemas de GSD (módulos fotovoltaicos e inversores) significan entre un 22% y un 40% del costo total de la instalación, dependiendo de su escala. Por consiguiente, esta alternativa podría verse menos atractiva para la banca, al disminuir el volumen de financiamiento. Sin embargo, las empresas distribuidoras o importadoras de equipamiento podrían ser más sólidas para otorgar garantías.

Otro potencial canal de ventas indirecto se tiene en los desarrolladores inmobiliarios y empresas constructoras, las cuales podrían obtener financiamiento de los sistemas de GSD dentro de un paquete de financiamiento para sus emprendimientos inmobiliarios y proyectos de infraestructura. Sin embargo, la sinergia comercial en este caso es menos clara que en los casos anteriores. Por un lado, existe en la región cada vez más demanda de emprendimientos inmobiliarios que posean características sustentables; pero, por otro lado, el sistema de GSD aumentaría el valor de la propiedad, lo que podría ser percibido como una amenaza para el desarrollador o constructor, que ve en sus precios una de sus principales estrategias de ventas.

En secciones subsiguientes del presente documento se analizarán con mayor profundidad las posibles estructuras de alianzas entre bancos y canales de venta indirectos, incluyendo recomendaciones para su implementación.

En definitiva, la creación y consolidación de canales indirectos de comercialización emerge como una alternativa atractiva y costo-eficiente para que la banca comercial pueda introducir sus productos financieros, de una manera rápida y adquiriendo un conocimiento sobre la industria por medio de asociaciones y alianzas con empresas del sector energético. En muchos casos, se pueden encontrar sinergias que hagan que disminuyan tanto los costos transaccionales como los riesgos del negocio.

Con una mayor madurez del mercado, tanto fotovoltaico como financiero, las estrategias de diferenciación y atracción de nuevos clientes se irán complejizando, aunque por el momento, el bajo volumen de este tipo de financiamientos con relación a su potencial hace pensar que la banca podrá enfocarse en el crecimiento durante los próximos años, capitalizando los conocimientos adquiridos como ventajas competitivas ante un futuro mercado desarrollado.

## 8.2 Instrumentos de mitigación y cobertura de riesgos

En la sección 7.3.3 se describieron y analizaron los principales riesgos percibidos por la banca comercial de Colombia, relativos a los sistemas de GSD, su instalación y financiamiento. En esta sección, se identifican y analizan los principales riesgos asociados a este tipo de sistemas durante toda la vida de los proyectos. Se pretende construir una matriz de riesgo genérica para todos los sistemas de GSD, incluyendo y analizando la bibliografía y reportes técnicos especializados en la materia[82], independientemente de que hayan sido identificados por la banca comercial o no.

Se presentan, además, alguno de los principales instrumentos de mitigación y cobertura de riesgos, como ser los sistemas de garantías y seguros más comunes e implementados en el sector.

En un proyecto solar fotovoltaico puede haber riesgos en una etapa específica del proyecto, como los riesgos técnicos asociados a la etapa de construcción, y otros que existen a lo largo de todo el ciclo como el riesgo de default del cliente.

82. La bibliografía seleccionada para redactar este capítulo es:

- Lowder, T., Mendelsohn, M., Speer, B., & Hill, R. (2013). *Continuing Developments in PV Risk Management: Strategies, Solutions, and Implications.* Colorado: NREL.
- ABM, GIZ. (2019*). Financiamiento de la energía solar fotovoltaica de pequeña y mediana escala - Oportunidad para la banca comercial de México*. México.
- FGVces, FEBRABAN. (2018). *Financiamento para Energia Solar Fotovoltaica em Geração Distribuída.* Brasil.

Una gestión estandarizada del riesgo en proyectos fotovoltaicos, al igual que en cualquier otro tipo de proyecto, incluye una segmentación en tres fases:

i) identificar todos los riesgos del proyecto, su frecuencia de ocurrencia y severidad, entre otras características;

ii) establecer estrategias de mitigación de esos riesgos y, en caso de que sea posible, asignarlos a las distintas partes involucradas;

iii) asegurar los riesgos que no pueden ser absorbidos por las partes del proyecto de una manera eficiente.




**Imagen 2: Estrategia para la gestión del riesgo durante el ciclo de un proyecto fotovoltaico.**

### 8.2.1 Matriz de riesgo

En la Tabla 3 se resumen los principales riesgos identificados que pueden ocurrir en el proyecto y vida útil de un sistema de GSD. El listado no pretende ser exhaustivo, sino que presenta los riesgos más importantes y relevantes que la banca debe tener presente a la hora de evaluar mecanismos de financiamiento de este tipo de sistemas. Los riesgos identificados se agrupan en:

- Riesgos tecnológicos: se relacionan con la calidad de los equipos instalados y su capacidad para producir la energía especificada durante el período de tiempo y bajo las condiciones para los que fueron diseñados. Muchos de estos riesgos se dan también durante la fase de operación del sistema.
- Riesgos meteorológicos y siniestros: son aquellos riesgos asociados a la variabilidad y estimación del recurso solar, así como a eventos climatológicos severos como vientos fuertes, rayos y terremotos.
- Riesgos técnicos: son los riesgos asociados al proceso de diseño, dimensionamiento e ingeniería del proyecto fotovoltaico, así también como a los riesgos asociados a fallas en el transporte e instalación del equipamiento.

- Riesgos financieros: riesgos relacionados con la capacidad del proyecto de lograr el repago esperado. Entre ellos, se menciona la capacidad del tomador de repagar el crédito que le ha sido otorgado, de la distribuidora o comprador (offtaker) de compensar económicamente al generador por la energía producida, entre otros.
- Riesgos regulatorios y normativos: riesgos asociados a las leyes y normas que regulan la instalación, operación y sistemas de compensaciones de los sistemas de GSD, cuyos cambios pudieran afectar los ingresos y beneficios impositivos y económicos del proyecto.
- Riesgos socioambientales: son todos los riesgos asociados al impacto que puede tener el proyecto en el ambiente y comunidades locales.

En la tabla 42 se incluye también el efecto potencial asociado al riesgo identificado, junto con una propuesta de estrategia de mitigación. Si bien se indica la frecuencia, severidad y riesgo asociado a cada elemento de la manera más objetiva posible, se menciona que estas valoraciones pueden cambiar de acuerdo con quien realice los análisis. En un caso ejemplo, la valoración de un riesgo para un ejecutivo de un banco puede ser diferente que para un fabricante de módulos fotovoltaicos.

**Tabla 3: Matriz de riesgos identificados a lo largo de un proyecto solar fotovoltaico. Fuente: elaboración propia en base a información de NREL.**

| Riesgo | Efecto potencial | Frecuencia | Severidad | Riesgo | Estrategia de Mitigación |
|---|---|---|---|---|---|
| **1. Tecnológicos** | | | | | |
| Performance de la tecnología vs estimaciones de producción (módulos). | Menor producción/ Menores ingresos. | Alta | Alta | Bajo | Utilizar tecnología probada, componentes de calidad, garantía del fabricante y seguros de performance. |
| Vida útil del equipamiento. | Reducción de los ingresos del Proyecto. | Baja | Media | Bajo | Utilizar tecnología probada, componentes de calidad, garantía del fabricante y seguros de performance y garantizar O&M. |
| Defecto de los equipos durante la vida útil. | Menor producción/ Menores ingresos. | Baja | Media | Bajo | Garantía del fabricante, garantizar O&M. |
| Rotura/ deterioro de la estructura de montaje. | Voladura y pérdida del panel. | Media | Alta | Medio | Componentes de calidad, utilizar un instalador con buen track-record. |
| Acumulación de suciedad en los paneles. | Menor producción/ Menores ingresos. | Alta | Media | Medio | Garantizar O&M. |
| Capacidad financiera del fabricante. | Incapacidad para cumplir con las garantías de fabricación. | Baja | Alta | Bajo | Track-record, Seguro de Garantía. |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Obsolescencia tecnológica. | Decrecimiento del costo de los paneles y aumento de su eficiencia. | Baja | Baja | Bajo | Utilizar paneles de calidad y la mejor tecnología disponible a la fecha. Las garantías de los fabricantes son de 25 años. |
| Problemas en el diseño del sistema / Modelo de simulación. | Sobreestimación de la producción. | Baja | Alta | Bajo | Utilizar modelos/softwares probados. Utilizar valores conservadores y complementar con mediciones in situ. |
| **2. Meteorológicos y siniestros** | | | | | |
| Variabilidad y calidad de la información sobre irradiación. | Incertidumbre en la generación deal de electricidad. | Baja | Media | Bajo | Utilizar bases de datos probadas. Las bases satelitales existentes (NREL, NASA) son fiables. |
| Estimación del recurso solar. | Sobreestimación de la producción. | Media | Alta | Bajo | Utilizar bases de datos probadas y mediciones in situ. |
| Eventos climáticos severos (rayos, vientos fuertes, sismos) e incendios. | Daños en la instalación. | Baja | Alta | Bajo | Utilizar medidas técnicas de protección. El equipamiento de calidad cumple con las normas que aseguran resistencia contra eventos climáticos (impacto, granizo, viento, etc.) |
| **3. Técnicos** | | | | | |
| Incorrecta instalación del sistema / Daño del equipamiento durante el montaje. | Menor producción, rotura del equipamiento. | Baja | Media | Bajo | Contratar instaladores probados, con track record, seguros de caución, reportes de monitoreo del proyecto, penalidades. |
| Retraso de la construcción, sobrecostos, obra inconclusa. | Falta de fondos para terminar el proyecto, pérdida de ingresos, pérdida del permiso de interconexión. | Baja | Media | Baja | Contratar instaladores probados, con track record, seguros de caución, reportes de monitoreo del proyecto, penalidades. |
| Riesgos de electrocución. | Lesiones o pérdida de vida humana. | Baja | Alta | Baja | Utilizar personal calificado que siga los lineamientos de la normativa técnica vigente. |
| Capacidad estructural del techo insuficiente. | Daño de los módulos solares. | Baja | Alta | Baja | Evaluar la integridad estructural del techo con un profesional calificado. |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **4. Financieros** | | | | | |
| Default del tomador. | Cese de pago del crédito. | Baja | Alta | Media | Evaluación de riesgo crediticio del tomador, garantías técnicas y financieras. |
| No pago de los excedentes por la distribuidora. | Pérdida de ingresos del sistema que puede llevar al default del tomador. | Baja | Alta | Baja | Fuerte apoyo institucional y político del gobierno, existencia de una regulación clara sobre el sistema de compensaciones, garantías técnicas y financieras. |
| Falta de acreditación de los créditos impositivos. | El proyecto puede dejar de ser viable económicamente. | Bajo | Alta | Bajo | Monitorear constantemente la deducción de los impuestos. |
| **5. Regulatorios y normativos** | | | | | |
| Cambios en la regulación de incentivos y compensación de excedentes. | Pérdida de ingresos, retraso o cancelación de la construcción del proyecto. | Baja | Alto | Baja | Apoyo político e institucional del gobierno para con el desarrollo de sistemas de GSD. |
| Procedimientos de conexión y permisos necesarios engorrosos. | Retraso en la puesta en operación o cancelación del proyecto. | Baja | Media | Baja | Estudiar el estado de saturación de la red con la distribuidora durante el estudio de factibilidad del proyecto, especialmente en grandes proyectos. |
| **6. Medioambientales y Sociales** | | | | | |
| Impacto ambiental negativo. | Impacto visual, disrupción del hábitat local. | Baja | Baja | Media | A diferencia de los grandes parques FV, se integran a edificaciones existentes, por lo cual el impacto es nulo o muy bajo. |
| Oposición de comunidades locales. | Retraso en la puesta en operación del proyecto, pérdida de ingresos. | Baja | Baja | Media | Educación sobre los beneficios de la energía solar y la tecnología a la comunidad, los cuales brindan soluciones a los desafíos actuales. |

### 8.2.2 Garantías técnicas y financieras

Para ayudar a mitigar los riesgos percibidos por la banca comercial (expuestos en el capítulo 7.3.3), se describen una serie de garantías técnicas y financieras que pueden facilitar de este modo el financiamiento de sistemas de GSD.

**Garantías técnicas**

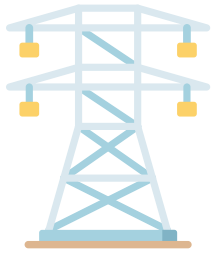
- Seguros contra daños al equipamiento: el objetivo de estos seguros es proteger al propietario de los sistemas fotovoltaicos ante un siniestro de alta severidad que afecte directamente el equipamiento (rayos, viento extremo, fuego, etc.).
- Seguros de diseño e ingeniería: el cliente de la institución financiera puede adquirir un seguro para protegerse contra posibles daños materiales que puedan afectar el proceso de instalación de maquinaria y otros artefactos. Además, se cubre un evento de "mala praxis de diseño", en el cual se cubre al tomador ante una instalación defectuosa que impida que el sistema pueda producir la energía eléctrica que originalmente fue proyectada para generar. Vale la pena mencionar, que este seguro cubre únicamente defectos de diseño e ingeniería, y es independiente de otros aspectos que puedan hacer fluctuar la producción energética, como ser las variaciones de irradiación solar debido a eventos meteorológicos.
- Seguros de caución o fianza: este seguro, común entre las empresas constructoras, sirve para cubrir al cliente por los perjuicios que sufra en caso de que la instaladora (tomadora del seguro) incumpla las obligaciones del contrato.
- Garantía de los equipos / Seguro de garantía: si bien los equipamientos de una instalación solar tienen cobertura por el fabricante por defectos de materiales y manufactura (5 a 10 años) y rendimiento (garantiza la energía producida durante 25 años), un seguro de garantía puede ayudar a cubrir la garantía del fabricante en caso de insolvencia. Este tipo de seguros cobra importancia particularmente en fabricantes que no son Tier 1 (grandes fabricantes con reputación global, participación en grandes proyectos y con balances sólidos), es decir, pequeñas empresas de fabricación sin una sólida reputación o sólidos balances.

Otros seguros innovadores que aún no han sido relevados en el mercado colombiano son:

- Seguro de performance: el cliente de la institución financiera puede adquirir un seguro que, en caso de que la producción del sistema no sea igual a la proyectada, lo cubra financieramente por los gastos adicionales de energía eléctrica.
- Seguro de performance climático: el cliente del banco puede adquirir un seguro que garantice, en caso de que la cantidad de energía generada sea menor a la proyectada debido a alteraciones climáticas, el cliente será resarcido económicamente por los gastos adicionales de energía eléctrica.

Además de los seguros mencionados, existen otras garantías técnicas que ayudarán a controlar y mitigar el riesgo durante la instalación y operación del proyecto:

- Software de monitoreo: los sistemas fotovoltaicos incluyen un sistema de monitoreo en tiempo real para controlar la performance de la instalación y detectar rápidamente cualquier desvío que indique la necesidad de acciones correctivas.
- Auditorías a los instaladores: la institución financiera o la propia empresa instaladora puede optar por contratar un servicio de auditoría para verificar la capacidad técnica del instalador y la calidad de la instalación.
- Lista de instaladores calificados: alguna entidad de confianza de la banca puede desarrollar un listado de instaladores calificados en base a criterios preestablecidos que aseguren la calidad de la instalación. En el capítulo 8.4 se presentará una recomendación en este sentido para la banca comercial de Colombia.



**Garantías financieras**

- Garantía física – equipamiento: el cliente puede ofrecer como garantía del préstamo el propio bien financiado.
- Garantía física – inmueble: para mejorar su condición crediticia y condiciones del crédito, el cliente puede ofrecer al banco como garantía una propiedad inmueble.
- Garantía – cuentas por cobrar: en el caso donde se financien empresas integradoras que brinden el servicio de arrendamiento solar a sus clientes, el integrador puede ofrecer como garantía al banco los derechos de cobro proveniente de los contratos de arrendamiento de los sistemas instalados.
- Acciones de la empresa: en el caso de personas jurídicas, la empresa podría ofrecer como garantía acciones de la empresa.

Varias de estas garantías, como el seguro de performance climático, son innovadoras y no han sido implementadas aún en Colombia. Sin embargo, es importante destacar que Colombia se encuentra a la vanguardia en materia de seguros para proyectos solares siendo el primer país de Latinoamérica donde se emitieron pólizas de seguros de eficiencia energética[83]. Estos seguros, orientados a empresas, han sido promovidos por el BID y cuentan con la colaboración de Bancoldex. Benefician a pequeñas y medianas empresas que han invertido en proyectos de eficiencia energética y generación de energía, mitigando el riesgo de no obtener los ahorros energéticos estimados. Además, determinados proyectos de eficiencia energética pueden ser financiados por Bancoldex a una tasa preferencial (calderas, aires acondicionados, sistemas de control de aires acondicionados, cogeneración de energía, energía solar para calentamiento de agua y climatización de piscinas con energía solar).

Ya hay empresas que ofrecen estos seguros en sus sitios web, tanto para personas naturales como para empresas. Según la información relevada[84], los seguros para personas cubren daños o pérdidas al equipamiento durante transporte, montaje y puesta en marcha y operación. El valor asegurado puede ser hasta el 100% del costo de cada sistema de generación de energía instalado individualmente. La selección de la cobertura es flexible y se pueden seleccionar asegurar cada etapa del proyecto de manera independiente. En el caso de seguros para empresas[85], además de ofrecer seguros para daños y pérdidas durante las etapas del proyecto, se ofrecen seguros de cumplimiento de eficiencia energética mediante el cual la empresa aseguradora se hace cargo de la diferencia de ahorro en caso de que el ahorro real sea menor al proyectado.

## 8.3 Casos de éxito de la banca comercial en otros países de la región y el mundo

A continuación, se resumen algunos productos financieros implementados de manera exitosa por la banca comercial para financiar sistemas de GSD en la región de América Latina y el Caribe, y en otros países del mundo, con el objetivo de analizar sus características y poder compararlas con otros productos y casos de negocio existentes.

83. Molina, P. S. (2019, 02 14). Colombia es el primer país de Latam donde se emiten pólizas de seguros de eficiencia energética. Consultado en: PV Magazine: https://www.pv-magazine-latam.com/2019/02/14/colombia-es-el-primer-pais-de-latam-donde-se-emiten-polizas-de-seguros-de-eficiencia-energetica/.

84. https://www.segurossura.com.co/Paginas/otros-seguros/energia-solar.aspx consultado el 15/10/2021.

85. https://www.segurossura.com.co/Paginas/empresas/cumplimiento/eficiencia-energetica.aspx consultado el 15/10/2021.

### 8.3.1 Brasil

El mercado de la GSD en Brasil ha crecido de manera consistente en los últimos 5 años (Imagen 3). Desde 2014, el sector de la energía solar ha mantenido un ritmo de crecimiento superior al 300% anual. Según datos de ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) y ABSOLAR (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica)[86], mientras que en 2016 el país contaba con 93 MW de potencia instalada solar, esa cifra asciende a 9,738 MW a julio de 2021. De los 9,738 MW, 6,310 MW (65%) provienen de sistemas de GSD mientras que 3,427 MW (35%) son de sistemas de generación centralizada (que conforman el 1.9% de la matriz eléctrica brasilera)




**Imagen 3. Evolución de potencia instalada de fuente solar fotovoltaica en Brasil (izq.) y GSD por sector (der.). Fuente: ANEEL/ABSOLAR 2021.**

Las líneas de financiación específicas para la adquisición de sistemas de GSD por parte de la banca pública y privada ha sido un factor muy importante para el impulso de estos sistemas en Brasil. Con términos y tasas de interés atractivas, muchos de estos préstamos permiten a los consumidores pagar su sistema con el ahorro de energía que obtienen en sus facturas de electricidad, que pueden llegar hasta el 95%. ABSOLAR ha mapeado en su sitio web[87] más de 60 opciones de financiamiento disponibles para proyectos solares fotovoltaicos en Brasil.

Entre los productos financieros que ofrece la banca comercial en Brasil para fondear proyectos de GSD, se resumen los desarrollados por el Banco Santander. Ofreciendo financiamiento para estas tecnologías desde 2013, el banco se destaca como uno de los mayores facilitadores de crédito para la instalación de sistemas de generación distribuida en Brasil. Entre junio de 2019 y junio de 2020, logró liderar el otorgamiento de préstamos a las PyMEs con crecimiento de la cartera de 27.3%.[88] Sus líneas de crédito atienden a todo tipo de consumidores (particulares, PyMEs y empresas) y dispone líneas de financiación con organismos multilaterales (como CAF[89] e IFC) para financiar su estrategia de financiamiento a proyectos socioambientales.[90]

86. ABSOLAR, "Energia Solar Fotovoltaica no Brasil - Infográfico ABSOLAR". Actualizado en 01/08/2021, n°34.

87. https://www.absolar.org.br/mercado/financiamento-tabela-dinamica/

88. Rojas, I. (2020, 11 09). Santander recauda 100 millones de dólares en Brasil para financiar a 'PyME'. Retrieved from LexLatin: https://lexlatin.com/noticias/santander-recauda-100-millones-dolares-brasil-financiar-pymes.

89. CAF. (2019, julio 12). Más de 5.000 clientes del Santander Brasil promueven el uso de energías renovables con el apoyo de CAF. Disponible en: https://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2019/07/mas-de-5000-clientes-del-santander-brasil-promueven-el-uso-de-energias-renovables-con-el-apoyo-de-caf/

90. Sánchez Molina, P. (2021, julio 30). Banco Santander destina 780 millones de reales para financiar paneles solares para particulares y PyMEs en Brasil. Disponible en: https://www.pv-magazine-latam.com/2021/07/30/banco-santander-destina-780-millones-de-reales-para-financiar-paneles-solares-para-particulares-y-pymes-en-brasil/.

Actualmente, Santander Brasil ofrece una línea de financiamiento denominada "Financiamiento de Placas Solares"[91], del tipo Crédito Directo al Consumidor (CDC), para que personas y empresas instalen sistemas de GSD. Las principales condiciones del crédito son:

- Descripción: es una línea de crédito (particulares o empresas) para apoyarlos en la compra e instalación de equipos de captación de energía solar, como paneles fotovoltaicos, módulos, inversores, cableado, conexiones y soportes.
- Público: clientes y no clientes, sean personas naturales o jurídicas. No es necesario ser titular de una cuenta en Santander.
- Valor financiado: ofrece financiamiento por hasta 100% del proyecto, desde R$ 2.000 (unos 360 USD).
- Entrada: no es necesario realizar un pago inicial.
- Plazo: hasta 96 meses. Personas naturales y personas jurídicas: hasta 72 meses. Clientes Agro Persona natural: hasta 84 meses con flujo semestral o anual dependiendo de la cosecha. Clientes Persona natural, Jurídica y Agro: hasta 96 meses y hasta 120 días para pagar la primera cuota.
- Tasa de interés: a partir de 0.74%, varía de acuerdo al monto, plazo y demás condiciones escogidas por el cliente al momento de e la contratación.
- Garantía: el propio bien financiado.
- Contratación: el solicitante debe pedir una cotización sin costo con uno de los proveedores recomendados por el banco quien debe realizar un presupuesto detallado. En su página web, Santander ofrece un listado de más de 1,000 proveedores por ubicación. Con el presupuesto el solicitante debe acercarse a la sucursal para pedir la aprobación del crédito por el monto del presupuesto. Una vez otorgado el crédito, Santander deposita el importe final en efectivo en la cuenta del proveedor. El débito del crédito se realiza mensualmente de la cuenta corriente Santander, incluyendo el valor de las tasas, IOF (impuesto a las Operaciones Financieras) y Seguro de Protección (opcional).

A través de uno de sus socios instaladores, Santander ofrece el financiamiento necesario para proyectos residenciales, comerciales y agro. Desde el sitio web el usuario puede acceder al contacto de sus 5 socios con actuación nacional (Aldo Solar, Blue Sol, Ilumisol, Solar Livre y Renovigi) y un gran número de instaladores por región. Desde la página web de los socios con actuación nacional, se ofrece la opción de financiamiento a través de Santander junto con una herramienta para simulación[92] de proyectos y financiación. A través de esta calculadora financiera solar es posible estimar, en el instante, el valor, tamaño y período de retorno (payback) del sistema, además de los valores de las cuotas. El cliente simplemente ingresa al sitio web de la calculadora, informa algunos datos de contacto y el monto mensual de su factura eléctrica. Toda la información se mantiene de forma confidencial.

91. Disponible en: https://www.santander.com.br/solar. Consultado: 02/09/2021.

92. Disponible en: https://bluesol.com.br/simulador-santander/. Consultado: 02/09/2021.

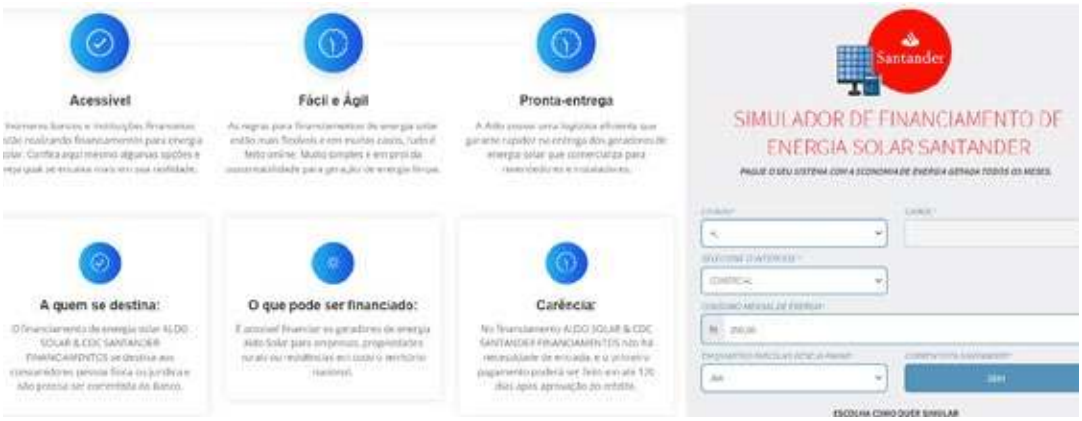



**Imagen 4: Oferta de crédito Santander y simulador de financiamiento solar ofrecido desde el sitio web de un instalador asociado a Santander. Fuente: sitio web Blue Sol. 19**

Para educar a los interesados, en la página web se ofrecen se ofrecen algunas simulaciones a modo de ejemplo donde se indica el consumo mensual medio, el valor de la tarifa, valor de proyecto, retorno de la inversión y la tasa, plazo y valor de la cuota del financiamiento. También se presentan infografías con información sobre sistemas de GSD y casos prácticos, donde se explica de manera clara cómo funcionan, cuáles son sus ventajas y qué aspectos hay que considerar a la hora de invertir.




**Imagen 5: Información sobre sistemas de GSD ofrecida en el sitio web de Santander, en la sección del Financiamiento de Placas solares. Fuente: sitio web Santander.18**

### 8.3.2 México

La generación distribuida en México viene creciendo desde 2015 a una tasa promedio anual de 70% (Imagen 6). La capacidad instalada de generación distribuida fotovoltaica a diciembre 2020 fue de 1,388 MW (de un total de 5,149 MW de energía fotovoltaica del SIN), 36% mayor a la de 2019, siendo el 99.4% de la generación distribuida total del país. Los segmentos de instalaciones fotovoltaicas residenciales y comerciales son las predominantes del mercado, y el 96% de los contratos otorgados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) en 2019 correspondieron a instalaciones entre 0 kW y 15 kW. 20

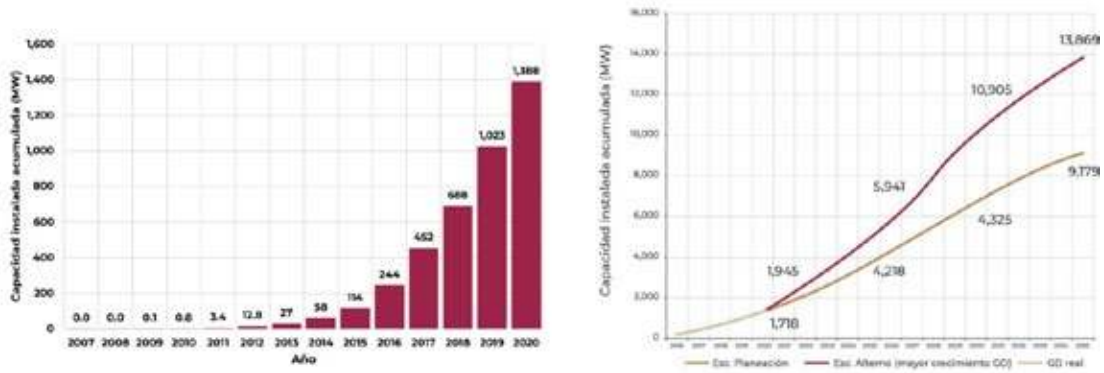



**Imagen 6. Evolución capacidad instalada (MW) de los sistemas de GSD 2007-2020 (izq.) y evolución estimada de GD 2016-2035 (der.) en México. Fuente: PRODESEN 2021-2035.[93]**

Además de las leyes y regulaciones que facilitaron la adopción de los sistemas de GSD en México, los programas y modelos de financiamiento existentes en el país fueron importantes para facilitar su expansión. La banca comercial cuenta con productos de financiamiento verde que incluyen el financiamiento de GSD a través de créditos convencionales a sus clientes, con el objetivo corporativo de contribuir a mitigar el cambio climático. Si bien la GSD es una solución con bajo riesgo tecnológico, la banca enfrenta diversas barreras para escalar el crédito como la falta de demanda por parte de sus clientes y los riesgos técnicos inherentes al sistema de GSD.[94]

Algunos productos financieros que están siendo implementados por la banca comercial en México son:

1. CIPanel Solar – CIBanco:[95]

    - Descripción: desde 2014 ofrece un crédito destinado a la adquisición de paneles solares para los segmentos industrial, comercial y residencial. Se calcula que, con el ahorro en energía eléctrica, el solicitante tendrá el retorno de la inversión en 5 años aproximadamente, pagando una cuota del crédito similar a lo que paga en su actual factura de luz.
    - Público: residenciales (propietarios de la vivienda o con crédito hipotecario a su nombre o de algún familiar de línea directa, apta para la instalación de paneles solares, determinado mediante un estudio de viabilidad); Negocio Propio (personas naturales con actividad empresarial, no aplica en consorcios); para casa habitación propia (persona natural) con un crédito hipotecario a su nombre, o de algún familiar de línea directa, con Tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC) o 02; y empresarial (persona moral).
    - Valor financiado: para personas naturales monto de $60,000 MXN a $1,000,000 MXN, para persona moral (empresa) de $60,000 MXN a $5,000,000 MXN.
    - Entrada: 10% del valor total de la factura.

93. SENER. (2021). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2021-2035. Consultado en:* https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional

94. BID, & GIZ. (2021). Hoja de ruta propuesta para la generación distribuida con fuentes renovables en conjunto con instituciones financieras privadas y la banca de desarrollo. México: Laboratorio de Innovación Financiera (LAB México).

95. Disponible en: https://www.cibanco.com/es/cibanco/credito-panel-solar. Consultado el 03/09/2021.

- Plazo: de 12 meses hasta 84 meses.
- Tasa de interés: tasa fija de 17% anual, tasa preferencial de 14% si se hace a través de la plataforma Sunwise.
- Comisión: por contratación o apertura de 2% mas IVA, sobre el monto a financiar.
- Garantías: garantía prendaria sobre los bienes que se adquieran con los recursos del crédito. El cliente debe mantener vigente durante el contrato el seguro que ampare el bien materia de dicha garantía.
- Requisitos: en el caso de personas naturales se solicita ingresos suficientes para cubrir 2.5 veces la mensualidad del crédito, buenas referencias crediticias, antigüedad mínima de un año en el empleo y domicilio actuales. Se podrá solicitar un obligado solidario en caso de que el solicitante no cumpla con alguna de las condiciones. En el caso de persona jurídica, el tiempo de operaciones debe ser mayor a 2 años, la capacidad de pago 3 a 1 sobre la primera mensualidad, buen historial crediticio, su principal accionista deberá firmar como obligado solidario, y comprobante de propiedad o arrendamiento con la debida autorización para instalar el sistema.
- Contratación: el cliente puede realizar el trámite en línea, a poyado de un ejecutivo, para obtener la pre-viabilidad de los créditos, se asocia a Sunwise. 1) Se genera propuesta en Sunwise con el crédito CIBanco. 2) Solicitud de crédito en la misma plataforma (solicitud, plazo, enganche). 3) Se carga la documentación para la pre-viabilidad del banco. 4) El resto del proceso se ve con el ejecutivo. 5) Una vez que se aprueba y se otorga se sube a la plataforma el comprobante de pago.

Para acelerar la adopción de la GSD en México y agilizar el proceso de contratación, CIBanco se unió a Sunwise[96], empresa mexicana que desarrolla y comercializa una plataforma digital para de fortalecer a los integradores solares con herramientas para el diseño, propuesta y financiamiento de sistemas que vuelven a la energía solar más accesible. Según datos del banco, una propuesta puede ser generada y recibir un crédito en el mismo día. Los usuarios interesados en instalar un sistema de GSD pueden pedir un presupuesto con un integrador aliado a CIBanco y Sunwise.

A través de la plataforma de Sunwise, el integrador dimensiona el sistema con los datos de la factura eléctrica del cliente y simulando la generación eléctrica según la geografía, y genera una propuesta incluyendo la opción del crédito en CIBanco (solicitud, plazo, entrada). Si el cliente acepta, se carga la documentación a Sunwise para que el banco estudie la pre-viabilidad. En caso de ser aprobado, el resto del proceso se ve con el ejecutivo del banco, todo de forma digital. La alianza con Sunwise y CIBanco permite al integrador ofrecer tasas preferenciales entre 14% y 16% (las mejores del mercado) en función de las ventas que haga por trimestre. Además, el integrador o desarrollador del proyecto recibe de CIBanco y Sunwise un bono del 1% del crédito por cada venta realizada. El integrador puede solicitar la alianza a través de la plataforma de Sunwise. Existe una red de más de 600 instaladores de cobertura nacional. El principal requisito para formar parte de la red es tener experiencia de al menos 1 año instalando este tipo de sistemas.

96. Disponible en: https://www.energiaestrategica.com/cibanco-garantiza-creditos-para-adquirir-paneles-fotovoltaicos-en-mexico-facilitando-las-ventas-de-unos-600-integradores/. Consultado el 03/09/2021.




**Imagen 7: Comparativa entre el proceso de presupuesto y contratación de crédito tradicional y el de la alianza CIBanco – Sunwise. Fuente: CIBanco.**

Adicionalmente CIBanco ofrece seguros para daños (cuota anual durante toda la vida del crédito, vigencia de 12 meses, cobertura de paneles solares contra las pérdidas y daños causados directamente por riesgo cubiertos -sin dolo-), y de vida y desempleo en el caso de personas naturales, para cubrir el saldo insoluto y evento de desempleo hasta 3 meses.

CIBanco se ha aliado también con Sunergy[97], una empresa tecnológica mexicana que busca impulsar y facilitar la colocación de créditos solares, simplificar y optimizar el proceso y mejorar la experiencia de integradores. Esta plataforma ofrece servicios para integradores, clientes finales e instituciones financieras. Para los integradores, ofrece una ventanilla única con múltiples opciones de financiamiento, preaprobación inmediata del crédito con las instituciones aliadas, acceso a toda la documentación en un mismo lugar, seguimiento de trámites y monitoreo del sistema.

## 2. C-Solar[98]

Programa desarrollado en 2018 en conjunto por el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL), la Iniciativa Climática de México (ICM) y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. Para su dirección se conformó un comité ejecutivo integrado por Nacional Financiera (NAFIN) y la Asociación de Bancos de México (ABM). Tiene como fin eliminar las principales barreras del financiamiento de sistemas de GSD, combinando dos mecanismos para disminuir el riesgo técnico y financiero de los proyectos:

**i)** mecanismo de aseguramiento técnico (asegurando la calidad de los proveedores haciendo due-diligence de cada empresa participante);

**ii)** un mecanismo de financiamiento que consiste en un fondo de garantía parcial de crédito respaldada por NAFIN para incentivar la inversión de los intermediarios financieros (bancarios y no bancarios). Esta garantía es pari-passu y NAFIN asume el riesgo en caso de que el cliente entre en default, respaldando hasta en un 80% el saldo insoluto. De esta manera, el programa brinda elementos que le da seguridad a la banca privada para explorar este nuevo tipo de productos.

97. Disponible en: https://sunergy.io/soy-integrador.html. Consultado el 03/09/2021.

98. Disponible en: https://www.nafin.com/portalnf/content/financiamiento/csolar.html y https://csolarmexico.com consultados el 25/8/2021.

El programa respeta el proceso de crédito de la banca y no hay comisión por apertura o por pago anticipado. Este programa cuenta con la incorporación de un fondo de contragarantía por 96 millones de pesos mexicanos (4.8 MUSD) y una capacidad de apalancamiento de 1:10, por lo que podría detonar créditos fotovoltaicos hasta por 960 MDP (48 MUSD). Hasta el momento ocho bancos participan del programa: BanBajío, Banorte, BanRegio, BBVA, CIBanco, Citibanamex y HSBC.

Las condiciones de los créditos otorgados son:

- Descripción: financiamiento para que negocios generen energía eléctrica solar, a través de la adquisición e instalación de Sistemas Solares Fotovoltaicos Interconectados (SSFVI) con capacidad de hasta 500 kW, bajo el esquema de generación limpia distribuida (GLD).
- Público: micro, pequeñas y medianas empresas mexicanas que sean personas naturales con actividad empresarial, incluyendo Régimen de Incorporación Fiscal (RIF), o personas jurídicas.
- Valor financiado: crédito simple hasta por 15 millones de pesos mexicanos (750,000 USD) y para instalaciones menores a 500 kW.
- Entrada:
- Plazo: máximo 7 años.
- Tasa de interés: máxima 14.5% anual fijo.
- Comisión: sin comisión de apertura.
- Período de gracia: hasta 6 meses para el pago del capital incluido en plazos.
- Garantías: en créditos hasta 2.5 millones de pesos se requiere únicamente aval u obligado solidario; y en créditos mayores a 2.5 millones de pesos, aval u obligado solidario más las que determine cada intermediario financiero. La garantía es de 80% al intermediario financiero y la comisión anual por uso de la garantía es 2.25%.

### 8.3.3 República Dominicana

La GSD de usuarios residenciales y comerciales ganó impulso a partir de la aprobación del reglamento de medición neta en 2011 y la decisión de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEE) en 2012 de otorgar los permisos correspondientes. En el Imagen 8 se observa el crecimiento de los usuarios y potencia instalada de GSD, cercano al 100% promedio anual. En 2020, República Dominicana ocupaba el primer lugar en la zona del Caribe en capacidad instalada para generar energías renovables con 1,184 MW.[99] A comienzos de 2021, la generación distribuida solar alcanzó cerca de 161 MW.[100]

99. https://www.energiaestrategica.com/irena-resalta-avances-de-republica-dominicana-en-energias-renovables/

100. https://www.energiaestrategica.com/plantean-reforzar-la-regulacion-de-generacion-distribuida-en-republica-dominicana/




**Imagen 8: Clientes y potencia instalada para generación solar distribuida (sistema de Medición Neta). Fuente: CNE – Octubre 2019.**

Las fuentes de financiamiento de proyectos de GSD en República Dominicana también han constituido una barrera para el crecimiento de estas tecnologías, sobre todo en los sectores residencial y comercial. Según el estudio de GIZ27, el número de mecanismos para atender el financiamiento de proyectos ha sido limitado, concentrándose principalmente para el sector residencial y comercial en financiamiento tradicional.

Actualmente, los bancos comerciales ofrecen préstamos tradicionales (al consumo, comerciales y con garantías hipotecarias). Aceptan los equipos como garantía para los préstamos, pero en general piden otras garantías personales o comerciales, ya que consideran que los equipos no son garantías suficientemente fiables por su falta de liquidez para monetizar los equipos incautados.[101]

- Para el sector residencial los préstamos son solo personales al consumo o hipotecarios. Tienen tasas entre 15% y 25%, con plazos de 5 años a 6 años. Se exige una segunda garantía.
- Para el sector comercial, se ofrecen préstamos al consumo, comerciales y con garantía hipotecaria. Las tasas están entre el 14% y 15%, con plazos de 4 a 7 años y también se exige una segunda garantía. Los bancos también pueden estructurar un fideicomiso para un proyecto para una instaladora.

Algunos ejemplos de créditos existentes son:

1. Préstamo Personal Preferencial Hazteeco – Paneles Solares - Banco Popular: ofrece financiamiento hasta el 80% del valor de los paneles, un plazo de hasta 84 meses y una póliza individual para paneles solares. La tasa de interés es del 12.95% fija por 1 año (vs. 15.95% de un préstamo personal tradicional) para el sector residencial y para PyMEs tasas desde 13.95% y de 16.50% fijas por 5 años. El banco ofrece un "Listado de Aliados Paneles Solares" con los proveedores recomendados. También ofrecen ofertas y descuentos disponibles con proveedores seleccionados.

101. Jiménez, C., & Véloz, A. (2020). Financiamiento de Energías Renovables en República Dominicana. Santo Domingo: GIZ.

2. Préstamos verdes – Banesco: ofrece préstamos personales y comerciales a personas y empresas para la adquisición de paneles solares y otros equipos de eficiencia en la generación de energía limpia. Ofrece tasas preferenciales, financiamiento 100% de la inversión para personas y plazos de hasta 5 años (personas) y 7 años (empresas).
3. Préstamo para la producción de energía limpia – Ademi: créditos para PyMEs para para apoyar la producción de energía limpia y la implementación de sistemas alternativos para proteger el medio ambiente, a tasas preferenciales. En 2019, con este préstamo el banco a logrado canalizar RD$ 46.5 millones en 60 préstamos para microempresas en todo el país, que logran recuperar la inversión en 5 años aproximadamente.

## 8.4 Propuestas y estrategias de implementación para la banca comercial

Habiendo analizado y descripto el estado actual del financiamiento privado, tanto en general como en particular para los sistemas de GSD, y habiendo hecho un análisis y diagnóstico de las barreras, desafíos, oportunidades y riesgos percibidos por el sector bancario, se muestran a continuación una serie de recomendaciones para lograr planificar e implementar con éxito productos financieros dedicados exclusivamente al financiamiento de sistemas de GSD.

Dichas recomendaciones están ideadas específicamente para la banca comercial, aunque podrían ser de utilidad para otros subsectores dentro del sector financiero, como por ejemplo la banca pública, la banca de desarrollo, organismos internacionales de crédito, entre otros.

**i. Optimizar el proceso de evaluación de riesgo técnico de los proyectos, para facilitar el proceso de evaluación y otorgamiento de créditos, disminuyendo su riesgo percibido.**

La falta de disponibilidad de datos objetivos y concretos acerca de la experiencia y la calidad de las instalaciones realizadas en el pasado por empresas integradoras e instaladoras de sistemas de GSD, dificultan la generación de procesos de toma de confianza por parte de los usuarios eléctricos (potenciales clientes de los integradores e instaladores) así como también de las instituciones financieras (quienes en definitiva financiarían los proyectos). Actualmente, no existen fuentes de información públicamente disponibles y de fácil acceso que agreguen y condensen información detallada sobre el sector de generación solar distribuida. Si bien tanto la UPME como la SSPD realizan una publicación del estado de las autorizaciones en sus diversos estados, hay poca información respecto de la operación de los sistemas, su funcionamiento y generación, sus costos, y otra información que podría ser de utilidad para derribar barreras del conocimiento del mercado.

Como se mencionó anteriormente, el riesgo técnico de las instalaciones en cuanto al correcto diseño del sistema y calidad de la instalación es uno de los principales riesgos percibidos por la banca. Además, los procesos de evaluación de riesgo técnico de los proyectos generan un flujo de trabajo ajeno al expertise de la banca comercial, y es percibido como costoso en relación con el monto del proyecto a financiar.

El análisis de riesgo crediticio de los clientes es un proceso por demás conocido por la banca, y dicho trabajo es internalizado por los equipos de Créditos, Inversiones, o Riesgo Crediticio de las mismas instituciones. Sin embargo, muy pocos bancos cuentan con equipos de trabajo internos especializados en proyectos de energía renovable.

Para optimizar el proceso de evaluación de riesgo técnico de los proyectos, se recomienda:

- Simplificar y estandarizar al máximo posible la evaluación de riesgo técnico de los proyectos de GSD, tanto dentro de una institución financiera como a lo largo de todo el sector en su conjunto.
- Asociación de bancos con evaluadores/consultores que puedan realizar la evaluación técnica del riesgo del sistema a financiar, para que los bancos "solo financien proyectos y sistemas de calidad y seguridad".
- Generalizar esta práctica centralizándola por medio de la Asociación Bancaria, la cual actúe como nexo entre la banca y los evaluadores/consultores, aumentando la escala del servicio y disminuyendo su costo. Para consensuar entre los diferentes bancos el alcance y los lineamientos de la evaluación que sean aceptados por todas las instituciones, se recomienda consensuar como primera medida la definición de los parámetros de calidad de las instalaciones que serán verificados, para tener una herramienta simple y concreta como metodología de evaluación de proyectos. Para esto, se recomienda trabajar en una Guía de Buenas Prácticas de instalaciones de generación solar fotovoltaica distribuida, que cuente con la aceptación de la Asociación Bancaria y de sus bancos miembros, y que sirva para realizar una evaluación objetiva de las instalaciones y evite interpretaciones que puedan ser diferentes entre bancos.
- Alternativamente, se propone la Creación de un Certificado o Sello de validación de integradores e instaladores, a cargo de una institución independiente, con reputación y amplio consenso tanto en la industria energética, como así también en el sector bancario, que realice un relevamiento y análisis objetivo del track record de una empresa instaladora, la calidad de instalaciones (siguiendo la Guía de Buenas Prácticas mencionada en el punto anterior), realice un relevamiento de opiniones de clientes previos, etc. para utilización como referencia por la banca[102]. Para la implementación de esta sugerencia, es de vital importancia que quien se encargue de otorgar el Certificado o Sello de validación sea una institución independiente de los intereses de los sectores involucrados en su desarrollo, para asegurar la legitimidad de sus validaciones y, en definitiva, la confianza de todo el sector. La institución a cargo de los Certificados puede estar dentro de un amplio abanico de opciones, entre las cuales empresas públicas o privadas de certificación, nacionales o internacionales; instituciones gubernamentales independientes; colegios de ingenieros, arquitectos o similares; cámaras empresarias en los cuales participen todos los actores de la industria (tanto bancos como instaladores), etc.
- Eventualmente, y a medida que el sector se desarrolle y las estrategias comerciales puedan complejizarse, los bancos podrán identificar proveedores de tecnología solar fotovoltaica con quienes se pueda establecer acuerdos de colaboración, que representen el soporte técnico de la implementación, en caso de que se llegue a una escala suficiente que justifique especializar un sector del banco en estos temas.

Todos estos mecanismos tienen como objetivo no solamente mitigar o minimizar la percepción de riesgo técnico por parte de la banca comercial, sino profundizar el conocimiento del sector bancario respecto de los riesgos reales y sus instrumentos de mitigación, y el de complementar conocimientos entre industrias (es decir, entre el sector bancario y el energético), para contrarrestar los desafíos presentes (falta de conocimiento), como futuros (escalabilidad, entendiendo el tamaño y la creciente cantidad de proyectos).

102. En México, desde el 2015 la SENER formalizó la Comisión Interinstitucional para el Esquema de Acreditación Común de Empresas Proveedoras de Energías Renovables (ER) y Eficiencia Energética (EE), con la participación de más de 20 instituciones públicas y privadas para establecer los Requisitos Generales de Certificación de Empresas (RGCE) proveedoras de energías renovables y eficiencia energética que participen en programas y proyectos con recursos públicos, abarcando componentes, personal, procesos y servicios.

ii. Crear nuevos canales de venta y optimizar canales existentes, que aumenten llegada a clientes finales**, a la vez que se disminuye riesgo y los costos de transacción de los proyectos.**

En la sección 8.1 se han relevado los diferentes canales de venta, utilizados actualmente o bien con oportunidades de ser utilizados para catalizar la venta de productos financieros a los clientes de los diferentes bancos.

a. Asociación de bancos con integradores o instaladores para que estos sean vehículos de financiamiento, garanticen la calidad de la instalación y absorban parte del riesgo crediticio (técnico);

De acuerdo al relevamiento realizado, una gran cantidad de riesgos y desafíos percibidos por la banca comercial pueden ser mitigados o minimizados en caso de que se desarrollen relaciones comerciales sólidas entre las instituciones bancarias y los integradores e instaladores de sistemas de GSD.

Algunos de los beneficios de este modelo son:

- Minimización (o mitigación) del riesgo tecnológico: Las empresas integradoras e instaladoras conocen mucho mejor que la banca acerca de los riesgos tecnológicos, por lo que las garantías que proveen los fabricantes de equipamiento poseen un valor mucho mayor. Además, en muchos casos los fabricantes (o sus representantes en el país) son proveedores directos de las empresas instaladoras, por lo que la garantía resulta más fácilmente exigible.
- Minimización (o mitigación) del riesgo técnico, potencialmente durante toda la vida del proyecto: La empresa integradora es la responsable de realizar el diseño, dimensionamiento e instalación de los sistemas, por lo que cuentan con el conocimiento necesario para realizar estas actividades. Lógicamente, el riesgo percibido de estas actividades es menor, y en muchas ocasiones la empresa se puede hacer cargo de potenciales fallas (mediante garantías o seguros). Además, es recomendable que el integrador o instalador mantenga cierta responsabilidad durante la fase de operación, por un período de tiempo luego de la instalación. Este tipo de prácticas disminuiría notablemente el riesgo percibido por la banca.
- Creación de un mercado secundario de activos usados como colateral: Las empresas integradoras e instaladoras, debido a su actividad habitual, tienen la posibilidad de valorizar mejor los activos de la instalación utilizados como colateral, e incluso de reutilizarlos en caso de que exista un evento de default que haga que se deba recuperar y liquidar (vender) el equipamiento de una instalación realizada. Para mitigar el riesgo de la baja liquidez de los activos y, por consiguiente, para ayudar a que los propios sistemas puedan ser utilizados como garantía del préstamo, las empresas instaladoras e integradoras podrían ofrecer a la institución bancaria, una carta de compromiso de recompra del equipamiento por un monto preestablecido, que cubra un porcentaje del valor original.

Estas alianzas podrán o no ser exclusivas. El banco puede definir realizar una alianza exclusiva para diferenciar su producto a través de un integrador o instalador que tenga vasta reputación en el mercado; o bien, podrá realizar alianzas con más de una empresa instaladora, para poder tener una llegada al mercado más amplia.

La institución financiera deberá realizar una valoración inicial de la empresa con la cual se pretende establecer la alianza, tanto por aspectos crediticios (vigencia en el mercado, solvencia, ventas anuales, facturación) como también por aspectos técnicos (historial de calidad y performance de las instalaciones realizadas en el pasado, equipamiento utilizado, personal clave del equipo de instalación).

En definitiva, la correcta asignación de riesgos a ser absorbidos (y garantizados) por la banca y por las empresas instaladoras o integradoras, puede ser una de las claves principales para disminuir los altos costos de cobertura de riesgos, y en definitiva, la mejora de las condiciones crediticias para beneficio de todas las partes (banca, instaladores, y usuarios finales de los sistemas).

iii. Aprovechar las sinergias con productos financieros existentes**, lo que mejora las condiciones crediticias, y manteniendo al mismo tiempo que una sólida estructura de garantías.**

De acuerdo con el relevamiento de los productos financieros existentes en la banca comercial colombiana, ya se han detectado algunos casos en los que los sistemas de GSD pueden ser financiados mediante mecanismos existentes.

Se recomienda profundizar estas sinergias, para aprovechar los productos y procesos existentes y aumentar la velocidad de implementación de estos créditos. Se ha visto que el financiamiento de sistemas de GSD pueden ser complementarios a los siguientes productos:

a. Líneas de comercio exterior (para distribuidores de equipamiento e integradores de sistemas)

Algunos bancos poseen vasta experiencia y algunos de ellos se especializan en estructurar financiamiento para importaciones de bienes de capital. Como se ha relevado en los anteriores capítulos del presente estudio, los principales equipamientos que componen los sistemas de GSD son importados, principalmente los de mayor peso específico dentro de la estructura de costos (módulos solares, inversores, y en menor medida estructuras de montaje y equipamiento eléctrico).

Por otro lado, muchos integradores e instaladores, sobre todo los de mayor tamaño y por ende los más integrados al sistema financiero, realizan importación y distribución de equipamiento fotovoltaico.

Esto permite pensar en que muchos integradores e instaladores, así también como la banca comercial especializada, poseen experiencia y track record en el financiamiento de estas características. Este financiamiento, además del historial crediticio del tomador, se aprovecha de las sólidas garantías que significan los equipamientos que están siendo importados (que actúan como colateral), por lo que las condiciones de financiamiento en cuanto a tasas y montos son muy convenientes, de mejores condiciones que otros tipos de financiamiento.

b. Líneas de prefinanciación al sector agrícola y agroindustrial (garantizados por siembra o bienes de capital, para el sector PyME y empresas)

Análogamente, se puede pensar en financiamiento especializado a los sectores agrícola y agroindustrial, los cuales son utilizados para financiación de bienes de capital utilizados para actividades primarias, así también como prefinanciación para siembra. Dichos créditos poseen una larga trayectoria en la banca comercial colombiana, y existen instituciones que se especializan en dichos productos.

Los sistemas de GSD como mecanismo de autoconsumo en los sectores agrícola y agroindustrial, principalmente para PyMEs y corporaciones del sector, podrían ser incluidos en este tipo de financiación, los cuales cuentan con garantías sólidas, para lograr ubicar las condiciones de los créditos en un sitio muy cercano a las condiciones de otorgamiento de créditos a la producción agrícola. Esto generaría un beneficio muy importante ya que este tipo de financiamientos poseen tasas y plazos muy convenientes, y adecuados para financiar sistemas de GSD durante toda la vida del proyecto.

c. Créditos hipotecarios (para los sectores residencial y comercial, como segunda hipoteca y utilizando la herramienta de revalúo del inmueble)

Sería posible ofrecer mejores condiciones de financiamiento para sistemas de GSD si se utiliza un crédito con garantía hipotecaria, con mejores condiciones que los préstamos al consumo (tasas entre el 8 y el 12% y plazos entre 15 y 30 años. La aplicación de estos préstamos podría ser de dos maneras:

- Se permite que el sistema de GSD forme parte del propio bien inmueble y sea computado dentro del monto total del préstamo hipotecario, para que goce de las mismas condiciones de tasa y plazo que las de un préstamo hipotecario, mejores que las de un préstamo al consumo;
- Que se promocione utilizando los préstamos al consumo con garantía hipotecaria ya existentes, que también tienen una mejor tasa que los préstamos personales y mejores plazos. Para mejorar las condiciones, el valor del sistema de GSD podría adicionarse al valor del inmueble para mejorar el monto a financiar, y ser tomado como garantía.

Este instrumento genera beneficios para el consumidor como para la entidad financiera:

- la inversión le genera un ahorro al propietario mejorando su condición financiera;
- el sistema puede mitigar el riesgo de no-pago por parte de los propietarios, por tener como garantía al inmueble y al sistema de GSD;
- puede incrementar el valor del inmueble.

La implementación de las hipotecas puede presentar dificultades cuando el cliente tenga la hipoteca vigente en otro banco. En este caso, se requiere de procedimientos adicionales como la autorización del banco con la hipoteca vigente.

**iv.** Disminuir la exposición al riesgo de la banca mediante implementación de herramientas probadas**, incorporando mecanismos utilizados para otros productos y procesos utilizados en otros mercados.**

Identificar e implementar instrumentos de mitigación de riesgos probados es muy importante a la hora de implementar nuevos productos, con el objetivo de aumentar el atractivo y disminuir la exposición (y percepción de exposición) a riesgo por parte de la banca comercial.

a. Leasing operativo (“arrendamiento solar”) como estructura probada y utilizada

El leasing financiero es un sistema que ya ha sido utilizado por varios bancos colombianos para financiar sistemas de GSD. Se recomienda profundizar sobre este modelo de financiamiento como una herramienta probada, tanto en el país como en el resto de la región, para obtener condiciones adecuadas de financiamiento para el usuario y, a la vez, rentabilidad y bajo riesgo para las instituciones financieras.

El denominado “leasing operativo” incluye la participación del instalador o integrador del sistema durante toda la vida del proyecto, mediante su incorporación como responsable de la operación y mantenimiento del sistema, y en definitiva de su performance, como para minimizar el riesgo de cubrimiento del servicio de la deuda por parte del usuario. Si bien este mecanismo agregaría un costo al financiamiento, este costo es mínimo respecto de sus beneficios. Este leasing operativo funcionaría de una manera similar al leasing de los automóviles, los cuales en su mayoría incluyen, por ejemplo, los mantenimientos y chequeos intermedios del bien, para asegurar su correcta utilización durante la vida del préstamo.

b. Utilización de seguros existentes, para minimizar riesgos principales (a cargo del instalador o el banco)

Se recomienda solicitar a las empresas instaladoras e integradoras de sistemas de GSD una serie de seguros de mínima, como ser el seguro de "diseño e ingeniería" mencionado en la sección 8.2.2. Además de ayudar a cubrir los riesgos derivados de un diseño defectuoso que pueda terminar en una baja performance del sistema (uno de los principales riesgos percibidos por la banca), la solicitud de este tipo de seguros fomenta la competitividad entre las empresas instaladoras, las cuales deriven en que las empresas con mayores capacidades técnicas puedan realizar las instalaciones, al tener que contar con capacidad para asegurar el correcto diseño e instalación del sistema.

Este tipo de seguros existe en otros países, aunque aún son muy recientes y están en constante desarrollo, por lo que inicialmente podría conllevar largos períodos hasta su implementación. Las compañías aseguradoras tienen vasta experiencia en el análisis de riesgos, y algunas de ellas poseen antecedentes en seguros de performance de equipamiento y sistemas. Para ello, resulta indispensable que parte del riesgo sea mitigado por medio de una verificación de la calidad de la instalación, el uso de equipamiento garantizado (proveedores reconocidos, de primer nivel), el cual permita disminuir la percepción de riesgo y, por consiguiente, lograr estructurar un seguro con una prima de riesgo económicamente aceptable para el tomador (sea éste la institución bancaria, el instalador, o el usuario final de la instalación).

Además, existen pólizas de seguros del tipo "póliza global", el cual es tomado por la empresa instaladora o integradora para asegurar toda su cartera de proyectos. Al producirse el efecto cartera, la prima de esta póliza resulta más baja que asegurando el riesgo de cada proyecto por separado, por lo que resulta conveniente como un mecanismo mitigador de riesgo. Este tipo de pólizas también puede ser solicitado por la banca comercial en el caso analizado de las alianzas con instaladores. En este caso, sería la institución financiera la beneficiaria de la póliza en caso de la ocurrencia de la falla del sistema. En este caso, el riesgo crediticio disminuiría notablemente, previsiblemente haciendo mejorar las condiciones del crédito (mediante baja de tasas, disminución de requerimientos de garantías al usuario final, entre otras).

c. Fideicomisos y otros mecanismos de garantías (fondeados por los mismos bancos, asociaciones de bancos, multilaterales, el Estado, etc.) para grupos de proyectos

Para esto, tanto la banca privada, como la banca de desarrollo y los organismos multilaterales de crédito, podrían jugar un papel fundamental aportando fondeo para estos mecanismos de garantía. El rol primordial de este tipo de mecanismos, usualmente diseñados en conjunto con un organismo internacional con experiencia en este tipo de herramientas, es el de compartir el riesgo inicial de un mercado para que éste pueda despegar, y luego sea tomado enteramente por el sector privado.

La absorción de parte del riesgo mediante garantías y mejoramiento de las características del crédito (como ser la tasa de interés y el plazo), permitirán desarrollar los primeros proyectos piloto, casos de éxito que puedan demostrar el funcionamiento y agilicen el desarrollo del mercado.

d. Creación de Fondos de inversión que agrupen deuda de uno o más bancos, para disminuir exposición y posibilidad de fondeo por parte de minoristas, bancos multilaterales, etc.

Una vez se desarrolle el mercado y los bancos posean una cartera de proyectos financiados de suficiente tamaño, una de las prácticas comunes dentro del sector es realizar un refinanciamiento de dichas carteras de proyectos, para así poder bajar la exposición del banco a este tipo de riesgos, y asignando partes de dichos financiamientos a fondos de inversión privados, los cuales por lo general poseen mayor avidez al riesgo y están en búsqueda de mayores rentabilidades.

La formación de fondos de inversión institucionales o privados, por medio de agregación de carteras de proyectos y en algún caso división en cuotapartes para que los inversores minoristas también tengan acceso a dichas herramientas de inversión, son mecanismos para apalancar los esfuerzos de la banca en el financiamiento de este tipo de sistemas, a su vez que se regenera la capacidad de otorgar nuevos créditos de manera más rápida, sin esperar a la finalización de la vida del crédito otorgado.

e. Utilización de mecanismos de repago de créditos utilizados en otros sectores, como ser los préstamos con recaudo de cartera (créditos por libranza) o utilización de la factura de la comercializadora.

En Colombia, la legislación vigente posee herramientas probadas y utilizadas para disminuir considerablemente la percepción de riesgo de repago del crédito por parte de la banca. Al ser uno de los riesgos percibidos más mencionados por el sector bancario, es esperable que las condiciones financieras ofrecidas al utilizar este tipo de mecanismos sean mucho más convenientes para el consumidor.

Una de las herramientas más sencillas y utilizadas para minimizar el riesgo de repago es utilizar mecanismos de recaudo de cartera, utilizando el método que se utiliza en los créditos por libranza. De esta manera, el tomador (en este caso, una persona natural) autoriza a su empleador o entidad pagadora el descuento del monto correspondiente a la cuota del crédito, de su salario o pensión de manera directa.

Otra alternativa similar puede ser la de realizar acuerdos con las comercializadoras de energía, para que por medio de su factura se pueda realizar el cobro de la cuota del préstamo al usuario generador. Actualmente, este método se utiliza para realizar el cobro de determinados impuestos u otros servicios públicos. Una ventaja de este método es que el usuario generador percibirá claramente el ahorro logrado por el sistema de GSD, al mismo tiempo que se mantiene una única factura para el pago de la energía eléctrica. Para la banca, este método logra disminuir la posibilidad de que los ahorros en la factura obtenidos por el sistema GSD sean utilizados para otros fines distintos al repago del crédito.

**v. Mediante la creación de nuevos productos financieros, colaborar con el proceso de concientización y educación de los usuarios, tanto personas como empresas, y de la sociedad en general acerca de los beneficios económicos, ambientales y sociales de los sistemas de GSD.**

Desde ya, este proceso de concientización no es responsabilidad exclusiva de la banca, sino también de las instituciones de gobierno y de todas las empresas que forman parte de la cadena de valor de la industria solar fotovoltaica.

La banca será un agente de cambio clave en este tema, proveyendo capacitación y educación financiera a los clientes (actuales y futuros) respecto de la conveniencia económica y financiera de los sistemas de GSD, a la vez que se fideliza a los clientes actuales y capta futuros clientes por medio de estas herramientas.

Además, fortalecer las capacidades del personal interno del banco y promover su especialización en este sector (un recorrido que ya se ha hecho internamente en la banca comercial cada vez que nuevos productos son atractivos para el financiamiento, como ser los automóviles y otros bienes de capital), es un requisito indispensable para poder ofrecer a los

clientes un mejor servicio comercial. A su vez, el personal técnico especializado en riesgo crediticio del tipo técnico podrá ser tanto internalizado como tercerizado, dependiendo de si el volumen de negocios de este segmento lo permita o amerite .

La capacitación del personal de la banca respecto de los marcos normativos vigentes relacionados con el sector, los subsidios e incentivos existentes para su implementación, su tratamiento fiscal y, en definitiva, la modelización económico-financiera de los proyectos de GSD permitirá la mitigación de muchos de los riesgos percibidos, muchos de ellos basados en la falta de conocimiento de estos temas que son de reciente implementación, en un mercado nuevo para la banca.

A medida que los diversos elementos que están mencionados en esta sección se vayan implementando, y que a su vez la banca comercial tome confianza a través de los primeros casos de éxito, tanto el sector bancario como la industria fotovoltaica de pequeña y mediana escala irán aumentando su grado de expertise en este tipo de esquemas, optimizando aún más las condiciones de crédito para las instalaciones, creando un círculo virtuoso y aumentando aún más los beneficios económicos para los usuarios eléctricos, contribuyendo a mejorar la calidad de vida de los colombianos.

En el futuro próximo, y una vez el mercado adquiera suficiente madurez, la banca podrá adoptar mecanismos y estrategias de financiamiento más sofisticadas, muchas de ellas implementadas en otros países con mayor track-record en el sector, y además estará capacitada para realizar innovaciones de sus modelos de negocio aplicados al sector.

Así, la implementación y adopción de sistemas de GSD se irá consolidando en Colombia, con el sector financiero como uno de los actores fundamentales en el desarrollo sostenible (en sus tres dimensiones: económica, ambiental y social) y la contribución al cumplimiento de las metas nacionales de descarbonización y lucha contra el cambio climático.

## 8.5 Factores críticos adicionales a tener en cuenta y consideraciones finales

Algunos factores críticos adicionales a tener en cuenta para el diseño de productos financieros relacionados con la instalación de sistemas de GSD son:

Para el desarrollo de estas nuevas líneas de negocio, la banca comercial deberá incorporar conocimiento en diferentes áreas que hasta el momento no forman parte de su principal foco de negocio, como ser el marco normativo del sector energético, en particular la generación de energía eléctrica, y además deberá incorporar conocimientos tecnológicos fundamentales acerca del funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos y su potencial en Colombia.

En definitiva, resulta fundamental conocer acerca de los riesgos para que éstos puedan ser mitigados. En caso de que resulte económica y operativamente conveniente para el banco, lograr externalizar algunas actividades dentro del análisis de riesgo y coordinarlos de manera eficiente con los procesos internos existentes, podrá ser una estrategia económicamente atractiva para la banca.

Un desafío adicional para la banca es que no todos los potenciales usuarios de un sistema de GSD con considerados sujetos de crédito para determinados actores de la banca comercial, pese a que el sistema solar a instalar sea técnica, económica y financieramente viable. Este caso puede darse por diversos motivos, entre los cuales un historial de crédito negativo por parte del usuario, por no llegar a los ingresos mínimos necesarios a criterio del banco para la toma de determinado monto de crédito, por no llegar a los ratios de cobertura de deuda (comúnmente calculada por la relación cuota/ingreso), o simplemente por no contar con historial crediticio en el sistema financiero.

Una de las alternativas para mejorar el acceso a financiamiento de sistemas de GSD a determinados segmentos del sector residencial y comercial, principalmente quienes no tienen acceso a líneas de financiamiento, sería estructurar mecanismos de garantías innovadoras que permitan ampliar la base de usuarios con potencial de instalación, y por ende ampliar el mercado potencial a la vista de la banca comercial. Para este objetivo, las compañías de seguros, la banca de desarrollo, y otros actores privados que provean innovación en las estructuras de garantía de estos proyectos pueden colaborar fuertemente con la banca comercial, que por lo general requiere de mecanismos tradicionales de garantía (por el momento).

Por último, resulta clave incorporar a la estrategia de implementación adoptada para este tipo de productos, tanto la medición y cuantificación del impacto mediante métricas, y la comunicación y difusión de dichas métricas y casos de éxito de este tipo de proyectos. En estas etapas iniciales de adopción tecnológica, resulta de vital importancia la difusión de los beneficios de este tipo de sistemas y particularmente los casos de éxito implementados, para generar consciencia y confianza en los potenciales usuarios finales y así aumentar el ritmo de adopción de los sistemas.

La realización de proyectos piloto como herramienta de demostración y prueba de concepto técnica y financiera, así también como su correcta visibilidad, es una herramienta muy potente para agilizar el desarrollo y la implementación de los diferentes productos de financiamiento de sistemas de GSD.

## Anexo I - Información de usuarios y consumo por segmento, estrato y departamento

### *Consumo eléctrico total por segmento, estrato y departamento (en GWh, consumo anual, año 2019)*

| Departamento | Estrato 1 | Estrato 2 | Estrato 3 | Estrato 4 | Estrato 5 | Estrato 6 | Industrial | Comercial | Oficial | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ANTIOQUIA | 586,6 | 1.165,2 | 966,1 | 344,6 | 229,8 | 140,0 | 3.131,1 | 1.704,1 | 272,6 | 8.540,2 |
| ARAUCA | 45,2 | 26,1 | 7,4 | 1,3 | - | - | 2,3 | 28,1 | 21,9 | 132,2 |
| ATLANTICO | 936,4 | 424,9 | 284,2 | 192,0 | 88,2 | 122,1 | 1.899,8 | 1.106,5 | 84,6 | 5.138,7 |
| BOGOTA, D.C. | 249,3 | 1.266,3 | 1.284,3 | 527,7 | 220,7 | 245,4 | 1.757,2 | 3.049,5 | 317,2 | 8.917,6 |
| BOLIVAR | 707,2 | 356,4 | 173,5 | 91,6 | 51,6 | 91,9 | 741,1 | 955,8 | 72,4 | 3.241,6 |
| BOYACA | 44,5 | 242,3 | 80,1 | 19,8 | 7,1 | ,1 | 1.123,8 | 234,6 | 27,3 | 1.779,6 |
| CALDAS | 64,9 | 135,3 | 108,0 | 31,1 | 10,2 | 16,9 | 488,5 | 252,1 | 13,9 | 1.120,8 |
| CAQUETA | 60,9 | 30,1 | 14,7 | 2,6 | - | - | 22,9 | 48,5 | 29,5 | 209,2 |
| CASANARE | 49,0 | 83,6 | 31,5 | 11,1 | ,1 | ,0 | 77,6 | 112,5 | 27,7 | 393,1 |
| CAUCA | 252,1 | 92,2 | 39,8 | 22,3 | 5,6 | 1,4 | 367,5 | 112,0 | 28,6 | 921,4 |
| CESAR | 450,7 | 245,2 | 89,5 | 26,8 | 16,8 | 6,0 | 178,1 | 312,7 | 35,3 | 1.361,1 |
| CHOCO | 101,1 | 11,5 | 6,2 | ,0 | - | - | 12,8 | 46,7 | 16,5 | 194,8 |
| CORDOBA | 591,9 | 208,2 | 77,9 | 25,7 | 10,7 | 12,3 | 141,4 | 339,3 | 25,4 | 1.432,8 |
| CUNDINAMARCA | 143,8 | 692,9 | 322,5 | 85,7 | 21,0 | 37,8 | 2.116,0 | 895,6 | 90,4 | 4.405,7 |
| GUAVIARE | 12,2 | 9,3 | 2,8 | ,0 | - | - | ,8 | 9,8 | 11,2 | 46,2 |
| HUILA | 134,0 | 213,2 | 52,0 | 24,4 | 8,5 | ,5 | 226,8 | 296,5 | 45,6 | 1.001,5 |
| LA GUAJIRA | 250,3 | 146,4 | 39,5 | 2,0 | ,6 | - | 15,3 | 131,3 | 21,3 | 606,8 |
| MAGDALENA | 645,9 | 151,3 | 146,6 | 52,6 | 19,5 | 50,2 | 199,8 | 423,8 | 28,3 | 1.717,9 |
| META | 119,8 | 150,6 | 130,5 | 25,4 | 11,7 | 6,1 | 810,2 | 326,7 | 74,6 | 1.655,5 |
| NARINO | 208,9 | 118,6 | 50,1 | 18,6 | 5,3 | ,1 | 38,5 | 172,8 | 33,7 | 646,5 |
| NORTE DE SANTANDER | 183,8 | 360,1 | 139,9 | 74,2 | 19,9 | 3,5 | 218,7 | 334,5 | 62,5 | 1.397,0 |
| PUTUMAYO | 50,6 | 20,1 | 2,8 | - | - | - | 24,7 | 32,4 | 9,3 | 139,9 |
| QUINDIO | 45,1 | 73,9 | 58,6 | 21,1 | 18,4 | 3,4 | 62,0 | 154,6 | 13,2 | 450,4 |
| RISARALDA | 56,1 | 132,7 | 99,4 | 48,3 | 23,1 | 23,5 | 170,7 | 314,3 | 33,0 | 901,0 |
| SANTANDER | 229,3 | 337,2 | 239,6 | 176,5 | 32,2 | 32,0 | 672,4 | 602,0 | 81,4 | 2.402,6 |
| SUCRE | 287,7 | 141,5 | 30,0 | 13,6 | 3,0 | 4,3 | 99,6 | 190,8 | 25,7 | 796,2 |
| TOLIMA | 75,6 | 150,9 | 62,2 | 20,8 | 5,9 | 1,7 | 329,8 | 218,1 | 34,5 | 899,6 |
| VALLE DEL CAUCA | 398,2 | 740,5 | 520,7 | 206,2 | 162,3 | 91,7 | 2.459,7 | 1.339,1 | 228,6 | 6.147,0 |
| Total Nacional | **6.981,4** | **7.726,5** | **5.060,0** | **2.066,1** | **972,1** | **890,9** | **17.389,2** | **13.744,8** | **1.766,1** | **56.597,0** |
| Total Nacional (%) | **12,3%** | **13,7%** | **8,9%** | **3,7%** | **1,7%** | **1,6%** | **30,7%** | **24,3%** | **3,1%** | **100,0%** |

***Cantidad total de usuarios por segmento, estrato y departamento (2019)***

| Departamento | Estrato 1 | Estrato 2 | Estrato 3 | Estrato 4 | Estrato 5 | Estrato 6 | Industrial | Comercial | Oficial | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ANTIOQUIA | 499.574 | 816.622 | 593.835 | 180.424 | 101.915 | 43.601 | 26.025 | 170.008 | 12.522 | 2.444.526 |
| ARAUCA | 45.450 | 17.204 | 4.313 | 553 | - | - | 24 | 5.176 | 1.109 | 73.829 |
| ATLANTICO | 317.100 | 165.646 | 88.691 | 45.750 | 17.287 | 14.265 | 3.668 | 36.766 | 739 | 689.912 |
| BOGOTA, D.C. | 159.009 | 728.326 | 747.687 | 301.721 | 100.709 | 80.038 | 35.836 | 250.578 | 6.818 | 2.410.722 |
| BOLIVAR | 316.799 | 131.993 | 53.050 | 20.284 | 9.932 | 12.231 | 698 | 30.490 | 1.042 | 576.519 |
| BOYACA | 52.897 | 279.188 | 67.217 | 18.749 | 6.705 | 36 | 2.326 | 37.396 | 3.033 | 467.547 |
| CALDAS | 70.209 | 123.230 | 83.435 | 22.850 | 7.796 | 11.474 | 868 | 32.214 | 1.635 | 353.711 |
| CAQUETA | 63.528 | 24.534 | 10.346 | 1.336 | - | - | 165 | 6.989 | 963 | 107.861 |
| CASANARE | 37.400 | 51.781 | 17.281 | 5.747 | 37 | 15 | 216 | 10.188 | 898 | 123.563 |
| CAUCA | 258.586 | 73.910 | 29.766 | 15.725 | 3.600 | 675 | 1.820 | 15.264 | 3.605 | 402.951 |
| CESAR | 176.494 | 94.796 | 27.841 | 6.056 | 3.027 | 840 | 438 | 16.020 | 1.089 | 326.601 |
| CHOCO | 83.738 | 7.135 | 2.748 | 40 | - | - | 116 | 4.751 | 750 | 99.278 |
| CORDOBA | 309.865 | 76.597 | 21.067 | 5.515 | 1.962 | 1.624 | 457 | 24.748 | 1.033 | 442.868 |
| CUNDINAMARCA | 103.096 | 493.164 | 259.018 | 60.124 | 9.842 | 8.126 | 12.944 | 68.922 | 4.235 | 1.019.471 |
| GUAVIARE | 9.830 | 5.596 | 1.336 | 5 | - | - | 22 | 1.996 | 300 | 19.085 |
| HUILA | 123.072 | 151.128 | 30.858 | 9.885 | 2.007 | 164 | 876 | 26.175 | 2.624 | 346.789 |
| LA GUAJIRA | 88.273 | 53.483 | 11.688 | 500 | 154 | - | 112 | 8.516 | 346 | 163.072 |
| MAGDALENA | 209.302 | 55.531 | 44.209 | 11.459 | 4.422 | 10.449 | 794 | 16.251 | 658 | 353.075 |
| META | 89.112 | 110.452 | 81.998 | 12.226 | 4.425 | 1.697 | 624 | 40.651 | 1.984 | 343.169 |
| NARINO | 246.213 | 111.657 | 39.045 | 13.372 | 3.647 | 25 | 1.444 | 22.863 | 2.249 | 440.515 |
| NORTE DE SANTANDER | 127.351 | 197.185 | 63.664 | 23.766 | 4.345 | 621 | 1.296 | 31.142 | 3.051 | 452.421 |
| PUTUMAYO | 53.207 | 14.025 | 1.684 | - | - | - | 278 | 5.909 | 803 | 75.906 |
| QUINDIO | 39.805 | 61.641 | 44.832 | 14.488 | 12.962 | 1.489 | 1.679 | 16.891 | 1.046 | 194.833 |
| RISARALDA | 55.496 | 114.921 | 80.707 | 36.945 | 16.032 | 11.278 | 1.362 | 31.721 | 1.252 | 349.714 |
| SANTANDER | 184.411 | 269.687 | 145.828 | 92.478 | 15.396 | 13.746 | 11.087 | 68.737 | 4.949 | 806.319 |
| SUCRE | 160.410 | 57.397 | 9.845 | 3.324 | 661 | 773 | 324 | 12.381 | 556 | 245.671 |
| TOLIMA | 128.404 | 225.157 | 79.690 | 24.479 | 5.594 | 918 | 1.296 | 41.207 | 2.010 | 508.755 |
| VALLE DEL CAUCA | 263.751 | 453.075 | 314.486 | 112.814 | 68.536 | 22.201 | 7.006 | 83.183 | 3.633 | 1.328.685 |
| Total Nacional | **4.272.382** | **4.965.061** | **2.956.165** | **1.040.615** | **400.993** | **236.286** | **113.801** | **1.117.133** | **64.932** | **15.167.368** |
| Total Nacional (%) | **28,2%** | **32,7%** | **19,5%** | **6,9%** | **2,6%** | **1,6%** | **0,8%** | **7,4%** | **0,4%** | **100,0%** |

***Consumo promedio anual, por segmento, estrato y departamento (en kWh anuales, año 2019)***

| Departamento | Estrato 1 | Estrato 2 | Estrato 3 | Estrato 4 | Estrato 5 | Estrato 6 | Industrial | Comercial | Oficial |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ANTIOQUIA | 1.174 | 1.427 | 1.627 | 1.910 | 2.255 | 3.212 | 120.311 | 10.024 | 21.773 |
| ARAUCA | 995 | 1.514 | 1.711 | 2.362 | - | - | 94.321 | 5.427 | 19.768 |
| ATLANTICO | 2.953 | 2.565 | 3.204 | 4.197 | 5.100 | 8.556 | 517.935 | 30.095 | 114.544 |
| BOGOTA, D.C. | 1.568 | 1.739 | 1.718 | 1.749 | 2.191 | 3.066 | 49.035 | 12.170 | 46.524 |
| BOLIVAR | 2.232 | 2.700 | 3.271 | 4.517 | 5.200 | 7.517 | 1.061.729 | 31.347 | 69.520 |
| BOYACA | 841 | 868 | 1.191 | 1.057 | 1.064 | 1.519 | 483.158 | 6.274 | 8.995 |
| CALDAS | 925 | 1.098 | 1.294 | 1.360 | 1.307 | 1.472 | 562.755 | 7.826 | 8.484 |
| CAQUETA | 959 | 1.225 | 1.419 | 1.970 | - | - | 138.777 | 6.943 | 30.603 |
| CASANARE | 1.311 | 1.615 | 1.821 | 1.927 | 2.613 | 1.618 | 359.237 | 11.044 | 30.800 |
| CAUCA | 975 | 1.247 | 1.335 | 1.418 | 1.552 | 2.046 | 201.945 | 7.338 | 7.921 |
| CESAR | 2.554 | 2.586 | 3.214 | 4.427 | 5.543 | 7.097 | 406.735 | 19.522 | 32.394 |
| CHOCO | 1.208 | 1.611 | 2.251 | 742 | - | - | 110.403 | 9.835 | 21.968 |
| CORDOBA | 1.910 | 2.718 | 3.698 | 4.659 | 5.453 | 7.561 | 309.470 | 13.708 | 24.594 |
| CUNDINAMARCA | 1.395 | 1.405 | 1.245 | 1.426 | 2.130 | 4.646 | 163.475 | 12.995 | 21.342 |
| GUAVIARE | 1.244 | 1.670 | 2.082 | 3.008 | - | - | 36.489 | 4.922 | 37.308 |
| HUILA | 1.089 | 1.411 | 1.684 | 2.469 | 4.226 | 3.233 | 258.865 | 11.329 | 17.376 |
| LA GUAJIRA | 2.836 | 2.737 | 3.378 | 3.982 | 3.898 | - | 136.905 | 15.423 | 61.664 |
| MAGDALENA | 3.086 | 2.725 | 3.317 | 4.587 | 4.411 | 4.803 | 251.598 | 26.076 | 43.042 |
| META | 1.344 | 1.363 | 1.592 | 2.077 | 2.647 | 3.601 | 1.298.362 | 8.037 | 37.579 |
| NARINO | 848 | 1.062 | 1.283 | 1.391 | 1.456 | 2.317 | 26.645 | 7.556 | 15.004 |
| NORTE DE SANTANDER | 1.443 | 1.826 | 2.197 | 3.122 | 4.578 | 5.655 | 168.783 | 10.740 | 20.481 |
| PUTUMAYO | 951 | 1.431 | 1.638 | - | - | - | 88.960 | 5.488 | 11.567 |
| QUINDIO | 1.133 | 1.199 | 1.306 | 1.456 | 1.418 | 2.309 | 36.943 | 9.154 | 12.637 |
| RISARALDA | 1.010 | 1.155 | 1.231 | 1.308 | 1.439 | 2.085 | 125.330 | 9.909 | 26.348 |
| SANTANDER | 1.243 | 1.250 | 1.643 | 1.909 | 2.088 | 2.331 | 60.645 | 8.758 | 16.445 |
| SUCRE | 1.794 | 2.466 | 3.047 | 4.080 | 4.478 | 5.579 | 307.524 | 15.410 | 46.225 |
| TOLIMA | 589 | 670 | 780 | 849 | 1.061 | 1.853 | 254.500 | 5.293 | 17.154 |
| VALLE DEL CAUCA | 1.510 | 1.634 | 1.656 | 1.828 | 2.368 | 4.133 | 351.083 | 16.098 | 62.914 |
| Total Nacional | **1.634** | **1.556** | **1.712** | **1.985** | **2.424** | **3.771** | **152.804** | **12.304** | **27.199** |
| Prom. Mensual ( kWh/mes) | **136** | **130** | **143** | **165** | **202** | **314** | **12.734** | **1.025** | **2.267** |

## ANEXO II – Modelo Económico-Financiero (Ejemplo)

| **Modelo financiero - PNUMA (en USD)** | *Año* | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 1 | 2 | … | 19 | 20 |
| Inversión | | | | | | |
| Costo Instalación | -$5,340 | $0 | $0 | $0 | $0 | $0 |
| Deducción sobre ISR | | $80 | $80 | $80 | | |
| Generación y Consumo | | | | | | |
| Generación Energía (en kWh, incluye degradación) | | 4,881 | 4,861 | 4,842 | 4,541 | 4,523 |
| Consumo Energía esperado (en kWh) | | 4,803 | 4,912 | 5,024 | 7,207 | 7,371 |
| Tope consumo para subsidio (en kWh) | | 1,560 | 1,560 | 1,560 | 1,560 | 1,560 |
| Sin sistema | | | | | | |
| Tarifa (CU) Energía (en USD/kWh) | | $0.141 | $0.141 | $0.141 | $0.141 | $0.141 |
| Subsidio sin sistema (en USD/kWh) | | $0.000 | $0.000 | $0.000 | $0.000 | $0.000 |
| Contribución sin sistema (en USD/kWh) | | $0.028 | $0.028 | $0.028 | $0.028 | $0.028 |
| Factura energía sin sistema (en USD) | | $815.06 | $833.64 | $852.65 | $1,222.99 | $1,250.87 |
| Con sistema | | | | | | |
| Ahorro energía (en USD) | | $815.06 | $825.00 | $821.70 | $770.66 | $767.57 |
| Créditos de Energía por Excedentes (en USD) | | $5 | $0 | $0 | $0 | $0 |
| Costo por intercambio (en USD) | | $23 | $23 | $23 | $22 | $22 |
| Factura energía con sistema (en USD) | | $18.25 | $31.88 | $54.10 | $474.04 | $504.92 |
| Costo de Operación y Mantenimiento (en USD) | | $0 | $0 | $0 | $0 | $0 |
| Ahorro total (en USD) - EBITDA | | $796.81 | $801.76 | $798.55 | $748.95 | $745.96 |
| Impositivos | | | | | | |
| Amortización | | $763 | $763 | $763 | $0 | $0 |
| Ganancia Neta (antes de impuestos) | | $34 | $39 | $36 | $749 | $746 |
| Tax Shield ISR | | -$10 | -$12 | -$11 | -$225 | -$224 |
| Modelo Empresas: | | | | | | |
| CASH FLOW | ($5,340) | $867 | $870 | $868 | $524 | $522 |
| CASH FLOW ACUMULADO | ($5,340) | ($4,473) | ($3,603) | ($2,735) | $6,566 | $7,088 |
| TIR | 11.8% | | | | | |
| Período de Repago Simple (PRS) | 6.3 | | | | | |
| Modelo Personas: | | | | | | |
| CASH FLOW | ($5,340) | $797 | $802 | $799 | $749 | $746 |
| CASH FLOW ACUMULADO | ($5,340) | ($4,543) | ($3,741) | ($2,943) | $8,808 | $9,554 |
| TIR | 13.0% | | | | | |
| Período de Repago Simple (PRS) | 6.7 | | | | | |

## Contacto

Mercedes G. Fariña
Oficial de Programa
maria.garciafarina@un.org

Ignacio Romero, Coordinador de Proyecto,
Especialista Senior de Recursos Energéticos Distribuidos;
ignacio.romero@un.org

www.generacionsole.org

Financiado por la Unión Europea