GENERACIÓN sole

EL ESTADO DE LA

GENERACIÓN DISTRIBUIDA SOLAR FOTOVOLTAICA

EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

ONU programa para el medio ambiente

Euroclima+

Financiado por la Unión Europea

aecid

olade
ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA | LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION | ORGANIZAÇÃO LATINO-AMERICANA DE ENERGIA | ORGANISATION LATINO-AMERICAINE D'ENERGIE

Publicado por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), Julio 2022.

Reconocimiento
NoComercial
Sin Obra Derivada
CC BY - NC - ND

Esta publicación puede ser reproducida total o parcialmente y en cualquier forma para servicios educativos o no lucrativos sin el permiso especial del poseedor de los derechos de autor, siempre que el reconocimiento de la fuente se haga. PNUMA agradecería recibir una copia de cualquier publicación que utilice esta publicación como fuente.

No se podrá hacer uso de esta publicación para la reventa o cualquier otro propósito comercial sin permiso previo por escrito del PNUMA. Las solicitudes para tal permiso, con una declaración del propósito y el alcance de la reproducción, deben dirigirse al director, División de Comunicación, PNUMA, 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+. 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 EUROCLIMA+. 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 (2022). Reporte Regional “El Estado de la Generación Distribuida Solar Fotovoltaica en América Latina y El Caribe”.

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

Autores

Ignacio Romero,
Coordinador de Proyecto, Especialista Senior de Recursos Energéticos Distribuidos;

María Paz Cristófalo,
Consultora en Recursos Energéticos Distribuidos.

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,

Franco Borrello, Consultor de Evaluación del Mercado de Energía Solar FV Distribuida, PNUMA.

Organización Latinoamericana de Energía

Medardo Cadena, Director de Estudios, Proyectos e Información, OLADE.

Agradecimientos

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

Los datos incluidos en el presente informe son resultados de informes de organismos oficiales y entrevistas llevadas a cabo con autoridades locales y referentes del sector, a quienes agradecemos especialmente:

Argentina: **Nicolas Biurrun**, de la Secretaría de Gobierno de Energía

Brasil: **Aurelio Calheiros de Melo Junior** de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANNEL) y **Marcio Takata**, director de la consultora GREENER.

Chile: **Gabriel Prudencio**, **Francisco Gómez Conde** y **Carlos Rojas Zanol,** de la División de Energías Sostenibles del Ministerio de Energía.

Colombia: **María Carolina Garzón Sánchez** y **Zahira Itzel González Cleves** del Ministerio de Minas y Energía; **Henry Josue Zapata Lesmes, Javier Martínez Gil, Andrés Felipe Acosta León y Carolina Sanches Ruiz** de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME); **Carlos Andrés Castellanos Gamboa, Andrés Hernado Domínguez** de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Costa Rica: **Francisco Gómez Bueno** del Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) y **Lobo Méndez Kenneth** del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)

Guatemala: **Gabriel Velásquez Velásquez** del Ministerio de Energía y Minas (MEM); **Fernando Moscoso, Rodrigo Fernández y Karin Lorente** de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE); **Maynor Contreras y José Miguel Cardona De La Rosa** de la Distribuidora Eléctrica de Guatemala EEGSA.

México: **Luis Guillermo Pineda Bernal, Victor Antônio Preciado Méndez, Verónica Viviana Pacheco e Ileana Villegas Lizarraga** de la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Panamá: **Jorge Rivera Staff, Rosilena Lindo y Guadalupe González** de la Secretaría Nacional de Energía (SNE).

Puerto Rico: **Shay Bahramirad, Selin Yanikara y Miguel F. Irizarry Silvestrini** de LUMA Energy.

República Dominicana: **Ángela González** de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Uruguay: **María Pía Olave**, **Virginia Echinope**, **Wilson Sierra** y **Lourdes Albornoz** de la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería.

Diseño y diagramación

Karla Delgado Olguín y **Heissel Carvajal** (PNUMA)

Diseño de plataforma web

Javier Bianchet (PNUMA)

Lanzamiento y prensa

Sofia Arocha y **Germán Daniel Díaz** (PNUMA)

Agradecimiento especial

El PNUMA desea agradecer a la Unión Europea, en particular al Programa **EUROCLIMA+**, a la **Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID)** y a **OLADE**, 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 Energía Renovable visite el sitio www.euroclimaplus.org

El PNUMA promueve prácticas ecológicas a nivel mundial y en sus propias actividades. Nuestra política de distribución tiene como objetivo reducir la huella de carbono del PNUMA.

Contenido

Resumen ejecutivo 10

1. Recursos Energéticos Distribuidos 18

Su rol en la transición energética 19
Son múltiples los beneficios: ambiente, economía, empleo y salud. 23
La importancia de la generación solar distribuida 25
¿Qué son los recursos energéticos distribuidos? 27

2. Análisis de tendencias regional: El desarrollo de los DERs en ALC 30

2.1. Estado de avance de la generación distribuida solar fotovoltaica en ALC 34
2.2. Desarrollo de otros recursos energéticos distribuidos en ALC 48
2.3. Desafíos y oportunidades 52
2.4. Iniciativas destacadas 54

3. Conclusiones y recomendaciones 56

4. Perfil de mercados 60

ARGENTINA 61
1. Energía solar fotovoltaica 63
2. Generación Distribuida 64

2.1. Marco regulatorio 64
2.2. Especificaciones técnicas 65
2.3. Evolución de la Generación Distribuida 67
2.4. Indicadores 70
2.5. Incentivos promocionales 70
2.6. Viabilidad económica de los proyectos 71
2.7. Oportunidades para profundizar el desarrollo de la generación distribuida 72

3. Otros recursos energéticos distribuidos 72
4. Perfil de Argentina 73

BRASIL 76
1. Energía solar fotovoltaica 78
2. Generación distribuida 79

2.1. Marco regulatorio 79
2.2. Especificaciones técnicas 80
2.3. Evolución de la Generación Distribuida 82
2.4. Indicadores 85
2.5. Incentivos promocionales 86
2.6. Viabilidad económica de los proyectos 86
2.7. Oportunidades para profundizar el desarrollo de la generación distribuida 87

3. Otros recursos energéticos distribuidos 88

4. Perfil de Brasil 90

CHILE 93

1. Energía solar fotovoltaica 95

2. Generación distribuida 96

2.1. Marco regulatorio 96
2.2. Especificaciones técnicas 97
2.3. Evolución de la Generación Distribuida 99
2.4. Indicadores 103
2.5. Incentivos promocionales 103
2.6. Viabilidad económica de los proyectos 104
2.7. Oportunidades para profundizar el desarrollo de la generación distribuida 105

3. Otros recursos energéticos distribuidos 106

4. Perfil de Chile 107

COLOMBIA 110

1. Energía solar fotovoltaica 112

2. Generación distribuida 113

2.1. Marco regulatorio 113
2.2. Especificaciones técnicas 114
2.3. Evolución de la Generación Distribuida 117
2.4. Indicadores 119
2.5. Incentivos promocionales 120
2.6. Viabilidad económica de los proyectos 120
2.7. Oportunidades para profundizar el desarrollo de la generación distribuida 121

3. Otros recursos energéticos distribuidos 122

4. Perfil de Colombia 126

COSTA RICA **129**
1. Energía solar fotovoltaica **131**
2. Generación distribuida **132**
2.1. Marco regulatorio 132
2.2. Especificaciones técnicas 132
2.3. Evolución de la Generación Distribuida 134
2.4. Indicadores 136
2.5. Incentivos promocionales 137
2.6. Viabilidad económica de los proyectos 137
2.7. Oportunidades para profundizar el desarrollo de la generación distribuida 138
3. Otros recursos energéticos distribuidos **139**
4. Perfil de Costa Rica **140**

GUATEMALA **143**
1. Energía solar fotovoltaica **145**
2. Generación distribuida **146**
2.1. Marco regulatorio 146
2.2. Especificaciones técnicas 147
2.3. Evolución de la Generación Distribuida 148
2.4. Indicadores 151
2.5. Incentivos promocionales 151
2.6. Viabilidad económica de los proyectos 151
2.7. Oportunidades para profundizar el desarrollo de la generación distribuida 152
3. Recursos energéticos distribuidos **153**
4. Perfil de Guatemala **153**

MÉXICO **156**
1. Energía solar fotovoltaica **158**
2. Generación distribuida **159**
2.1. Marco regulatorio 159
2.2. Especificaciones técnicas 160
2.3. Evolución de la Generación Distribuida 162
2.4. Indicadores 165
2.5. Incentivos promocionales 165
2.6. Viabilidad económica de los proyectos 165
2.7. Oportunidades para profundizar el desarrollo de la generación distribuida 167

3. Recursos energéticos distribuidos **168**
4. Perfil de México **169**

PANAMÁ **172**
1. Energía solar fotovoltaica **174**
2. Generación distribuida **174**
2.1. Marco regulatorio 174
2.2. Especificaciones técnicas 176
2.3. Evolución de la Generación Distribuida 179
2.4. Indicadores 182
2.5. Incentivos promocionales 182
2.6. Viabilidad económica de los proyectos 183
2.7. Oportunidades para profundizar el desarrollo de la generación distribuida 183
3. Otros recursos energéticos distribuidos **184**
4. Perfil de Panamá **185**

PUERTO RICO **188**
1. Energía solar fotovoltaica **189**
2. Generación distribuida **190**
2.1. Marco regulatorio 190
2.2. Especificaciones técnicas 191
2.3. Evolución de la Generación Distribuida 194
2.4. Indicadores 197
2.5. Incentivos promocionales 198
2.6. Viabilidad económica de los proyectos 198
2.7. Oportunidades para profundizar el desarrollo de la generación distribuida 199
3. Otros recursos energéticos distribuidos **200**
4. Perfil de Puerto Rico **201**

REPÚBLICA DOMINICANA **204**
1. Energía solar fotovoltaica **206**
2. Generación distribuida **207**
2.1. Marco regulatorio 207
2.2. Especificaciones técnicas 208
2.3. Evolución de la Generación Distribuida 210
2.4. Indicadores 211

2.5. Incentivos promocionales 212
2.6. Viabilidad económica de los proyectos 212
2.7. Oportunidades para profundizar el desarrollo de la generación distribuida 213
3. Otros recursos energéticos distribuidos 214
4. Perfil de República Dominicana 214

URUGUAY 217
1. Energía solar fotovoltaica 219
2. Generación distribuida 220
2.1. Marco regulatorio 220
2.2. Especificaciones técnicas 221
2.3. Evolución de la Generación Distribuida 223
2.4. Indicadores 225
2.5. Incentivos promocionales 225
2.6. Viabilidad económica de los proyectos 225
2.7. Oportunidades para profundizar el desarrollo de la generación distribuida 226
3. Otros recursos energéticos distribuidos 227
4. Perfil de Uruguay 228

5. Anexo 231
5.1. Indicadores 232
5.2. Análisis de viabilidad económica 232
5.3. Listado de Gráficos 237
5.4. Listado de Tablas 239
5.5. Listado de Infografías 239
5.6. Listado de Figuras 240

Listado de acrónimos

ALC	América Latina y el Caribe
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CO_2	Dióxido de carbono
DER	Distributed Energy Resources o Recursos Energéticos Distribuidos (RED)
ESCO	Energy Services Company o Empresa de Servicios de Energía
GD	Generación Distribuida
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GSD	Generación Solar Distribuida
GW	Gigavatios (unidad de potencia)
GWh	Gigavatio hora (unidad de energía)
IEA	International Energy Agency o Agencia Internacional de Energía
IRENA	International Renewable Energy Agency o Agencia Internacional de Energía Renovables
kW	Kilovatios (unidad de potencia)
kWh	Kilovatio hora (unidad de energía)
$MtCO_2$ eq	Millones de toneladas de dióxido de carbono equivalentes
MW	Megavatios (unidad de potencia)
MWh	Megavatio hora (unidad de energía)
NDC	Contribuciones Nacionalmente Determinadas (National Determined Contributions)
OECD	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
ONU	Organización de las Naciones Unidas
PNUMA	Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente
TWh	Teravatio hora (unidad de energía)
W	Vatio (unidad de potencia)



RESUMEN EJECUTIVO

El presente reporte tiene como objetivo visibilizar el desarrollo regional y nacional de la generación solar distribuida en América Latina y El Caribe (ALC).

Para ello, se relevó la información de 11 mercados que cuentan con marcos regulatorios específicos para dicha actividad y un exitoso desarrollo desde su implementación. Los mercados relevados son: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Guatemala, México, Panamá, Puerto Rico, República Dominicana y Uruguay.

El sector energético se encuentra en el epicentro de los desafíos ambientales y económicos. La transformación hacia nuevos sistemas y conductas de consumo presenta oportunidades tanto para mitigar el cambio climático como para acelerar el desarrollo tecnológico de América Latina y el Caribe. Esta transformación define nuevas formas de generar, consumir y acceder a la energía.



El presente reporte tiene como objetivo visibilizar el desarrollo regional y nacional de la generación solar distribuida en América Latina y El Caribe (ALC).

A través de la adopción de recursos energéticos distribuidos, los usuarios eléctricos pueden convertirse en actores de cambio adoptando nuevas tecnologías disponibles que habilitan el autoconsumo y la autogestión energética.



El desarrollo de los recursos energéticos distribuidos presenta una oportunidad para que los países de la región alcancen sus objetivos de reducción de emisiones gases de efecto invernadero y cumplan con sus Contribuciones Nacionales Determinadas (NDC, por sus siglas en inglés). El despliegue de estas nuevas tecnologías también fomenta el crecimiento económico mediante la generación de empleo y la atracción de inversiones, a la vez que refuerza y flexibiliza los sistemas energéticos.

La generación distribuida ocupa un rol primordial en la transición, encontrándose tecnológicamente desarrollada, actualmente en expansión y con un futuro cada vez más prometedor. La tecnología ya está disponible, es costo eficiente, atractiva en sus funciones y agrega valor donde se la instala. Los usuarios finales perciben ahorros mientras se invita a la participación de nuevos actores que aprovechan el dinamismo económico que ofrece la actividad. Esta tecnología beneficia a la sociedad en su conjunto.

Gracias al desarrollo de la generación distribuida, los mercados en la región tienen experiencia para regular e implementar armónicamente otros recursos energéticos distribuidos y sus nuevas tecnologías de transición.

Esta transformación hacia nuevos modelos energéticos trae asociado un cambio de paradigma, en donde el usuario final de la energía eléctrica no solo recibe electricidad del sistema, sino que se convierte en protagonista al participar activamente en el mercado eléctrico y aprovechar los beneficios asociados.

Para impulsar la nueva era energética es necesario contar con regulaciones flexibles que permitan modelos de negocios innovadores y políticas que promuevan el despliegue de tecnologías disruptivas por parte de la demanda, monitoreando su evolución para detectar oportunidades y asistir en la planificación estratégica.

La generación distribuida ocupa un rol primordial en la transición.



Foto: Instalación comercial, 26 kW. Ciudad de Córdoba, Argentina.

El usuario final de la energía eléctrica no solo recibe electricidad del sistema, sino que se convierte en protagonista al participar activamente en el mercado eléctrico y aprovechar los beneficios asociados.

La generación solar distribuida despegó en América Latina y El Caribe

La generación distribuida ha evolucionado en forma diferente en cada país. Todos coinciden, sin embargo, en que su desarrollo crece sostenidamente. La región evidencia estar actualmente en auge, siendo un momento propicio para promover las inversiones e iniciativas que impulsen el desarrollo de la actividad junto con sus productos y servicios asociados.

A diciembre de 2021, Generación SOLE identificó una capacidad instalada acumulada de 11,9 GW de generación distribuida en la región, implementada mediante más de un millón de sistemas, de los cuales un 98% corresponde a la tecnología solar fotovoltaica bajo la modalidad distribuida. Dicha capacidad representa más de un tercio (38%) del total de la tecnología solar fotovoltaica instalada en la región.

Mientras que la capacidad instalada de generación solar fotovoltaica de gran escala (*utility scale*) en la región creció a un ritmo interanual promedio de 86% en los últimos 10 años, **la generación distribuida promedió un crecimiento del 120%** en el mismo periodo. A pesar del impacto de la pandemia de la COVID-19, la generación distribuida no se detuvo e incorporó más de 8 GW entre los años 2021 y 2022.

Durante el periodo 2021, el mercado solar distribuido regional incorporó 4,6 GW de nueva capacidad mediante más de 475 mil sistemas. Estos sistemas representan un volumen de inversiones de unos USD 5.970 millones, generando alrededor de 52.000 nuevos puestos de trabajo[1] **y evitando la emisión de más de 3 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente en el año.**

Cada año el avance de la generación distribuida supera a la proyección de capacidad instalada prevista.

En la mayoría de los casos estudiados, la generación distribuida es incluida entre las acciones climáticas para cumplir con los compromisos asumidos por los países en el marco del Acuerdo de París.

1. Calculados a partir del informe: Análisis costo-beneficio de la generación solar distribuida en México, GIZ, Asolmex (enlace).

La generación distribuida promedió un crecimiento del 120% en los últimos 10 años

11,9 GW
Capacidad instalada de generación distribuida en la región
(acumulada a dic. 2021)

98% Tecnología solar fotovoltaica **distribuida**

Durante el periodo 2021

+4,6 GW
nueva capacidad instalada de generación distribuida mediante

475.000
Sistemas de GSD que representan una inversión de

5.970
millones USD

que genera alrededor de

52.000
nuevos puestos de trabajo

evitando la emisión de

GHG **3** millones de tCO_2e en el año

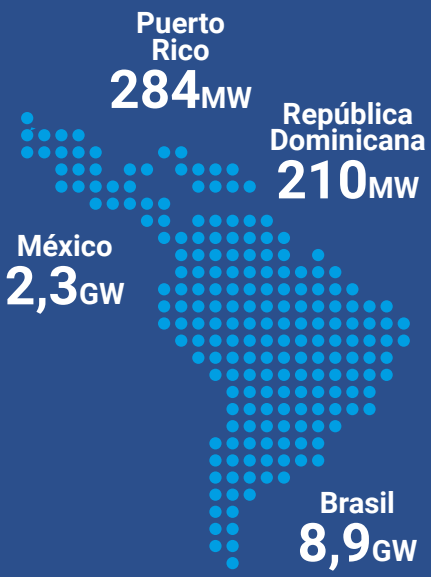


Foto: Sistema solar residencial, Chile.

Características de la industria de la generación solar distribuida en ALC

Brasil, con más de 8,9 GW y **México,** con más de 2,3 GW, lideran la región en capacidad instalada de sistemas generación distribuida.

Puerto Rico y República Dominicana, los mercados de generación distribuida con mayor dinamismo en El Caribe, les siguen con un estimado a fines de 2021 de 284 MW y 210 MW de capacidad instalada respectivamente.



El 98% de la capacidad instalada bajo la modalidad distribuida corresponde a la tecnología solar fotovoltaica. Esto se debe a la versatilidad en la incorporación, la facilidad de montaje e integración a la arquitectura urbana, su bajo o nulo costo de mantenimiento, y su escalabilidad, siendo una tecnología modular que permite ampliarse sin dificultad en sucesivas etapas. Al mismo tiempo, su instalación y puesta en marcha es rápida en comparación al resto de las tecnologías de generación eléctrica. Cabe destacar que el recurso solar para la generación eléctrica fotovoltaica sobresale en la región, con un promedio de 1.800 kWh/kWp/año, o 4,9 kWh/kWp/d.

El **sector residencial lidera el desarrollo de la generación distribuida en los mercados más desarrollados**. En aquellos cuya regulación e implementación es reciente, la capacidad instalada corresponde mayoritariamente a los sectores comercial e industrial. Esto permite que los precios del mercado interno traccionen a la baja, beneficiando indirectamente al sector residencial.

La jerarquía normativa para habilitar e implementar la actividad de generación distribuida difiere entre los mercados. Algunos de ellos establecen leyes y otros, reglamentos técnicos, resoluciones, decretos u otros niveles de regulación. Respecto a los mecanismos de compensación, **dos tercios de los mercados utilizan el modelo de "Medición Neta", mientras que el tercio restante, la "Facturación Neta"**.



Foto: Instalación comercial, 31,7 kW. Buenos Aires, Argentina.

Con el objetivo de analizar la viabilidad económica de la implementación de la tecnología, este reporte incluye un análisis simple de repago. Como resultado se concluye que en términos promedio el periodo de repago de un sistema residencial ronda los seis años, mientras que los sistemas para el sector comercial e industrial se aproximan a los cinco y cuatro años respectivamente. Es importante desatacar que **el 90% de los mercados analizados reporta un periodo de repago de la inversión de un sistema solar fotovoltaico distribuido menor o igual a cinco años en alguno de los sectores.**

La inversión inicial en equipamiento es la principal barrera de expansión de la generación distribuida solar fotovoltaica. Por ello, **el 90% de los mercados han implementado algún tipo de incentivo para promocionar la tecnología**. Entre éstos se cuentan mayormente los fiscales, seguidos por los arancelarios, financieros e impositivos.

El periodo de repago de un sistema residencial ronda los seis años, mientras que los sistemas para el sector comercial e industrial se aproximan a los cinco y cuatro años respectivamente.

ALC avanza para incorporar otros recursos energéticos distribuidos

En el presente estudio, **Generación SOLE detectó avances en materia regulatoria respecto a otros recursos energéticos distribuidos** que comienzan a ser integrados a los sistemas eléctricos. Su participación en la planificación energética junto con la realización de ensayos mediante pruebas piloto, contribuye a aumentar su integración en los sistemas eléctricos, aportándoles fiabilidad, flexibilidad y robustez.

En ALC **el 90% de los mercados estudiados reportan una o más reglamentaciones, programas, proyectos de ley o políticas nacionales relacionadas a la incorporación o desarrollo de recursos energéticos distribuidos**.

El desarrollo es incipiente, no obstante, las tecnologías de **almacenamiento detrás del medidor** están habilitadas dentro de la regulación de generación distribuida en la mitad de los mercados estudiados. En dos tercios de los mercados de la región el **esquema de generación solar comunitaria o compartida** forma parte de uno de los diversos esquemas de implementación o compensación incluidos en la regulación de generación distribuida. Algunos de los mercados estudiados han comenzado a incluir **mini redes interconectadas** en sus políticas de planificación del sistema eléctrico, y realizan instalaciones a modo de ensayo y pruebas piloto. Por último, un tercio de los mercados de la región cuenta con regulaciones que habilitan **programas de respuesta a la demanda**, y otro tercio la ha incluido en sus políticas de planificación energética para desarrollarla en los próximos años.

Las transiciones serán más rápidas cuando se comparta el aprendizaje

Cada Gobierno podrá **trazar una hoja de ruta** y **diseñar su propia estrategia** para impulsar los recursos energéticos distribuidos.

La generación distribuida se constituye como una poderosa herramienta para acelerar la transición energética. Abre el camino para recibir otros recursos energéticos distribuidos y a las próximas tecnologías, de la mano de los usuarios finales activos y protagonistas de esta transición.

Para fomentar masivamente la generación distribuida en ALC, **la disponibilidad de financiamiento, la habilitación de nuevos modelos de negocios y los incentivos promocionales son estratégicos y fundamentales.** Sin embargo, el crecimiento progresivo de instalaciones de generación distribuida también dependerá de la difusión y conocimiento de las nuevas tecnologías por parte de la población, el desarrollo local de la oferta de servicios asociados a las mismas, la formación de personal calificado y la evolución de las tarifas eléctricas.

Se detectan oportunidades para profundizar su desarrollo asociadas a la simplificación y digitalización de los trámites de conexión de sistemas, y la eliminación de barreras artificiales creadas por el establecimiento de límites máximos de penetración y de capacidad en las normativas actuales. Flexibilizar y actualizar los marcos regulatorios para que sean dinámicos y se adapten a los cambios propios de la transición es importante para reforzar la adopción de la tecnología.

La generación distribuida se constituye como una poderosa herramienta para acelerar la transición energética.



Foto: Instalación de 135 kW (Chippe), Uruguay.

Visibilizar las políticas de fomento, analizar, comparar y compartir los marcos regulatorios exitosos, y realizar un seguimiento de su desarrollo es fundamental para avanzar en conjunto, con mayor solidez y rapidez hacia los nuevos mercados energéticos.

Este informe aporta datos y análisis específicos sobre el despliegue de la generación distribuida y otros recursos energéticos distribuidos, con el objetivo de apoyar y robustecer políticas públicas, colaborar con el desarrollo de estos mercados, y dinamizar una economía resiliente al clima en toda la región.



Foto: Sistema solar en techo de residencia – 180 kW -Comuna Las Condes, Región Metropolitana, Chile

Generación SOLE es una plataforma creada por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente para promover la generación solar y recursos energéticos distribuidos en América Latina y el Caribe. Generación SOLE cuenta con el apoyo financiero de Unión Europea a través del Programa EUROCLIMA+. Para más información acceda a https://generacionsole.org



www.generacionsole.org



Foto: Sistema solar en techo de supermercado – 180 kW -Comuna Las Condes, Región Metropolitana, Chile.

1. RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS



Foto: Sistema solar en techo de supermercado – 180 kW -Comuna Las Condes, Región Metropolitana, Chile.

Su rol en la transición energética

El sector energético en general y eléctrico en particular se encuentran en plena transformación, donde se definen nuevas formas de acceder a la energía, generarla y consumirla, así como de regular a los actores intervinientes y las tecnologías de transición.

El crecimiento económico, el aumento demográfico y la migración hacia las ciudades, están conduciendo al incremento de la demanda de energía eléctrica. La tendencia hacia la electrificación del transporte y otras actividades denota las exigencias que tendrán que enfrentar los sistemas eléctricos en el mediano y largo plazo, y más aún, los desafíos que deben afrontar los gobiernos y la sociedad en su conjunto para adaptarse a estos cambios[2].

Mientras la demanda eléctrica crece de forma acelerada, las tecnologías de **descentralización** de la energía eléctrica se constituyen como una alternativa cada vez más competitiva en costos, aportando además una mayor flexibilidad y confiabilidad a la infraestructura centralizada actual. A su vez, éstas habilitan a nuevos actores e innovadores modelos de negocios en la gestión y el acercamiento de la oferta a la demanda.

Por otro lado, la concientización general sobre las acciones de mitigación del cambio climático evidencia la urgente necesidad de cambiar la forma de generar la energía eléctrica para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas, y de adquirir nuevos hábitos de consumo autogestionado y responsable. Esto propicia un escenario fértil para el desarrollo y despliegue de las nuevas tecnologías limpias que aportan a la **descarbonización** de la energía eléctrica. Estas fuentes de energía son, además de sostenibles, propulsoras del progreso social, la equidad de género, la resiliencia, el crecimiento económico y la reducción de la pobreza.

La pobreza energética es un fenómeno mundial, aunque es más intenso en los países en vías de desarrollo. Esto afecta especialmente a las mujeres, que son las principales usuarias de energía doméstica. En algunos países de la OCDE se estima que hasta el 30% de los hogares viven en la pobreza energética, lo que limita el acceso de mujeres y niñas a la educación y las oportunidades

2. "Safe Citied and Safe Public Spaces: Global Results Report, United Nations Entity for Gender Equality and the Empowerment of Women, UN Woman, 2017. (enlace)



económicas, exponiéndolas de manera desproporcionada a riesgos para la salud[3]. Las mujeres podrán desempeñar un papel central en la transición a la energía limpia, ayudando a cambiar el consumo de energía y liderando el cambio transformador en la industria energética, para lo cual será necesario hacer foco en entender sus necesidades y oportunidades.

Acceder universalmente a una energía asequible, segura y sustentable constituye uno de los grandes retos de los países en vías de desarrollo, y uno de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas, el cual asegura la **democratización** de la energía eléctrica: otro de los pilares de la transición.

El Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 interactúa con muchos otros ODS. La energía es necesaria para elementos del bienestar básico, desde la climatización y la cocina hasta la educación (ODS 4), la salud (ODS 3) y el transporte y, por lo tanto, para la participación en el mercado laboral. Dado que la falta de acceso a la energía crea una trampa de desarrollo y pobreza, garantizar energía asequible para todos también respalda el logro del ODS 1 correspondiente a eliminar la pobreza. El suministro creciente de energía renovable y limpia resulta esencial para lograr un crecimiento económico sostenible (ODS 8), construir ciudades sostenibles (ODS 11), garantizar patrones de consumo y producción sostenibles (ODS 12), así como la transición hacia una economía baja en carbono consecuente con las medidas de acción climática (ODS 13).



3. Gender and the Environment: Building Evidence and Policies to Achieve de SDGs, OECD, 2021. (enlace).



Los recursos energéticos distribuidos se presentan como una solución tanto para usuarios aislados como para usuarios con acceso a energía eléctrica de red, y con ellos, surgen nuevas oportunidades para operadores y comercializadores de un sistema que transforma al actual, donde el usuario final participa activamente y toma decisiones sobre su consumo, modificando los sistemas en tiempo real.

Dicho dinamismo podrá solo profundizarse mediante la **digitalización** del sistema eléctrico, con el fin de habilitar nuevas formas y tecnologías de medición, información y comunicación para integrar los recursos energéticos distribuidos que se encuentran hoy disponibles, aquellos en desarrollo, y los que vendrán a continuación.

Esta transformación hacia nuevos modelos energéticos trae consigo un cambio de paradigma. El usuario final de la energía eléctrica se convierte en un actor protagónico, que no solo recibe electricidad de un sistema, sino que participa activamente vinculando con él, y aprovechando los beneficios inherentes a estas tecnologías.

Mediante el impulso y desarrollo de los recursos energéticos distribuidos, a medida que los países estimulan sus economías y se reconstruyen, también progresan hacia el cumplimiento de sus NDC y tienen una oportunidad histórica para alcanzar los objetivos de sus políticas de acción climática. Además de remarcar lo crucial que son los recursos energéticos distribuidos para convertir al sistema energético en uno carbono neutral, es imprescindible enfatizar el protagonismo de los usuarios finales quienes se encuentran en el centro de esta transformación energética.

La generación distribuida ocupa un rol primordial en esta transición y se encuentra en expansión con un futuro prometedor. La tecnología está disponible, es competitiva en sus costos, y agrega valor donde se la instala. Los usuarios finales perciben ahorros mientras se invita a la participación de nuevos actores clave que aprovechan el dinamismo económico que ofrece la actividad, beneficiando a la sociedad en su conjunto.

En América Latina y El Caribe, las políticas y estrategias nacionales que promueven la actividad de generación distribuida aumentan progresivamente. Su mercado ha comenzado a desplegarse. Y debido al importante desarrollo de la generación distribuida solar fotovoltaica en la región, hoy ya se cuenta con experiencia para regular e implementar armónicamente las nuevas tecnologías en desarrollo como son el almacenamiento detrás del medidor, la respuesta a la demanda, la generación solar comunitaria, y las mini redes interconectadas.

Para estos nuevos recursos energéticos distribuidos, mientras comienzan a implementarse nuevas regulaciones y estudios, se llevan a cabo ensayos y pruebas piloto para su adopción, participando de planificaciones energéticas y agendas estratégicas de los países, e integrándose cada vez en mayor medida en los sistemas eléctricos, aportándoles fiabilidad, flexibilidad y robustez.

Simultáneamente, los precios de las tecnologías se tornan más competitivos en un contexto de tarifas eléctricas ascendentes o de incertidumbre frente a ellas. Estas tecnologías se acercan no solo en precio sino también en conocimiento de la población en general, desde residenciales a comerciales e industriales, incluido el sector rural.

La transición energética a su vez representa una oportunidad para la inclusión de las mujeres en proyectos de energía renovable y gestión de la energía, cuya implementación resulta más eficiente cuando son integrados desde la perspectiva de equidad de género.





La energía renovable en todas sus fuentes y aplicaciones proporciona un número significativo y creciente de puestos de trabajo en todo el mundo cada año.

Para facilitar la nueva era energética, **es necesario contar con regulaciones inteligentes, flexibles, ágiles y abiertas a la innovación, que promuevan a las tecnologías disruptivas y habiliten modelos de negocios creativos** para catalizar su despliegue y desarrollo.

Son múltiples los beneficios: ambiente, economía, empleo y salud.

Los beneficios **ambientales** asociados a la energía renovable y la eficiencia energética, incluido el recorte de emisiones de gases de efecto invernadero, la reducción de la contaminación atmosférica localmente y la mitigación de efectos climáticos y desastres naturales, se conocen ampliamente desde hace décadas. Sin embargo, sus numerosos beneficios socioeconómicos sólo se han hecho evidentes en los últimos años a medida que el despliegue de las tecnologías se ha generalizado.

En relación al **empleo**, la energía renovable en todas sus fuentes y aplicaciones proporciona un número significativo y creciente de puestos de trabajo en todo el mundo cada año. Según estimaciones de IRENA[4], las tecnologías renovables emplearon un récord de 12 millones de personas en todo el mundo en 2020, impulsado principalmente por el aumento de las inversiones, donde la energía solar fotovoltaica representó el 33% de la fuerza laboral. Un estudio realizado en México[5] prevé la creación de 11 mil nuevos empleos por cada gigavatio (GW) de capacidad instalada de generación solar distribuida, lo cual evidencia como el desarrollo de la actividad logrará dinamizar la economía desde diferentes perspectivas.

En términos de equidad de género, según IRENA, actualmente las mujeres ocupan solo el 22% de los puestos de trabajo en la producción y distribución de energías convencionales, a pesar de que representan el 48% de la fuerza laboral mundial. El número es aún más bajo si se analizan solo los altos

4. Renewable Energy Employment by Technology in 2020_IRENA (enlace)
5. Análisis costo-beneficio de la generación solar distribuida en México, GIZ, Asolmex (enlace)

directivos, donde ocupan el 14% de los puestos. Aunque las mujeres tienen mejor representación en las empresas de energía renovable, siguen siendo una clara minoría con un 32% de los puestos. Ese número también se reduce cuando se excluyen los trabajos administrativos y se contabilizan los puestos directivos solamente[6].

No obstante el impacto significativo en la creación de empleos que trae aparejadas las tecnologías de transición, las cifras precedentes refuerzan la necesidad de priorizar la equidad de género en la nueva y creciente fuerza laboral. Una mayor comprensión de la brecha de género en las industrias relacionadas con la energía, así como un reconocimiento más generalizado del impacto positivo de la diversidad de género en este sector, promoverá prácticas energéticas más sostenibles, acelerará la innovación energética, ampliará las oportunidades para las mujeres y alentará una mayor participación social en la transformación del sistema energético. Para ello será necesario prestar especial atención a erradicar las prácticas legales discriminatorias, la falta de acceso a los recursos relacionados con el empleo y la violencia de género para que las mujeres ingresen al sector y aumente progresivamente su participación.

En términos de beneficios a la **salud**, se destacan los ya conocidos efectos positivos sobre el mejoramiento del hábitat, de la calidad del aire exterior, y el bienestar general de la población. A éstos se suma la disminución en las afecciones y enfermedades atribuibles a la contaminación atmosférica, lo que se traduce en ahorros económicos sobre el sistema sanitario.

La particularidad de los beneficios **económicos** que resultan de la adopción de estas tecnologías recae en que son mutuos, aprovechados tanto por el usuario final como por la sociedad en su conjunto. Por un lado, el usuario final percibe un ahorro en la facturación del servicio eléctrico que estará en función al tamaño o capacidad del sistema o recurso energético instalado. Por otro lado, la propiedad donde se ha instalado un sistema solar fotovoltaico, u otras tecnologías de transición, se valoriza, y en el caso de un comercio o industria, a su vez se posiciona al negocio con una imagen sustentable agregando valor a sus productos y servicios.

La adopción de estas tecnologías fomenta un notable movimiento económico a partir del sector renovable, lo cual resulta en la generación de nuevos puestos de trabajo calificado. El apoyo al despliegue de las tecnologías de transición fomenta las inversiones y el financiamiento de forma local. Desde el punto de vista del sector público, desplaza recursos del estado en aquellos mercados que destinan subsidios en algún eslabón de la cadena de valor de la generación, transporte, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

Los recursos energéticos distribuidos permiten suplir la demanda del sistema a precios competitivos, limitando la exposición a la volatilidad de precios de los combustibles fósiles. A la vez, reducen el riesgo de falla de suministro descentralizando y disminuyendo la demanda del sistema en su conjunto, minimizan las pérdidas de transmisión y distribución y mejoran la estabilidad técnica de la red. Todos estos beneficios reportan también ahorros económicos, sumados a aquellos asociados a demorar las inversiones en actualización de infraestructura de red.

6. Renewable Energy Employment by Technology in 2021_IRENA (enlace)

La adopción de las tecnologías de transición contribuye a la concientización sobre el consumo responsable de la energía, la eficiencia energética y la importancia del aporte individual y el compromiso con el medio ambiente para el beneficio de la sociedad en su conjunto.



La importancia de la generación solar distribuida

Las energías renovables son en la actualidad la primordial y urgente respuesta para alcanzar la meta del Acuerdo de París y cumplir con los compromisos mundiales respecto a la mitigación del cambio climático. A medida que sus precios fueron tornándose competitivos, se convirtieron en la opción preferida y desde hace varias décadas modifican matrices, superan barreras y baten récords anuales de incorporación sistemáticamente.

La transformación hacia sistemas eléctricos flexibles, tanto del lado del suministro como del lado de la demanda final, incluida la descentralización de la energía, y la necesidad de reducir posibles congestiones y desajustes de oferta y demanda, refuerzan el papel central y fundamental de la generación distribuida de energía renovable.

La energía solar fotovoltaica distribuida imparte **resiliencia** sobre la infraestructura, convirtiéndola en menos propensa a fallas de gran escala, lo que trae aparejado ventajas durante emergencias climáticas o eventos severos. Se puede implementar donde se la necesita, por eso es la seleccionada para proporcionar electricidad en zonas sin un desarrollo de infraestructura complejo y de manera rápida. Asimismo, la incorporación de generación distribuida en los sistemas de distribución eléctricos en grandes centros urbanos, sumada a las tecnologías de almacenamiento, alivian las cargas de la infraestructura robusteciendo las redes.

Las energías renovables son en la actualidad la primordial y urgente respuesta para alcanzar la meta del Acuerdo de París y cumplir con los compromisos mundiales respecto a la mitigación del cambio climático.



Foto: Sistema fotovoltaico del Grupo Purdy - 830 kWp, Costa Rica.

Cabe destacar también que esta tecnología promueve la **inclusión** y **diversidad** en tanto que el recurso solar para la generación eléctrica está disponible, en mayor o en menor medida, en todos los países y regiones geográficas. Esto permite que cada mercado desarrolle y fomente su despliegue de forma local y a su propio ritmo, asociado a los compromisos asumidos individualmente. Al mismo tiempo, la tecnología puede adoptarse por todos los sectores de la sociedad y en todas las escalas, desde una instalación residencial, hasta una comercial, industrial o una planta de generación centralizada o aislada del sistema interconectado. Los Gobiernos pueden utilizarla como herramienta para disminuir la pobreza y proporcionar apoyo social para los consumidores de bajos ingresos que no pueden acceder a la compra o financiamiento de la tecnología, mediante la instalación de paneles fotovoltaicos en forma distribuida en sectores comunitarios.

La tecnología solar fotovoltaica es la más utilizada a escala global para la aplicación de generación distribuida, superando el 98%[7] de su participación en la mayoría de los países, debido a su abundancia, su versatilidad de incorporación, la facilidad de montaje e integración a la arquitectura urbana, su bajo o nulo costo de mantenimiento, y su escalabilidad, siendo una tecnología modular que permite ampliarse sin dificultad en sucesivas etapas. Al mismo tiempo, su instalación y puesta en marcha es muy rápida en comparación al resto de las tecnologías de generación eléctrica.

La drástica caída de precios de los paneles que alcanzó el 81% en la última década[8], la mejora en la eficiencia de los mismos y los innovadores modelos de negocios dieron lugar al empoderamiento de los usuarios finales de la energía eléctrica, quienes apuestan a la autogestión de la energía, el ahorro económico, y la sustentabilidad ambiental. Esta apuesta del sector privado ha permitido que los países progresen hacia la diversificación de las fuentes de generación eléctrica y la soberanía frente a los combustibles fósiles, e incluso el sector financiero comienza a poner la mirada en el inmenso potencial de mercado que ofrece la generación solar distribuida.

El duro impacto causado por la pandemia de la COVID-19 no detuvo el crecimiento global de la tecnología solar fotovoltaica. Se superó el récord de incorporación anual de capacidad instalada, hasta alcanzar los 773 GW[9] de

7. Generación Distribuida en Latinoamérica, OLADE, 2020 (enlace).
8. Renewable Power Generation Costs - IRENA 2021 (enlace).
9. Global Market Outlook for Solar Power 2021-2025. Solar Power Europe (enlace).



Foto: Sistema fotovoltaico de Lincoln Plaza - 325 kWp, Costa Rica.

capacidad en 2020, **donde la generación distribuida participó con el 44%**. Cabe destacar que la incorporación de capacidad fotovoltaica tuvo un dinamismo diferente respecto a su crecimiento, donde la generación solar distribuida **creció un 46% respecto al año previo**, mientras que la solar fotovoltaica de gran escala lo hizo en solamente un 3%.

Según la prospectiva de la Agencia Internacional de Energía[10] (IEA), **se espera que la incorporación de energías renovables en los próximos 5 años (2021-2026) alcance los 305 GW anuales, liderando la solar fotovoltaica con el 60% sobre el total de las tecnologías, y donde la generación distribuida participará aproximadamente con el 40% del total de capacidad fotovoltaica instalada.** Por otra parte, el *Global Market Outlook for Solar Power*[11] proyecta superar los 2 TW de capacidad solar fotovoltaica en todas sus aplicaciones para el año 2025 en un escenario acelerado, con una participación del 36% de generación distribuida, lo cual representa unos 720 GW.

Sin embargo, **el pronóstico de la IEA respecto a la incorporación de tecnología solar fotovoltaica en los próximos 5 años (2021-2026) deberá casi duplicarse[12] para alcanzar el objetivo del Acuerdo de París** y limitar el calentamiento global a muy por debajo de 2 grados centígrados, preferiblemente a 1,5 grados centígrados, en comparación con los niveles preindustriales.

¿Qué son los recursos energéticos distribuidos?

Se denomina **Recursos Energéticos Distribuidos** (REDs o DERs, por sus siglas en inglés) a un conjunto de dispositivos y tecnologías que permiten a los usuarios del sistema eléctrico generar, almacenar o administrar energía eléctrica para abastecer eficientemente sus necesidades.

Se constituyen como pequeñas fuentes de energía conectadas a las redes de distribución, localizadas en el punto de consumo o cercanas a él. Los recursos energéticos distribuidos son utilizados para autoconsumo, o gestión del mismo, pudiendo ofrecer además servicios al sistema.

10. Renewables 2021 (Analysis and forecasts to 2026), IEA, December 2021 (enlace).
11. Global Market Outlook for Solar Power 2021-2025. Solar Power Europe (enlace).
12. Renewables 2021 (Analysis and forecasts to 2026), IEA, December 2021 (enlace).



Generación distribuida renovable

La generación distribuida consiste en la incorporación de tecnología de origen renovable interconectada en la red eléctrica en el punto donde se encuentra la demanda, o cerca de ella. Es mayoritariamente de fuente solar fotovoltaica, pudiendo ser otro tipo de tecnología limpia.

La generación de energía eléctrica distribuida por parte de los usuarios es utilizada para autoconsumo, con eventual inyección de excedentes en la red eléctrica de distribución.

Existen diferentes esquemas para la implementación de generación distribuida en los diferentes mercados, los cuales son clasificados como se detalla a continuación:

- Medición neta (o Net Metering): esquema bajo el cual la energía eléctrica excedente del autoconsumo es inyectada en la red y remunerada al mismo precio de la tarifa de consumo de energía de red.
- Facturación neta (o Net Billing): esquema bajo el cual la energía eléctrica excedente del autoconsumo es inyectada en la red y remunerada a un precio menor a la tarifa de consumo de red, generalmente asociado al costo evitado en el mercado mayorista. Incluye aquellos modelos de compensación en donde se establece un cargo proporcional a los excedentes inyectados, con el mismo efecto.
- Tarifa de incentivo (o Feed-in tariff): esquema bajo el cual la energía eléctrica excedente del autoconsumo es inyectada en la red y remunerada a un precio superior a la tarifa de consumo establecido como un subsidio, con el objetivo de promover e incentivar la generación distribuida.
- Compra total-Venta Total (Buy-all, sell-all o BASA por sus siglas en inglés): esquema bajo el cual el total de la energía generada es inyectado a la red sin permitirse el autoconsumo por parte del usuario. En estos casos el consumo eléctrico continúa siendo abastecido exclusivamente por la red de distribución.

La regulación de la actividad de generación distribuida puede incluir otras alternativas de implementación, como son el **consumo virtual o remoto**, donde el sistema de generación distribuida y la demanda del consumidor se encuentra en diferentes ubicaciones, o el **esquema solar comunitario o compartido**, que se detalla a continuación.



Generación solar comunitaria

El esquema de generación solar comunitaria constituye un caso particular de implementación de generación distribuida en el cual un conjunto de usuarios agrupados instala un único sistema de generación compartiendo los beneficios asociados.

Este esquema posibilita incrementar la participación de la sociedad permitiendo que múltiples consumidores finales de energía eléctrica cooperen para integrar un sistema en forma agregada y distribuir entre ellos los correspondientes créditos producto de la generación.

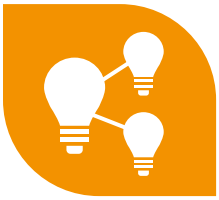


Almacenamiento

El almacenamiento en baterías constituye una solución tecnológica que permite acumular energía eléctrica en forma química, para ser utilizada posteriormente habilitando autogestionar su consumo.

La incorporación de tecnologías de almacenamiento detrás del medidor tiene múltiples funciones y beneficios: desde la administración del consumo energético y demanda contratada, generando ahorros económicos en la facturación eléctrica, hasta servir como respaldo durante cortes de suministro, característica fundamental en demandas críticas como comercios, hospitales, o usuarios electrodependientes.

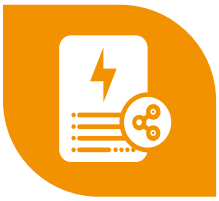
La tecnología potencia los beneficios de generación distribuida, permitiendo almacenar los excedentes de la autogeneración para ser utilizados en momentos de mayor consumo. Por otra parte, en mercados más avanzados hacia la transición de los modelos energéticos, pueden prestar servicios auxiliares a la red, condición que permite recuperar más rápidamente el capital invertido cuando son remunerados.



Mini redes interconectadas

Son pequeños sistemas de generación, acumulación y distribución de energía eléctrica que operan sincrónicamente con la red, aunque pueden hacerlo en forma independiente del sistema interconectado. En el presente reporte solamente serán identificadas las regulaciones y avances acerca de las micro y mini redes conectadas a nivel de distribución eléctrica.

La implementación de mini redes interconectadas permite ampliar la generación descentralizada y renovable de energía, el almacenamiento, la conversión y el autoconsumo de energía para usuarios finales, brindando soporte de servicio ante cortes de suministro, a la vez que aporta robustez y flexibilidad a la red y contribuye en diferir inversiones en ampliación de la infraestructura de red.



Respuesta a la demanda

Los programas de respuesta a la demanda tienen por objetivo modificar el consumo de los usuarios eléctricos en determinados momentos, generando beneficios tanto para los usuarios finales como para el sistema eléctrico en su conjunto.

La respuesta a la demanda provee servicios de seguridad y confiabilidad, pudiendo ofrecer una reacción rápida ante congestiones en el sistema, contribuyendo en los puntos débiles del mismo y aportando flexibilidad ante desajustes de oferta y demanda.



2. ANÁLISIS DE TENDENCIAS REGIONAL

El desarrollo de los DERs en América Latina y el Caribe

La región de América Latina y el Caribe (ALC) presenta la matriz eléctrica más limpia del mundo[13]. Adicionalmente, las tecnologías de energías renovables han aumentado un 61% en la última década (2010-2020) y en particular, las energías renovables no convencionales han cuadruplicado su capacidad instalada en el mismo periodo[14]. **Al año 2020 la capacidad instalada de generación de energía eléctrica renovable en la región ALC reportó una participación del 9% respecto al total mundial**[15].

La región muestra una ventaja competitiva para el desarrollo y despliegue de las nuevas tecnologías de generación limpia, no solo debido al destacado recurso solar, eólico y geotérmico, entre otros disponibles en su geografía, sino también al elevado porcentaje de población urbana que alcanza el 80%. Esto también justifica la relevancia de las tecnologías de generación eléctrica descentralizada. El desarrollo de las mismas ofrece la oportunidad de generar la energía en el lugar donde se consume, disminuyendo las pérdidas por transporte y distribución, optimizando recursos y desplazando emisiones de gases de efecto invernadero, sumado a todo el resto de los beneficios sociales, económicos y sobre la salud mencionados precedentemente en este reporte. Por último, la necesidad de incrementar la robustez y resiliencia de los sistemas, sobre todo en la región de El Caribe, refuerza la oportunidad que ofrece ALC para expandir la participación de las tecnologías de transición.

Once mercados han sido estudiados y analizados para el presente reporte, donde se incluye a Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Guatemala, México, Panamá, Puerto Rico, República Dominicana y Uruguay. Éstos representan el **80% de la capacidad instalada de generación eléctrica y la demanda eléctrica anual** de los países que integran la región de América Latina y el Caribe (ALC). Los datos relevados para el presente análisis corresponden a información pública y entrevistas realizadas a las autoridades relevantes.

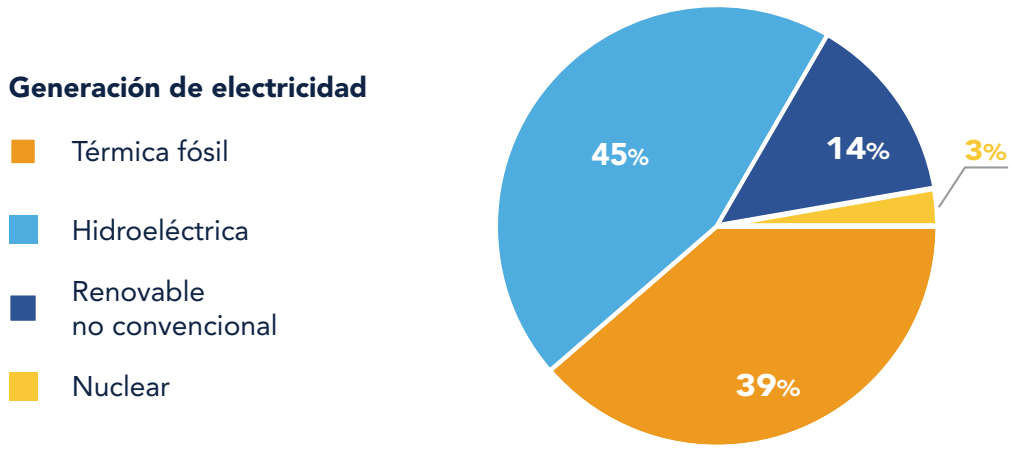


Al año 2020 la capacidad instalada de generación de energía eléctrica renovable en la región ALC reportó una participación del 9% respecto al total mundial

13. Carbono Cero América Latina y El Caribe, PNUMA, 2019 (enlace).
14. Elaboración propia en función a la base de datos de IRENA, 2020.
15. Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), 2020.

Dichos mercados agregan al año 2020 una matriz de generación eléctrica que es renovable al 59%, dentro de lo cual predomina la tecnología hidroeléctrica con una participación del 45%, sumado al aporte del 14% de tecnologías renovables no convencionales, como la solar fotovoltaica, eólica, geotermia, la hidroeléctrica de pequeña escala y las bioenergías. La participación de generación eléctrica por fuentes fósiles alcanza un 39%, y la matriz se completa con una menor participación de generación nuclear que promedia el 3%.

Gráfico 1. Matriz de generación eléctrica representativa de la región ALC al año 2020.



Fuente: Elaboración propia a partir de información de los operadores y administradores del mercado eléctrico mayorista de los países y estados de la región.

Dos países de la región, Costa Rica y Uruguay, han logrado alcanzar una matriz de generación eléctrica casi renovable en su totalidad (más del 98%) en 2015 y 2019 respectivamente.

La capacidad instalada de generación eléctrica al año 2020 en los correspondientes sistemas interconectados alcanza 371 GW y la demanda eléctrica anual agregada supera los 1.260 TWh. Dicha demanda eléctrica crece a un ritmo promedio de 2,5% anualmente y es responsable de la emisión de 172 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente ($MtCO_2$ eq)[16] en forma anual, que a modo de referencia representa aproximadamente el 1% de las emisiones globales provenientes de la generación de electricidad y calor para los sectores residencial, comercial e industrial. Adicionalmente, en los territorios estudiados habitan cerca de 500 millones de habitantes, y el porcentaje de electrificación agregado es del 99%, reportando una de las regiones con mayor cobertura eléctrica del mundo.

Globalmente las energías renovables crecen en forma sostenida desde hace más de dos décadas, no sólo porque son fundamentales en los esfuerzos

16. Calculado en función a los factores de emisión de cada país y la energía anual generada.

para mitigar el cambio climático, sino porque han logrado alcanzar su competitividad en el mercado de la generación de energía eléctrica. La Agencia Internacional de Energía[17] prevé que el crecimiento de la capacidad renovable se acelerará aún más en los próximos cinco años, debido al apoyo político y las ambiciosas metas para cumplir con los compromisos ambientales asumidos, alcanzando los 4.800 GW, lo que equivale a la capacidad global actual de tecnologías fósil y nuclear juntas. Según dichas proyecciones, la tecnología solar fotovoltaica liderará dicho crecimiento con más del 60% de participación en la incorporación del próximo periodo.

Mientras tanto, **en ALC la tecnología solar fotovoltaica aumentó 420 veces en 10 años** (2010-2020), y actualmente **la capacidad solar fotovoltaica instalada en los sistemas interconectados totaliza 31 GW**.

Mientras que la capacidad instalada de generación solar fotovoltaica de gran escala (*utility scale*) creció a un ritmo interanual promedio de 86% en los últimos 10 años, la generación distribuida lo hizo más aceleradamente, a un ritmo que promedia el 120% anual. Año tras año, el avance de la generación distribuida supera los pronósticos de capacidad instalada prevista.

El 90% de los países estudiados incluyen a la actividad de generación distribuida en los compromisos asumidos en materia climática.

Estos compromisos en el marco del Acuerdo de Paris se manifiestan, ya sea mediante su expresa incorporación en las Contribuciones Nacionales Determinadas (NDC, por sus siglas en inglés), o cuantificando su impacto en la reducción de toneladas de dióxido de carbono equivalente en los Reportes Bienales de Actualización (BUR, por sus siglas en inglés).

Mientras los mercados de generación distribuida continúan creciendo, comienzan a surgir nuevas regulaciones, y adaptarse algunas existentes, para la incorporación de nuevas tecnologías que conforman otros recursos energéticos distribuidos de la transición.



17. Renewables 2021 (Analysis and forecasts to 2026), IEA, December 2021 (enlace).



La mayoría de los países analizados cuentan con una o más reglamentaciones, programas, proyectos de ley o políticas nacionales para la incorporación de otros recursos energéticos distribuidos.

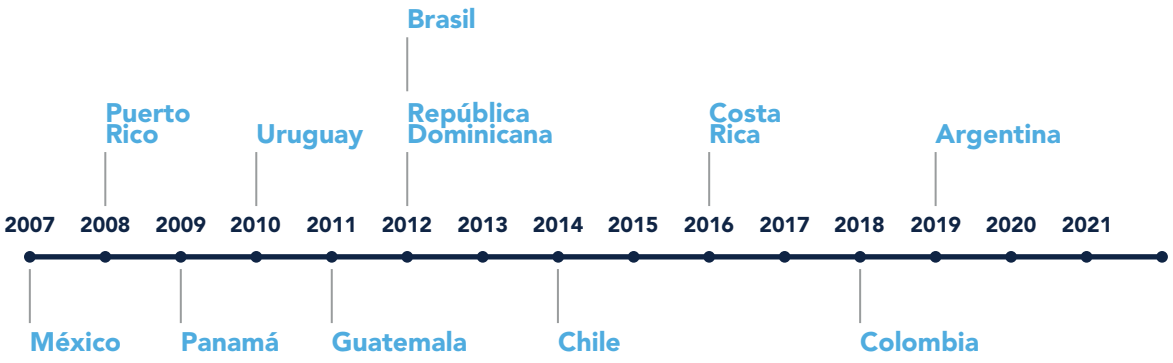
Dentro de estas tecnologías se incluye el almacenamiento detrás del medidor, las mini redes interconectadas, el esquema de generación solar comunitaria o compartida, o programas de respuesta a la demanda.

2.1. Estado de avance de la generación distribuida solar fotovoltaica en ALC

A partir del año 2007 comienzan a surgir en la región las primeras reglamentaciones a nivel nacional que habilitaron la actividad de generación distribuida en América Latina y El Caribe. No obstante, pueden encontrarse proyectos piloto previos a la publicación de los marcos regulatorios, los cuales contribuyeron a recabar información y experiencia para el desarrollo de las normas.

De los mercados incluidos en el presente reporte, México fue el primero en implementar[18] una regulación nacional sobre generación distribuida en el año 2007, seguido de Puerto Rico (2008), Panamá (2009), Uruguay (2010), Guatemala (2011), República Dominicana y Brasil (2012), Chile (2014), Costa Rica (2016), Colombia (2018) y Argentina (2019).

Figura 1. Año de implementación de regulaciones de nivel nacional de generación distribuida.



Fuente: elaboración propia.

18. Se entiende por implementación la puesta en operación de la actividad a partir de la cual comienzan a registrarse los proyectos bajo la regulación correspondiente.

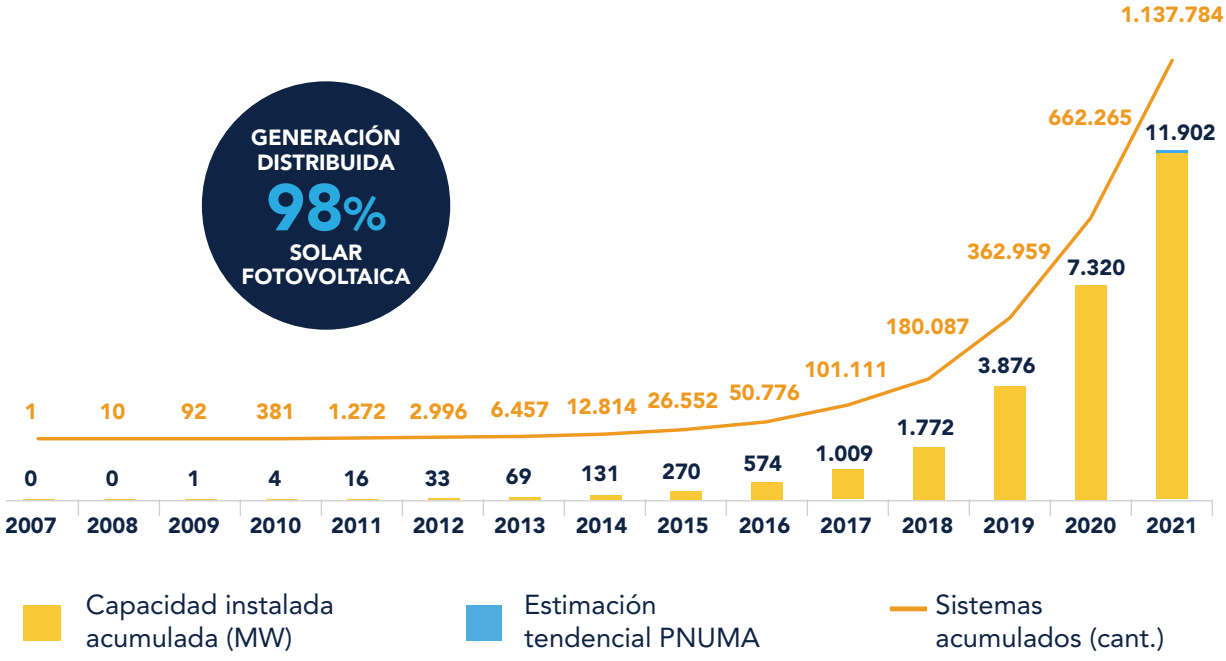
2.1.1. La generación distribuida cruza la barrera de los 10 GW y un millón de instalaciones en ALC

La generación distribuida ha evolucionado en forma diferente en cada uno de los países y los mercados analizados, y todos ellos coinciden en que su desarrollo crece sostenidamente. A su vez, los bajos costos actuales de la tecnología solar fotovoltaica configuran un momento propicio para promover las inversiones e iniciativas para el desarrollo de la actividad y de los productos y servicios asociados.



A diciembre de 2021, los mercados analizados acumulan 11,90 GW de potencia instalada y 1,14 millones de instalaciones. El 98% de la capacidad es de tecnología solar fotovoltaica.

Gráfico 2. Evolución de la generación distribuida en ALC.



Fuente: elaboración propia en base a reportes oficiales de cada uno de los países y estados incluidos en el presente reporte, y estimaciones tendenciales de cierre a 2021.

La capacidad instalada agregada de la región corresponde al último reporte oficial de cada uno de los mercados analizados[19]. Esta información, junto con la cantidad de sistemas instalados, ha sido complementada con estimaciones en los casos en que se obtuvo información parcial[20].

Entre 2010 y 2021 la capacidad instalada creció a un ritmo interanual promedio de 120%, incorporando cerca de 1 GW por año. En los últimos dos años se ha observado una aceleración con la incorporación promedio de 4 GW anuales.

El duro impacto de la pandemia de la COVID-19 no detuvo el crecimiento de la generación distribuida. En cada periodo, la generación distribuida ha superado su propio récord de capacidad instalada incorporada anteriormente.



La cantidad de instalaciones creció entre 2010 y 2021 a un ritmo de 127% interanual, lo cual representa unos 95 mil sistemas por año.

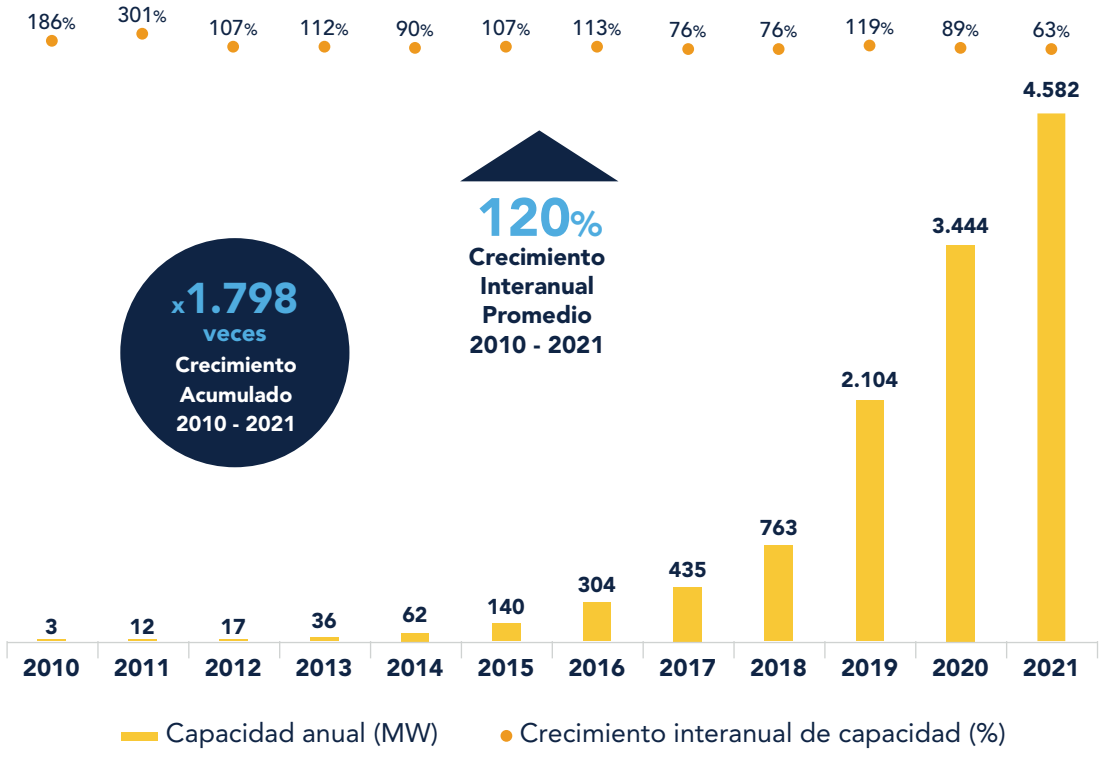
Al igual que la capacidad instalada, la cantidad de sistemas incorporados anualmente son sistemáticamente superados año tras año. En los últimos tres años, el total de nuevas instalaciones fue de unas 200 mil en 2019, 300 mil en 2020 y 475 mil en 2021.

El porcentaje de crecimiento anual respecto a la capacidad instalada y a la cantidad de sistemas en los últimos 10 años se mantiene por encima del 63% y 72% respectivamente.

19. Fechas de último reporte de capacidad instalada: Argentina (diciembre 2021), Brasil (diciembre 2021), Chile (diciembre 2021), Colombia (mayo 2021), Costa Rica (diciembre 2021), Guatemala (noviembre 2021), México (diciembre 2021), Panamá (diciembre 2021), Puerto Rico (febrero 2021), República Dominicana (diciembre 2021) y Uruguay (diciembre 2021).

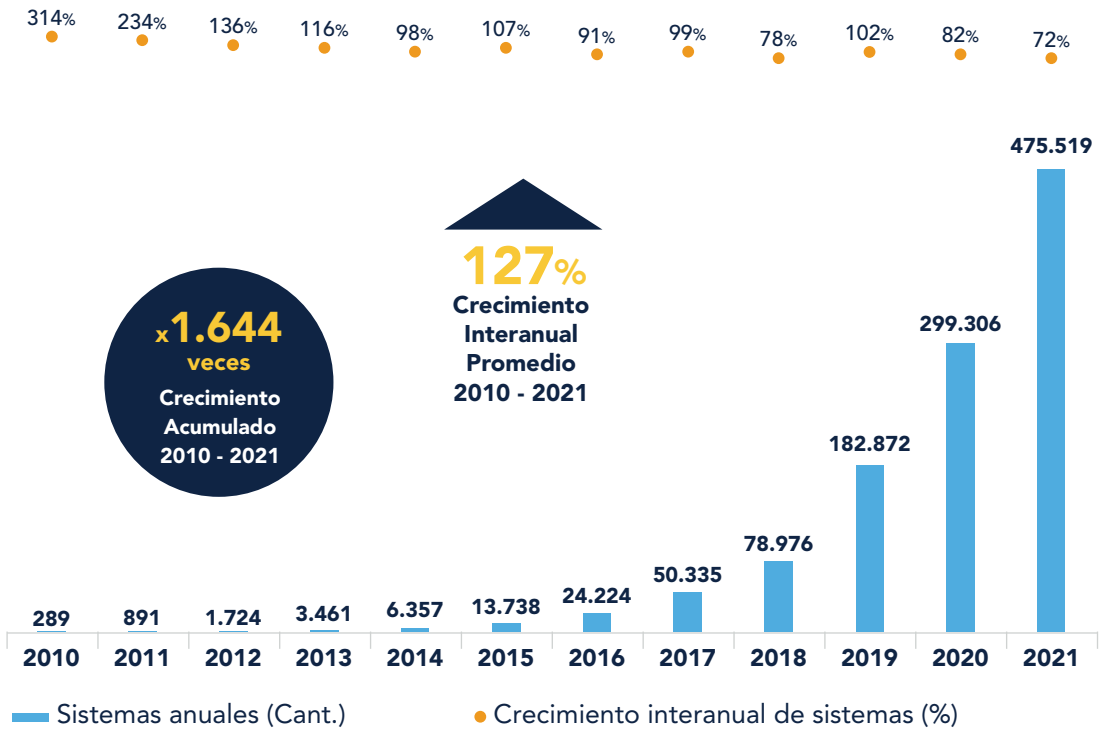
20. En estos casos se realizó una estimación en función a las tendencias de crecimiento relevadas de cada mercado con la finalidad de completar el año calendario 2021. Dichas estimaciones abarcan apenas un 0,5% del total de la capacidad instalada.

Gráfico 3. Capacidad instalada anual de generación distribuida en ALC y ritmo de crecimiento.



Fuente: elaboración propia.

Gráfico 4. Cantidad de instalaciones anuales de generación distribuida en ALC y ritmo de crecimiento.



Fuente: elaboración propia.

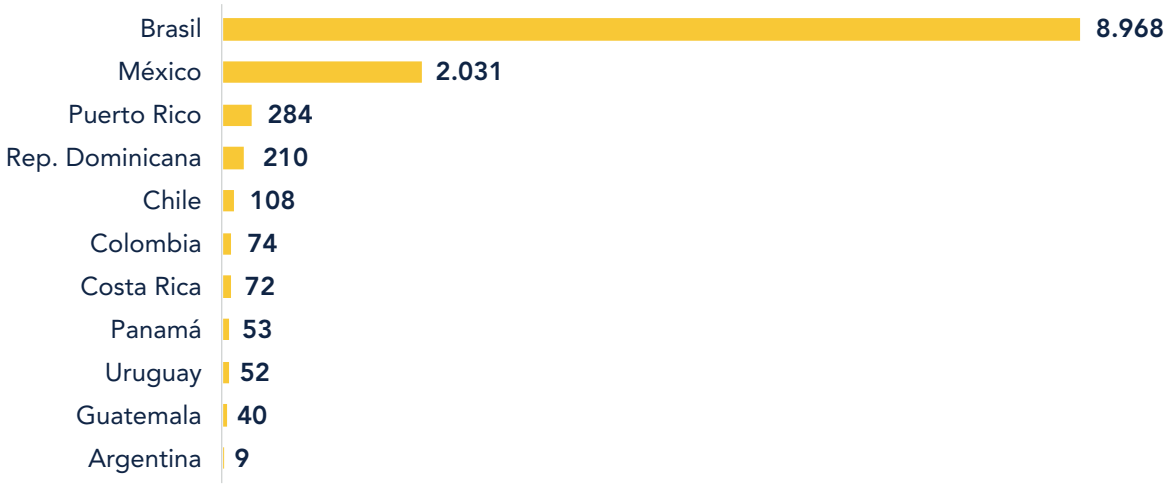
El mercado solar distribuido en ALC incorporó 4,6 GW en 2021, mediante la instalación de más de 475 mil sistemas.

Estas instalaciones significan inversiones por USD 5.970 millones, la creación de 51.948 nuevos empleos[21], y una reducción de emisiones por más de 3 $MtCO_2eq$.

Lideran la región respecto a la capacidad instalada acumulada hacia finales del 2021, Brasil con más de 8,9 GW, seguido de México con más de 2,3 GW, ambos con un mercado desarrollado y maduro, quienes registran sistemas de generación distribuida desde 2010 y 2007 respectivamente. Cabe destacar que hasta el año 2018 México reportaba la mayor cantidad de sistemas y capacidad instalada en la región, mientras que Brasil realizó un salto cuantitativo en los últimos tres años, duplicando la capacidad instalada de México en 2019, triplicándola en el año 2020 y cuadruplicándola en 2021.

Puerto Rico y República Dominicana con un estimado a fines de 2021 de 284 MW y 210 MW de capacidad instalada respectivamente, secundan a los líderes de la región, y representan a los mercados de generación distribuida más desarrollados en El Caribe.

Gráfico 5. Ranking de capacidad instalada (MW) de generación distribuida en ALC.

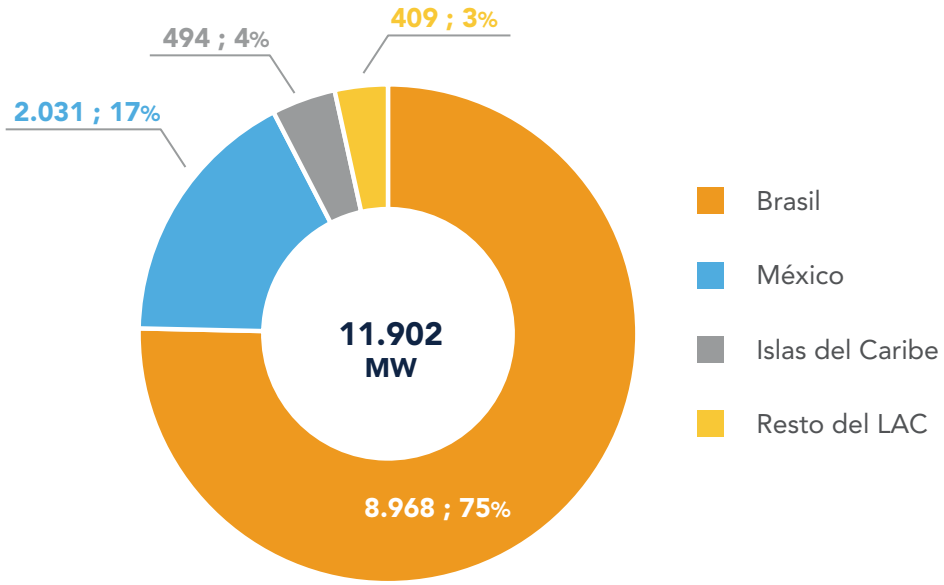


Fuente: elaboración propia en base a los reportes oficiales de casa país y estado, completado con estimaciones tendenciales a diciembre de 2021.

21. Calculados a partir del informe: Análisis costo-beneficio de la generación solar distribuida en México, GIZ, Asolmex (enlace)

El 93% de la capacidad instalada en la región se reparte entre Brasil (75%) y México (17%). Les siguen en participación Puerto Rico (2,4%) y República Dominicana (1,8%). Ambas islas de El Caribe reportan el 4,2% de la capacidad instalada en la región, mientras que ocupan solamente el 0,4% de la superficie territorial y el 2,7% de la población total.

Gráfico 6. Distribución por capacidad instalada (MW;%) de generación distribuida en ALC.



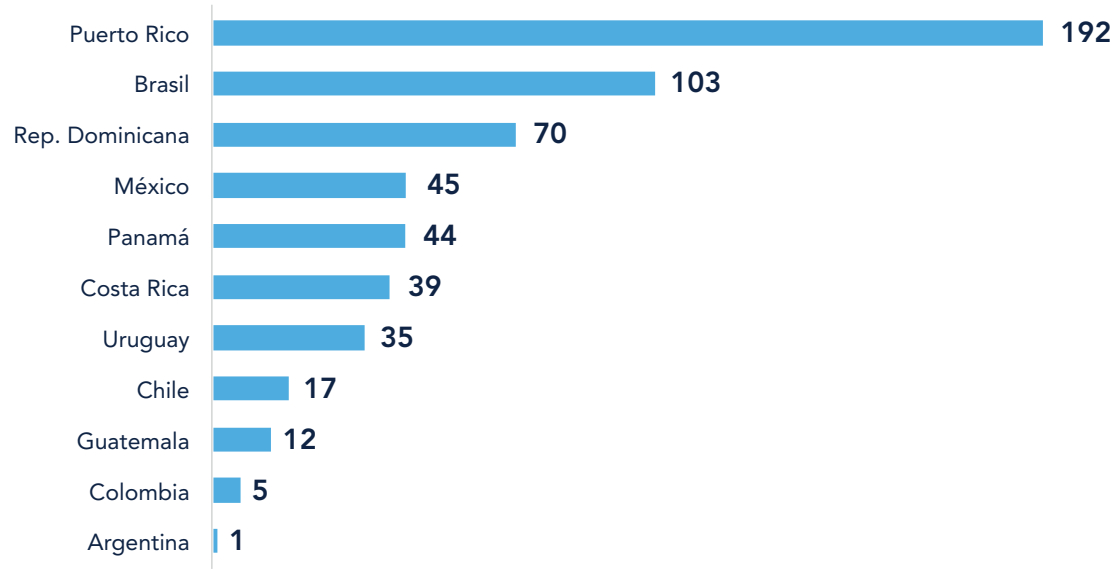
Fuente: elaboración propia.

Excluyendo del análisis a Brasil y México, el 55% de la capacidad instalada corresponde a la región de El Caribe (Puerto Rico y República Dominicana), el 27% a Sudamérica (Argentina, Chile, Colombia y Uruguay) y el 18% restante corresponde a Centroamérica (Costa Rica, Guatemala y Panamá).

Si se analiza la penetración de generación distribuida en función a la cantidad de usuarios eléctricos, Puerto Rico lidera con una penetración de 192 W/usuario, seguido de Brasil (103 W/usuario), República Dominicana (70 W/usuario), México, Panamá, Costa Rica, Uruguay, Chile, Guatemala, Colombia y Argentina. Los últimos dos corresponden a mercados donde recientemente se reguló la actividad de generación distribuida (2018 y 2019, respectivamente).

A modo de referencia, y para ilustrar el importante potencial de crecimiento de esta fuente en la región, Australia ha alcanzado en 2020 una penetración de energía solar fotovoltaica (considerando aplicaciones distribuida y de gran escala) de 810 W/habitante, superando a Alemania que se posiciona en segundo lugar en el mundo con una penetración de 650 W/habitante.

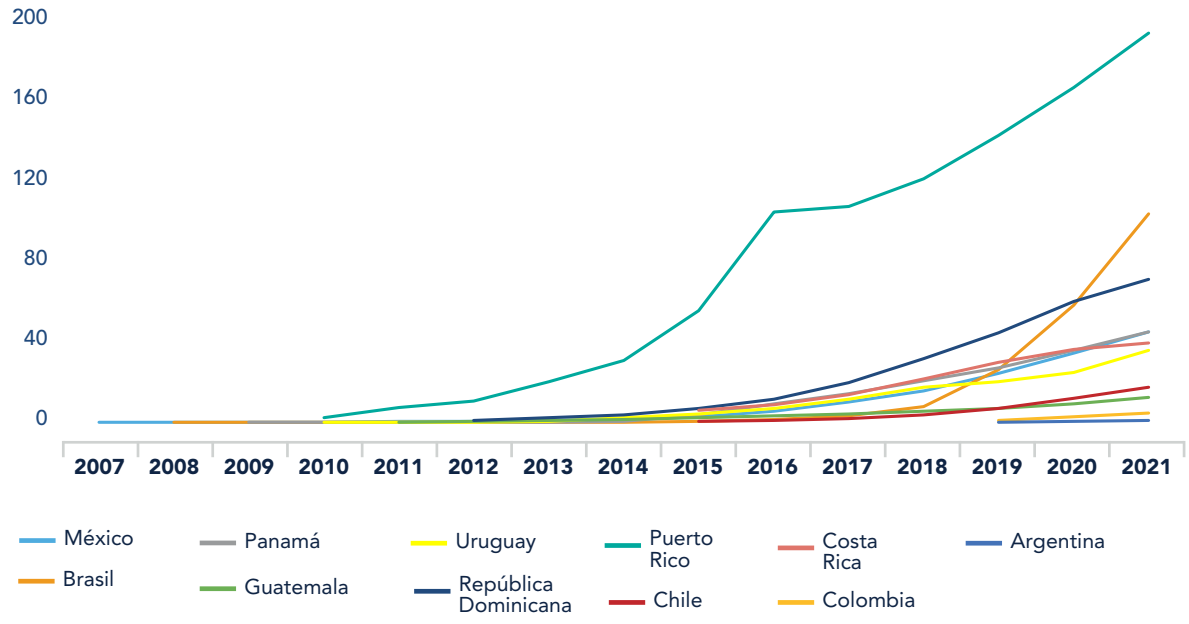
Gráfico 7. Ranking de penetración de generación distribuida (en W) por usuario eléctrico (cantidad) en ALC.



Fuente: elaboración propia.

En el gráfico a continuación puede observarse la evolución en la penetración de la capacidad instalada de generación distribuida desde su implementación en los diferentes mercados. Se destaca Puerto Rico quien ocupa el primer lugar desde sus comienzos, seguido de Brasil, donde comienza a aumentar drásticamente su penetración a partir del año 2018.

Gráfico 8. Evolución de penetración (W/usuario) de generación distribuida por país.

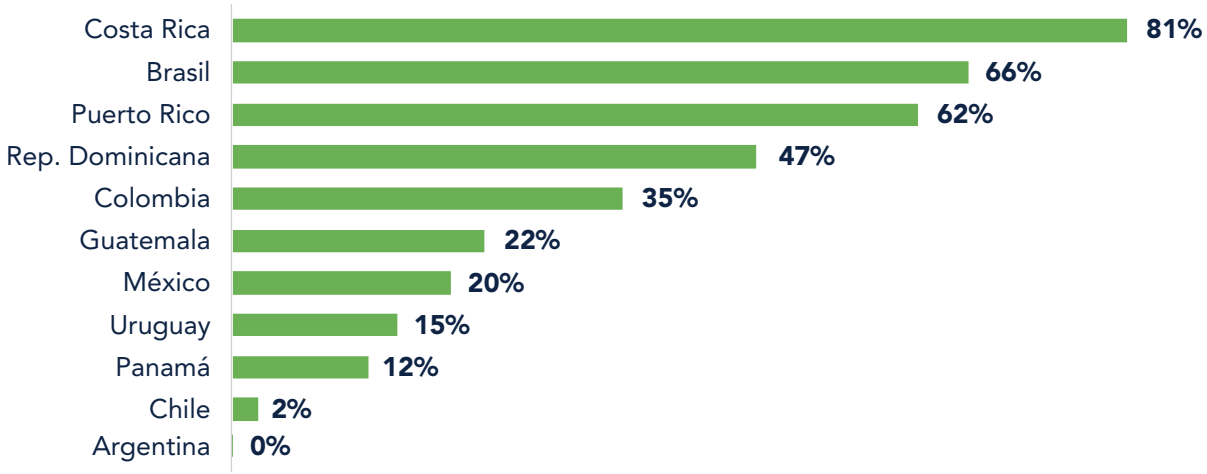


Fuente: elaboración propia.

Otro indicador interesante constituye la representación de la capacidad instalada de generación solar distribuida respecto de la capacidad instalada total de tecnología solar fotovoltaica en todas sus aplicaciones.

Se destaca Costa Rica reportando un 81% de solar fotovoltaica distribuida respecto del total de capacidad instalada de la tecnología solar en su sistema interconectado, seguido de Brasil, Puerto Rico y República Dominicana, mercados donde la solar distribuida supera a la capacidad instalada de la tecnología a gran escala.

Gráfico 9. Ranking de participación de la generación solar fotovoltaica (MW) sobre la capacidad instalada total de tecnología solar fotovoltaica (MW) en cada mercado.



Fuente: elaboración propia.

Se detallan a continuación los indicadores de penetración de generación distribuida solar fotovoltaica en la región de América Latina y El Caribe.

Infografía 1. Indicadores de Generación Distribuida de América Latina y El Caribe.



Fuente: elaboración propia.

Aun cuando es considerada de bajo alcance, la generación distribuida representa casi el 40% de la capacidad solar fotovoltaica instalada en ALC. Adicionalmente, cabe destacar que dicha tecnología creció más aceleradamente bajo la modalidad distribuida en la última década.

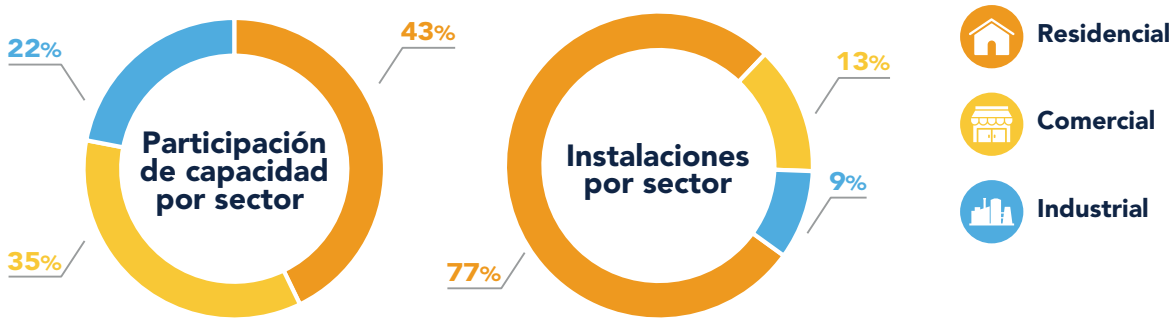
Las emisiones de gases de efecto invernadero evitadas gracias a la implementación de generación distribuida fue calculada en función a la estimación de la energía generada en cada uno de los mercados estudiados para finales del periodo 2021. Estas superan las tres millones de toneladas de CO_2, lo que equivale a la emisión anual debido la circulación de 810.000 automóviles en la Ciudad de México[22].

La tecnología solar fotovoltaica representa el 98% de la capacidad instalada bajo la modalidad distribuida, debido a su versatilidad y los costos de implementación, menos onerosos en comparación a otras tecnologías de fuentes renovables de energía.

2.1.2. La tecnología solar fotovoltaica lidera la generación distribuida en la región y la aplicación sobre el sector residencial es mayor en los mercados más desarrollados.

Es importante destacar que el recurso solar para la generación eléctrica fotovoltaica sobresale en la región, con un promedio de 1.800 kWh/kWp/año, o 4,9 kWh/kWp/día.

Gráfico 10. Participación sectorial por capacidad instalada (MW) de generación distribuida (izquierda) y por cantidad de instalaciones (derecha).



Fuente: elaboración propia.

22. Según el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático de México, un automóvil nuevo emite al año 3,7 toneladas de CO_2 equivalente en promedio. Se asume un automotor de baja emisión que emite 180 gCO_2/km y recorre un promedio anual de 21.278 km.

Según los datos disponibles, el sector residencial lidera el desarrollo de la generación distribuida reportando el 43% de la capacidad instalada y el 77% de las instalaciones en la región, seguido por el sector comercial y, por último, el sector industrial.

Sin embargo, son Brasil y Puerto Rico quienes reportan mayor participación de capacidad instalada en el sector residencial, con el 44% y 61% respectivamente. En el resto de los mercados los sectores comercial e industrial lideran la actividad, con una participación total promedio del 81% de la capacidad instalada, 47% en el sector comercial y 34% en el sector industrial.

Es importante destacar que el avance de la tecnología en los sectores comercial e industrial traccionan los precios del mercado interno hacia la baja, permitiendo expandir la actividad sobre el sector residencial.

Siendo Puerto Rico y Brasil los mercados con mayor penetración en términos de capacidad instalada por usuario eléctrico, se puede determinar que, en mercados más maduros y avanzados, aumenta la participación del sector residencial en la adopción de esta tecnología, y en mercados más incipientes son los sectores comercial e industrial los más expandidos.

La capacidad promedio de sistemas de generación distribuida en la región es de 10,5 kW. Al mismo tiempo, existe una amplia dispersión respecto del promedio regional. Tal es el caso de Panamá, que posee una capacidad promedio de 35 kW, Uruguay de 35 kW, Costa Rica de 30 kW y República Dominicana de 25 kW. En dichos países predominan los sistemas instalados en los sectores comercial, industrial y rural, por sobre el residencial.

Sin embargo, la capacidad promedio (cociente entre la capacidad instalada y la cantidad de sistemas), no siempre demuestra el liderazgo sectorial de la capacidad instalada. En el caso de Panamá, se reporta una capacidad promedio de sistemas de 35 kW (instalación mediana o comercial) pero en sus registros reporta que el 70% de la capacidad instalada corresponde a sistemas mayores a 100 kW (instalación grande o industrial), seguido por el 26% de la capacidad instalada mediante sistemas de entre 10 y 100 kW. **La importancia de registrar las instalaciones de generación distribuida por capacidad radica en obtener una adecuada caracterización fiel al mercado que se desarrolla en cada país, enviando señales a los inversores, desarrolladores de negocios, al sector bancario y financiero, incluso a los tomadores de decisión, para que puedan optimizar la evolución de la actividad.**

Respecto al establecimiento de la capacidad máxima habilitada para la conexión de sistemas bajo la modalidad distribuida, en la región predominan los límites en el orden de los MW, siendo 5 MW para Brasil, Guatemala y Puerto Rico, 2 MW para Argentina, 1 MW para República Dominicana y Colombia. Algunos países, como Panamá y Costa Rica, no establecieron un límite máximo de conexión, permitiendo que ningún proyecto que excluido del alcance de la actividad. No obstante la capacidad máxima reglamentada, la capacidad promedio no varía, sino que se ajusta al mercado interno, que se desarrolla en algunos sectores antes que en otros, o bien a otros condicionamientos establecidos en la regulación.

Tabla 1. Capacidad promedio de sistemas instalados y capacidad máxima de generación distribuida habilitada según cada reglamentación.

Mercado	Capacidad Promedio (kW)	Capacidad máxima habilitada (kW)
Argentina	13	2.000
Brasil	11	5.000
Chile	10	300
Colombia	16	1.000
Costa Rica	30	Sin límite
Guatemala	7	5.000
México	8	500
Panamá	35	Sin límite
Puerto Rico	10	5.000
República Dominicana	25	1.000
Uruguay	35	150

Fuente: elaboración propia.

2.1.3. Esquemas de implementación en diferentes mercados

El nivel de normativa para habilitar e implementar la actividad de generación distribuida difiere entre los mercados. Algunos de ellos lo establecen mediante leyes, tal es el caso de Argentina, Chile, Colombia, México y Puerto Rico. Otros países regulan la actividad mediante reglamentos técnicos, resoluciones, decretos u otros niveles de regulación. Costa Rica y Brasil se encuentran en proceso de sancionar leyes nacionales de generación distribuida con la intención de elevar su seguridad jurídica.

Al mismo tiempo, algunos mercados incluyen dentro de la normativa específica de la actividad o dentro de otras normas asociadas del sector, metas y objetivos de incorporación de generación distribuida, lo cual promueve el desarrollo y motiva su inclusión en la planificación energética nacional.

Respecto a los mecanismos de compensación, dos tercios de los mercados utilizan el modelo de "Medición Neta", mientras que el tercio restante utiliza el modelo de "Facturación Neta".

Algunos mercados también habilitaron el modelo de venta total para generación distribuida, e incluso varios utilizan más de un mecanismo de compensación, a elección del cliente final o en función al tipo de usuario regulado.

Además de reglamentar sobre la capacidad máxima habilitada para conectar equipos de generación para autoconsumo en las redes de distribución, o transporte en algunos casos, en ciertos mercados de la región se establecieron límites máximos de penetración a partir de los cuales se solicitan estudios de viabilidad de conexión. Varios de ellos se encuentran bajo revisión y actualización, ya que presentan un limitante para la expansión de la tecnología, y al mismo tiempo no se han reportado riesgos sobre la infraestructura.

El límite de penetración establecido en dichos mercados corresponde a un porcentaje que varía entre el 15% y el 80% de la capacidad instalada en el circuito de alimentación o se especifica como un porcentaje de la demanda (en MW) y consumo (en GWh) de la distribuidora. Varios mercados no especifican límites máximos de penetración, permitiendo el desarrollo progresivo de la generación distribuida, sin obstaculizar la conexión de los sistemas por parte de los usuarios.

En todos los casos la medición es llevada a cabo mediante un medidor bidireccional.

En algunos pocos casos la regulación solicita además la colocación de un medidor de generación. Cabe aclarar que, según lo relevado, en estos casos no se fiscaliza el cumplimiento de este segundo medidor o su normativa se encuentra bajo revisión para excluir la obligación del mismo, ya que agrega costos al sistema y la recolección de información dificulta su operación.

Todas las normativas establecen un procedimiento para la conexión de los sistemas y en algunos casos la firma del contrato de conexión bajo la modalidad de generación distribuida.

En cuanto a los estándares y requerimientos sobre el equipamiento y la instalación, predomina la obligación de normas IEC 61.215, IEC 61.730, entre otras IEC, las normas UL 1.741, y las IEEE 1.547 y otras IEEE. En dos de los once mercados se solicita la garantía del fabricante sobre el equipamiento instalado, y la mayoría establece que la instalación debe ser realizada por personal calificado.

Muchos mercados ya han implementado, o se encuentran en vías de hacerlo, una plataforma en línea para gestionar de forma más ágil y rápida la conexión de los sistemas.



2.1.4. Financiamiento, incentivos y repagos atractivos motivan el despliegue de la solar distribuida



El 90% de los mercados analizados reporta un periodo de repago de la inversión de un sistema solar fotovoltaico distribuido menor o igual a 5 años en alguno de los sectores estudiados.

La tecnología solar fotovoltaica ha evolucionado rápidamente en los últimos 10 años. Según el último reporte de costos de mercado de IRENA[23], globalmente los costos unitarios de instalación medios disminuyeron un 81% entre 2010 y 2020, con una reducción del 13% solamente en el último año. IRENA reporta que el costo total promedio de instalación de sistemas fotovoltaicos, en todas sus escalas, ha decrecido desde los 4,73 USD/W instalado en 2010, hasta los 0,88 USD/W instalado en 2020. Respecto de los sistemas domiciliarios, el reporte informa una caída de precios de entre 45% y 85% entre los años 2010 y 2020, observándose actualmente un rango de precios para sistemas residenciales entre 0,6 y 2,9 USD/W instalado.

Por otra parte, según el reporte "*The Future of Solar Photovoltaic*"[24] de IRENA, se estima que la reducción de costos en proyectos solares fotovoltaicos continuará su marcada tendencia decreciente en las próximas tres décadas, alcanzando un valor promedio de 0,58 USD/W instalado para 2030 y de 0,32 USD/W para 2050.

Respecto a la región de ALC, el informe "*Financiamiento de energía solar distribuida: Oportunidades para la Banca Comercial en Panamá*" de Generación SOLE, PNUMA (2021)[25], promedia los costos de sistemas de generación distribuida en Panamá entre 1,86 USD/W instalado y 1 USD/W instalado, para sistemas residenciales e industriales respectivamente. El "*Estudo Estratégico Geração Distribuída*" de Greener (2021)[26] informa que los precios promedio de los sistemas en Brasil, dado a su desarrollado mercado, se encuentran entre 1,16 y 0,7 USD/W instalado para sistemas residenciales e industriales respectivamente.

Con el objetivo de analizar la viabilidad económica de la implementación de la tecnología, este reporte incluye un análisis simple de repago realizado para cada uno de los mercados de la región, utilizando las tarifas representativas de cada sector y un precio promedio de los sistemas residenciales, comerciales e industriales. Como resultado se concluye que **en términos promedio el periodo de repago de un sistema residencial ronda los 6** años, mientras que los sistemas para el sector comercial e industrial se aproximan a los 5 y 4 años respectivamente. No obstante, existe una dispersión de los resultados donde se evidencia un mínimo de 4, 3 y 2 años para los sectores residencial, comercial e industrial, y un máximo de 8 para los sectores residencial y

23. Renewable Power Generation Costs - IRENA 2021 (enlace).
24. Future of Solar Photovoltaic - IRENA 2019 (enlace).
25. La oportunidad de negocio de la Generación Solar Distribuida en Panamá, Generación SOLE (enlace)
26. Estudo Estratégico Geração Distribuída, Greener, 2021 (enlace).

comercial y 7 años para el industrial. Se considera por separado el caso de Argentina, en donde se reportan periodos de repago de 19 años en promedio debido a su particularidad respecto a la elevada composición de subsidios en la tarifa eléctrica.

El costo del equipamiento sigue siendo la principal barrera de expansión de la generación distribuida solar fotovoltaica, aun cuando los repagos se reportan atractivos y el costo nivelado de la energía solar fotovoltaica generada en forma distribuida se encuentra por debajo de los precios minoristas variables de electricidad.

La disponibilidad de financiamiento, la habilitación de modelos de negocios y los incentivos promocionales resultan estratégicos y fundamentales para fomentar su desarrollo y despliegue en ALC hasta alcanzar un mayor estado de madurez en cada mercado.

El 90% de los mercados han implementado algún tipo de incentivo para promocionar la generación distribuida.

Los mecanismos de incentivo más difundidos son de tipo fiscal, seguidos por incentivos arancelarios, financieros e impositivos.

El incentivo fiscal comúnmente se constituye como un beneficio cancelable frente al impuesto a la renta, por un valor proporcional a la inversión. Por su naturaleza, este tipo de incentivos alcanza a los sectores comercial e industrial.

A su vez, los usuarios de los sectores comercial e industrial pagan en general una tarifa más baja que los usuarios residenciales, y como los sistemas solares distribuidos varían sus precios en función a su economía de escala, resulta menos oneroso un equipo para dichos sectores que para un usuario residencial. Esta particularidad, sumada a los beneficios fiscales, provoca un gran dinamismo en el sector comercial e industrial, que contribuye en traccionar los precios a la baja, favoreciendo indirectamente al sector residencial también.

El escaso acceso al financiamiento, sobre todo en el sector residencial, se destaca como una de las barreras predominantes para la expansión de la generación distribuida en la mayoría de los mercados, excepto en Brasil y Puerto Rico.

La iniciativa regional Generación SOLE[27] del PNUMA ha identificado que la escasa participación del sector bancario comercial en los proyectos de generación solar distribuida se debe principalmente a tres factores: la errónea percepción de que el tamaño del mercado es insignificante, el desconocimiento del sector que conduce a elevar la connotación del riesgo tecnológico, y el desconocimiento del comportamiento de una cartera de crédito compuesta

27. Generación SOLE, PNUMA. (enlace)

de activos solares. Para ello, ha realizado estudios de mercado específicos en Panamá y Colombia, con recomendaciones concretas y prácticas para fomentar el financiamiento de generación solar distribuida. Estos informes pueden ser aprovechados por el resto de los países de la región de América Latina y El Caribe.

Modelos de negocios como las ESCOs o empresas de servicios energéticos, y los arrendamientos o "*leasing*", suelen motivar la implementación de sistemas de generación distribuida en aquellos mercados donde no existen barreras para su aplicación y correcto funcionamiento. A través de estos modelos, los usuarios no afrontan los costos iniciales del equipamiento e instalación, sino que comúnmente pagan una cuota fija por el servicio, o bien comparten parte del ahorro en la facturación propiciado por el sistema, entre otros esquemas. En el 65% de los mercados de la región se encuentran habilitados este tipo de modelos de negocios que contribuyen a expandir la tecnología.

La compra agregada de equipamiento es otra herramienta utilizada con el fin de impulsar la incorporación de generación distribuida en el sector residencial. Al mismo tiempo, incluir dentro de la gestión a la instalación de dichos sistemas, agiliza la incorporación y asegura la calidad de la colocación y puesta en marcha, promoviendo la larga vida útil de la tecnología.

Sin embargo, el crecimiento progresivo de instalaciones de generación distribuida no solo dependerá de la disponibilidad de mecanismos de incentivo y la existencia de un propicio escenario macroeconómico y financiero. La difusión y conocimiento de las nuevas tecnologías por parte de la población, el desarrollo local de la oferta de servicios asociados a las mismas y la evolución de las tarifas eléctricas, constituyen factores importantes para el desarrollo de la generación distribuida y otros recursos energéticos distribuidos.

2.2. Desarrollo de otros recursos energéticos distribuidos en ALC

El 90% de los mercados analizados reportan una o más reglamentaciones, programas, proyectos de ley o política nacional relacionada a la incorporación o desarrollo de otros recursos energéticos distribuidos más allá de la generación distribuida.

Para el análisis se consideran las tecnologías de almacenamiento para autoconsumo, las mini redes interconectadas, el esquema de generación solar comunitaria o compartida, y los programas de respuesta a la demanda, como otros recursos energéticos distribuidos.

El desarrollo de este tipo de tecnologías es aún incipiente. En algunos casos no se registra con precisión la capacidad instalada o el estado de avance, en otros casos la reglamentación no ha sido implementada en tu totalidad, sin embargo, algunas tecnologías comienzan a explorarse mediante pruebas piloto o proyectos de investigación.

En términos generales, hay un camino a recorrer en relación al desarrollo de normativa, al establecimiento de estándares técnicos y a la modernización de la infraestructura y los sistemas en dirección a la digitalización.



Las tecnologías de almacenamiento detrás del medidor están habilitadas dentro de la regulación de generación distribuida en la mitad de los mercados estudiados.

En uno de los casos relevados (Uruguay) se desarrolló una normativa independiente a la de generación distribuida para regular la incorporación de almacenamiento sin inyección a la red.

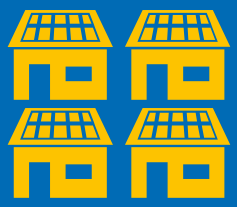
El uso de baterías detrás del medidor tiene la finalidad de respaldar ante cortes de suministro en la mayoría de los casos, aunque también son utilizadas para la reducción del pico de demanda cuando los usuarios abonan tarifas horarias, para gestionar el horario de consumo, y para instalar un sistema de generación distribuida sin inyección a la red. Esta última opción resulta atractiva cuando el usuario cuenta con elevadas pérdidas por compensación de créditos, o ante eventuales cambios regulatorios respecto al sistema de compensación en un régimen de generación distribuida.

Las baterías también son utilizadas detrás del medidor para prestar servicios auxiliares al sistema, no obstante, es necesario regular sobre la compensación del servicio, lo cual, de momento no se ha desarrollado en los mercados minoristas de la ALC.

Según el reporte sobre la perspectiva global de almacenamiento de energía, publicado en 2021, BloombergNEF[28] estima que el almacenamiento estacionario de energía alcanzará en términos globales los 358 GW de capacidad y 1.028 GWh de energía para fines del año 2030, aumentando más de 20 veces la capacidad instalada a fines del año 2020 y representando una inversión que supera los $ 262 mil millones de dólares. Las proyecciones estiman que aproximadamente un cuarto de las instalaciones de almacenamiento globales para 2030 corresponderá a baterías localizadas por clientes residenciales, comerciales e industriales, que crecen a un ritmo constante.

Debido a los actuales precios de la tecnología, las inversiones en almacenamiento en la región se justifican en mercados eléctricos con altas diferencias tarifarias entre bloques horarios y elevados cargos de contratación de potencia, sin necesidad de contar con incentivos adicionales. Para el resto de los casos, aún es necesario disponer de dichos mecanismos para promover su aplicación. A su vez, la región evidencia la necesidad de desarrollar reglamentaciones específicas, principalmente respecto a estándares técnicos de productos e instalación, para promover y desplegar la integración del almacenamiento distribuido.

28. BloomberNEF (enlace).



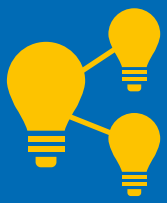
En dos tercios de los mercados de la región la generación solar comunitaria o compartida forma parte de los esquemas incluidos en la regulación de generación distribuida.

Cabe destacar que otro 20% de los mercados que aún no lo tienen regulado e implementado, lo incluyen en políticas, agendas de transición, o proyectos de ley.

La ventaja distintiva que presenta este esquema radica en que por economía de escala los usuarios logran acceder a la tecnología a un costo de implementación menor, ya que el precio que un usuario paga por la porción de un equipamiento será siempre menor al que pagaría en forma individual. Al ser compartidos, también se reduce el costo por mantenimiento del sistema. La participación agregada permite acceder a condiciones financieras y crediticias más atractivas y a modelos de negocios innovadores para la implementación de la tecnología.

El esquema solar comunitario permite la adhesión de aquellos usuarios que habitan en edificios de departamentos, donde la limitante suele ser el espacio disponible para la incorporación de los paneles solares, aprovechando espacios de azoteas, terrazas, estacionamientos, y otras superficies comunes.

En la región, la participación del esquema de generación solar comunitaria es menor en comparación a los sistemas individuales instalados en forma distribuida. En la mayoría de los casos no se registra específicamente la capacidad instalada bajo el esquema comunitario, con excepción de Brasil, en donde el 0,8% de la capacidad instalada se encuentra bajo este esquema.



Si bien algunos de los mercados han comenzado a incluir las mini redes interconectadas en sus políticas, lo instalado corresponde a ensayos y pruebas piloto.

Las mini redes interconectadas, cuya finalidad radica en aumentar la resiliencia y confiabilidad en las redes y los sistemas de distribución, son aún incipientes en la región.

Éstas cobran particular interés en las zonas que frecuentemente son afectadas por huracanes, terremotos, y otros fenómenos climáticos, donde la infraestructura eléctrica convencional resulta físicamente afectada. Esto sucede principalmente en las islas de El Caribe, donde normalmente los sistemas interconectados no se encuentran enlazados con otros sistemas y un solo desperfecto puede afectar el servicio eléctrico en una zona extendida. Tal es el caso de Puerto Rico, que incluye una planificación detallada de incorporación de micro y mini redes interconectadas en su Plan Integrado de Recursos.



Un tercio de los mercados de la región cuenta con regulación de respuesta a la demanda, y otro tercio la ha incluido en sus políticas de planificación energética para desarrollarla en los próximos años.

Las regulaciones y programas de respuesta a la demanda comenzaron a ser implementadas en la región. Este recurso existe en forma distribuida en todos los sistemas eléctricos, y es considerado el más eficiente en términos energéticos y económicos. No requiere de grandes inversiones sino más bien de una regulación simple, y una clara y eficaz comunicación hacia los usuarios finales del sistema.

Los programas pueden implementarse mediante un esquema implícito, basado en señales de precios diferenciados, o mediante un esquema explícito, donde se incentiva económicamente la participación de la demanda y existe una responsabilidad contractual por parte de la misma.

Los programas de respuesta a la demanda aplicados para reducir carga mediante la desconexión de consumo se complementan muy bien con la progresiva incorporación de sistemas de almacenamiento para autoconsumo. De esta manera, se logran servicios más económicos y confiables para el sistema.

La respuesta a la demanda puede prestar múltiples servicios y mejorar las condiciones de flexibilidad y seguridad de los sistemas. Tal vez el reto más desafiante en la región consiste en definir esquemas de remuneración o compensación e incentivos adecuados para motivar a los consumidores. Asimismo, la integración de equipos de medición inteligentes es necesaria para llevar a cabo los programas. Varios mercados comenzaron a realizar los cambios a medidores inteligentes de cara al desarrollo de la participación activa de los usuarios finales.

El desarrollo de los recursos de respuesta a la demanda dependerá también de la composición de los mercados locales, ya que es necesaria la participación de oferentes de servicios, que ya se encuentra presente en algunos mercados de la región, además de los recursos técnicos del lado de la demanda y de la oferta para regular esquemas de medición, verificación, pagos y sanciones.

2.3. Desafíos y oportunidades

El análisis realizado para profundizar el desarrollo de la generación solar distribuida en la ALC relevó las siguientes estrategias:

- **La simplificación y estandarización de los trámites para la conexión de sistemas es necesaria para sumar a los interesados.** Las demoras e incertidumbre provocadas por trámites presenciales o que difieren entre empresas distribuidoras o departamentos, suelen obstaculizar los procedimientos y desmotivar la instalación o habilitación de los sistemas. Esta es una de las principales barreras reportadas en el 90% de los casos estudiados. El desarrollo de **plataformas en línea**, donde se permita la participación tanto de los usuarios y autoridades relevantes, como también a los instaladores y distribuidores, y mediante la cual se habilite la firma de contratos o autorizaciones de conexión, permitirá una gestión ágil y eficiente.

- **Ampliar la oferta de financiamiento para la adquisición de los sistemas para el desarrollo del sector.** La principal barrera para la incorporación sigue siendo el desembolso significativo que deben hacer los usuarios para la compra e instalación del equipamiento. Las características de la inversión conducen a la importancia que adquiere el financiamiento para este tipo de proyectos.

- **Eliminación o revisión de los límites máximos de penetración y de capacidad establecidos.** El desarrollo actual de la tecnología, y su impacto positivo en las redes de distribución, están conduciendo a la revisión de las normativas actuales como una opción para acelerar la incorporación de la tecnología en el 40% de los casos estudiados. Este tipo de limitante requiere actualizaciones periódicas, y en muchos casos provoca el rechazo o la baja de los proyectos.

- **El fortalecimiento de capacidades específicas para el desarrollo sostenible en el tiempo de la tecnología.** El 20% de los mercados reportó esta necesidad, con el fin de lograr que las instalaciones sean realizadas respetando altos estándares de seguridad y calidad.

- **Reforzar la comunicación de la tecnología, su implementación y los beneficios económicos, ambientales y sociales.** Una herramienta simple y de gran impacto en los nuevos mercados son las **plataformas de acceso a la información pública. El proceso de seguimiento y evaluación no solo es necesario, sino que también crea un banco de información, lo que ayuda a evaluar la eficacia de las políticas y ofrece la oportunidad de compartir información entre otras partes interesadas.** En ellas puede agregarse toda la información relacionada a la actividad, con el fin de acercar la oferta a la demanda, incluyendo calculadoras de ahorro, listado de proveedores de equipos y servicios, acceso a incentivos o

financiamiento, guías de implementación y buenas prácticas, entre otros. A su vez, poner a disposición y difundir la información mediante este tipo de herramientas, facilita los procesos de análisis de riesgos percibidos por la banca comercial y visibiliza el mercado activo y potencial de la actividad.

- **La revisión y actualización periódica del marco regulatorio de generación distribuida se encuentra presente en el 35% de los mercados.** Reglas claras y transparentes adecuadas a los nuevos mercados y formas de comercialización son uno de los motores principales de la actividad, aportando seguridad jurídica para motivar las inversiones del sector privado.

- **Desarrollar marcos regulatorios flexibles con la innovación tecnológica y nuevos modelos de negocio.** Las evidencias respecto de los avances sobre **la adopción de otros recursos energéticos distribuidos** demuestran que resulta necesario articular e integrar las diversas tecnologías de forma coherente con la transformación del sistema eléctrico hacia uno que propenda a la seguridad del suministro de forma asequible y sostenible, con una regulación lo suficientemente flexible para adaptarse a futuros cambios. Para ello, **desarrollar los marcos regulatorios y activar los mecanismos de incentivo o modelos de negocio atractivos para maximizar los beneficios para el usuario final cuando se requiera**, establecerá un importante punto de partida para desplegarlos y traerá beneficios para el sistema y la sociedad en su conjunto. El camino transitado sobre **la regulación de la actividad de generación distribuida allanó el camino** para demostrar con la experiencia que pueden adoptarse y fomentarse otras tecnologías de transición con simplicidad y agilidad, sobre todo si se comparten los casos de éxito y los desafíos a sortear entre los mercados de la región.

- **Agregación de información y resultados de proyectos piloto para difundirlos en los mercados de la región.** Las pruebas piloto permiten la elaboración de reglas que se irán adaptando a los cambios y a la curva de aprendizaje para los reguladores, operadores y consumidores de cada mercado. Mediante estos ensayos es posible experimentar definiciones y estándares, acelerando su implementación y dando señales de precios para la conformación del mercado.

- **Intercambiar información a través de comunidades de práctica regionales.** La información respecto a los recursos energéticos distribuidos en general y la generación distribuida en particular, se encuentra desagrada entre los países de la región, con un difícil acceso en la mayoría de los casos. **Agregar la información, visibilizar e intercambiar** las mejores prácticas para diseñar políticas y marcos regulatorios, como también comunicar sobre la ejecución de proyectos y regímenes de promoción que han desencadenado el despliegue de estas nuevas tecnologías en la región, reviste de importancia para avanzar en conjunto, atraer los mercados financieros hacia América Latina y El Caribe y transitar hacia los nuevos modelos energéticos.

2.4. Iniciativas destacadas

La experiencia muestra que es natural un avance progresivo de la generación distribuida a partir de que se habilita la actividad mediante su reglamentación. Sin embargo, en las diferentes etapas de su evolución los mercados han desarrollado actividades o programas que resulta importante destacar.

- **Programa Techos Solares Públicos.** En mercados incipientes, o aquellos con miras a potenciarlo, la implementación de proyectos piloto liderada por usuarios innovadores (tanto personas como empresas), ayuda a dinamizar y visibilizar la actividad en su etapa inicial. Tal es el caso de Chile, donde el Programa Techos Solares Públicos[29] logró movilizar el sector, bajar los precios de la tecnología y aumentar su oferta, además de potenciar las capacidades técnicas asociadas a la actividad.

- **Compra e instalación agregada de sistemas para viviendas.** Como se mencionó previamente, debido a las características de la inversión el sector residencial es el que normalmente debe adquirir sistemas que resultan más costosos, principalmente por su pequeña escala. Además, en muchos países el sector residencial no es alcanzado por uno de los beneficios fiscales más comúnmente utilizado, como es la exención o compensación frente al impuesto sobre la renta. A su vez, este sector encuentra más dificultades para acceder a un financiamiento atractivo. Por todo esto, existen programas específicos que ayudan a impulsar el sector residencial, como es la compra e instalación agregada de sistemas para viviendas. En este caso se logran tres objetivos: acceder a menores costos de la tecnología, avanzar rápida y organizadamente en su implementación y asegurar una apropiada instalación conforme a las buenas prácticas y estándares de calidad y seguridad aplicables, garantizando que el equipamiento opere durante toda la vida útil del proyecto. Este es otro de los mecanismos implementados en Chile, bajo el Programa Casa Solar[30].

- **Relevamientos de oportunidades de mercado.** Algunos mercados realizaron un diagnóstico para identificar las oportunidades de mercado de la generación solar distribuida desde una perspectiva del sector bancario, tal es el caso de Colombia[31] y Panamá[32]. A partir de ello cuantificaron el potencial de crecimiento de la tecnología y el volumen de inversiones, y entendieron que el sector financiero se presenta como un actor clave para lograr el despegue de la actividad. A su vez, este tipo de análisis identifica riesgos y acciones para mitigar las barreras de expansión, entre otros beneficios.

29. Programa Techos Solares Públicos (enlace)
30. Programa Casa Solar (enlace)
31. La oportunidad de negocio de la generación solar distribuida en Colombia. Generación SOLE. PNUMA. (enlace)
32. La oportunidad de negocio de la generación solar distribuida en Panamá. Generación SOLE. PNUMA. (enlace)

- **Asociaciones empresariales.** La conformación de cámaras y asociaciones de energías renovables en general, y de generación distribuida en particular, contribuyen en organizar al sector, crear alianzas estratégicas y realizar un seguimiento de mercado mediante estudios específicos y detección temprana de barreras artificiales que impiden su expansión. Éstas son identificadas en la mayoría de los mercados relevados.

- **Procesos participativos para definición de estrategias nacionales de generación distribuida.** En mercados desarrollados, o con fuertes intenciones de impulsar su despegue, la inclusión de la actividad de generación distribuida en una agenda pública especifica, propone estrategias puntuales y resalta la importancia de preparar el mercado para su expansión. En Panamá se desarrolló en 2021 una Estrategia Nacional de Generación Distribuida[33] como uno de los lineamientos específicos de la Agenda de Transición Energética aprobada en 2020.

- **Implementación mediante proyectos piloto.** El desarrollo de pruebas piloto previo a la reglamentación de la actividad, como se realizó en Costa Rica y Brasil, entre otros mercados, han sido útiles para recabar información específica, realizar ensayos y estudiar resultados, aprovechando la curva de aprendizaje requerida en toda nueva implementación de tecnología, para lograr marcos reglamentarios sencillos, claros y flexibles.



Foto: Sistema solar flotante – 120 kW – Comuna Putaendo, Región de Valparaíso, Chile.

33. Estrategia de Generación Distribuida. Secretaría de Energía. Ministerio de la Presidencia, Panamá. (enlace)



3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



El análisis del marco regulatorio realizado para los diferentes mercados de la región, y el relevamiento del desarrollo de la actividad de generación distribuida en los países y estados estudiados, muestra que, en mayor o menor medida, **todos los esquemas tuvieron éxito**. La creciente capacidad instalada y el aumento en el número de instalaciones y sistemas son la evidencia de un mercado que comenzó a desplegarse en América Latina y el Caribe, gracias a las condiciones propias de cada uno de los países.

Dentro de las tecnologías de transición, particularmente en lo que concierne a la generación distribuida, la solar fotovoltaica muestra un desarrollo marcadamente superior al resto, no solo por la sostenida disminución en los costos de sus componentes, sino también por su fácil y versátil incorporación y la muy baja necesidad de mantenimiento.



La generación solar distribuida se constituye como una estrategia fundamental para la descarbonización del sector, el crecimiento económico mediante la generación de empleo y la atracción de inversiones, y su consecuente recuperación ante crisis económicas, sanitarias y climáticas.

Los **marcos regulatorios claros y flexibles** son necesarios para desplegar la tecnología. Estos deben poder adaptarse fácilmente al dinamismo del sector y de la propia transición, para garantizar el desarrollo sostenible, eficiente e inclusivo de la tecnología, y otorgar certidumbre a largo plazo para sus inversiones.

Sumado al desarrollo de una regulación que imparta seguridad jurídica en un mercado, resulta también esencial preparar el terreno para desplegar la tecnología. Para ello, es necesario **simplificar los trámites** que deben realizarse en el marco reglamentario para agilizar la conexión de sistemas, **comunicar** y **difundir** la tecnología y sus beneficios con un lenguaje inclusivo a toda la población, y **proveer herramientas interactivas** para vincular al ciudadano de pie con la oferta de productos y servicios asociados a esas tecnologías.

Existen diferentes herramientas para impulsar la actividad en cada mercado. En algunos es suficiente el esquema de compensación establecido en la regulación en conjunto con un propicio contexto económico y tarifario local para sumar instalaciones. En otros, los **mecanismos de incentivo** y los **modelos de negocio innovadores** proveen un mayor acceso a las tecnologías.



El acceso a financiamiento se destaca como una oportunidad clave para dinamizar y catalizar el sector, ofreciendo un mercado creciente, voluminoso y de gran potencial, que disminuye su riesgo a medida que se visibiliza el rendimiento de la tecnología.

El financiamiento, los mecanismos de incentivos y los modelos de negocios son herramientas que dan sinergia a los beneficios. Mientras los usuarios ven reducido el periodo de repago, aumentan las inversiones para la banca con el uso de la primera herramienta citada, y se benefician los gobiernos y la sociedad en su conjunto en todos los casos.

Es conveniente que el **desarrollo y fortalecimiento de las capacidades específicas** suceda desde tempranas etapas y en toda la cadena de valor de la aplicación de generación distribuida. Esto incluye la formación de recursos para el desarrollo de la infraestructura de calidad, la redacción de normativa específica, regulación y la administración de la actividad, la fabricación o importación de equipamiento, certificación, logística, comercialización, gestión y el asesoramiento al consumidor, capacitación, instalación, puesta en marcha, mantenimiento, servicio post venta, financiamiento, entre otras actividades para el fomento y la consolidación del sector. Cada una de las actividades involucradas resulta en la creación de empleo, el desarrollo profesional y es también una oportunidad para el desempeño de un sector con mayor equidad de género.

Cada gobierno podrá **trazar una hoja de ruta** y **diseñar su propia estrategia** para impulsar su mercado. Diagnosticar su contexto, incluyendo consideraciones sobre equidad de género y establecer objetivos resulta un buen comienzo para

conocer los pasos a seguir y dirigir la acción. En aquellos mercados maduros, conociendo el exponencial desarrollo que tiene la generación distribuida y su impacto en el sector eléctrico, se justifica comenzar a **incluir la actividad en la planificación energética** del mercado a largo plazo.

El desarrollo de la generación distribuida abre el camino para recibir otros recursos energéticos distribuidos y a las próximas tecnologías que vendrán también de la mano de los usuarios finales activos y protagonistas de esta transición.

Compartir experiencias, desafíos, regulaciones, avances, retrocesos y casos de éxito resulta fundamental para avanzar en conjunto, con mayor solidez y rapidez hacia los nuevos mercados energéticos. Las transiciones serán más rápidas cuando se compartan las lecciones aprendidas entre diferentes países y actores.



Foto: Instalación comercial, 54 kW. Carrodilla, Mendoza, Argentina



4. PERFIL DE MERCADOS

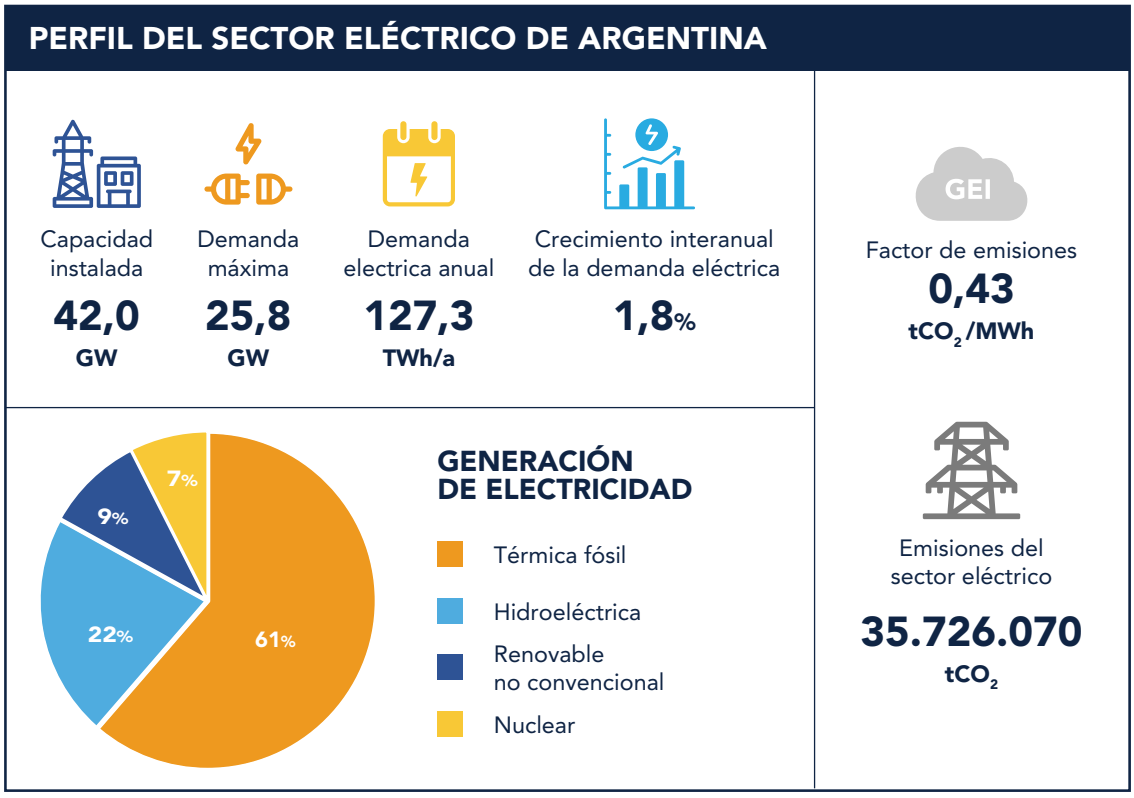
Regulaciones, desarrollo de la generación distribuida e identificación de avances sobre otros recursos energéticos distribuidos.

ARGENTINA

La República Argentina se extiende sobre un territorio de 2,8 millones de kilómetros cuadrados, siendo el octavo país más grande del mundo. Alberga a 44,7 millones de habitantes de los cuales el 92% corresponde a zonas urbanas, y cuenta con abundantes recursos naturales energéticos, representados por importantes reservas de gas y litio y gran potencial en energías renovables. El acceso a electricidad reportado es del 100%.

En el año 2020 la potencia instalada total aumentó 5,6% mediante la incorporación de 2,2 GW, de los cuales 1.408 MW correspondieron a tecnologías de energías renovables, siendo 1.015 MW eólicos, 320 MW solares, 52 MW de biomasa, 11 MW de biogás y 8 MW de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos. La capacidad instalada en el sistema interconectado nacional alcanzó los 41.951 MW a fines del año 2020.

Infografía 2. Perfil del sector eléctrico de Argentina.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de diversas fuentes (CAMMESA, Secretaría de Energía, 2020).

La generación eléctrica proveniente de fuentes renovables aumentó un 63% en el año 2020 respecto del año anterior y la misma abasteció el 10% de la demanda del mercado eléctrico mayorista que superó los 126 TWh. La

participación en la generación fue en un 74% eólica, seguida de un 11% solar, 10% mini hidráulica, 3% proveniente de biomasa y 2% de biogás. Dicho aumento de generación renovable compensó la baja hidraulicidad del año 2020 que representó una retracción del 17,6% en la generación, sumado a un aumento en la generación nuclear (26,3%) y térmica (2,7%).

Si bien el comportamiento histórico de la demanda reporta un aumento interanual promedio de 1,8% en los últimos 10 años, en 2020 retrocedió un 1,3% a causa de la pandemia COVID-19. El 84% de la demanda corresponde a los usuarios regulados, representados por 47% del sector residencial, 28% comercial y 9% industrial, mientras que el 16% de la demanda corresponde a grandes usuarios que participan del mercado eléctrico mayorista. Los usuarios regulados son abastecidos por 614 distribuidores conformados principalmente por cooperativas eléctricas (95%) y distribuidoras (5%).

Argentina mantiene intercambios eléctricos internacionales con Brasil, Paraguay, Uruguay y Chile.

Previo al año 2015, la generación eléctrica de energías renovables no convencionales alcanzaba el 1,8% de la matriz eléctrica. La aprobación de la Ley N° 27.191 en el año 2015, además de establecer el objetivo del 20% de participación de fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica al año 2025, propició condiciones que facilitaron el financiamiento de proyectos de energías renovables a largo plazo, concretado mediante tres rondas de licitaciones públicas y el inicio de un mercado de contratación de energía renovable entre privados y autogeneración de grandes usuarios del mercado mayorista. Motivado por beneficios fiscales y un fondo público para el otorgamiento de garantías y financiamiento para proyectos, al tercer trimestre del año 2021 la participación de las renovables respecto de la demanda reportó un promedio de 12,3% y un máximo instantáneo del 23% de participación a fines de agosto.

La Secretaría de Planificación Energética, en su documento Escenarios Energéticos 2030, pronostica una penetración del 25% de energías renovables al año 2030. Sumado a las inversiones previstas en energía hidroeléctrica y nuclear, la participación térmica se reduciría a un 32%-43%, según los diferentes escenarios, diversificando la matriz de generación eléctrica que pasaría de ser un tercio libre de emisiones a ser aproximadamente dos tercios provenientes de fuentes limpias.

La República Argentina ratificó la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) a través de la ley N° 24.295 en el año 1994. Asimismo, ha ratificado el Protocolo de Kyoto mediante la ley N° 25.438 en el 2001, y el Acuerdo de París por medio de la ley N° 27.270 en el 2016. Presentó su primera NDC en noviembre de 2016, su segunda NDC en diciembre de 2020 y una actualización a ésta última en octubre 2021[34].

Según el Cuarto Informe Bienal de Actualización de la República Argentina a la CMNUCC[35], el país se compromete a **no superar la emisión neta de 359 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente ($MtCO_2$ eq)** en 2030.

34. NDC Registry, Naciones Unidas (enlace).
35. Reporte Bienal de Actualización presentado por las Partes no incluidas en el Anexo I (enlace).

En cuanto a energías renovables, las acciones y políticas de mitigación del sector energía incluyen:

- Lograr una contribución de las fuentes renovables no convencionales de energía hasta alcanzar el 20% del consumo de energía eléctrica nacional en el año 2025.
- Alcanzar un total de 1.000 MW instalados de potencia de **generación distribuida** de fuentes renovables en el año 2030.
- Incorporación y repotenciación de centrales hidroeléctricas de potencia (mayores a 50 MW) hasta alcanzar una capacidad instalada total de 13.242 MW en el año 2030.

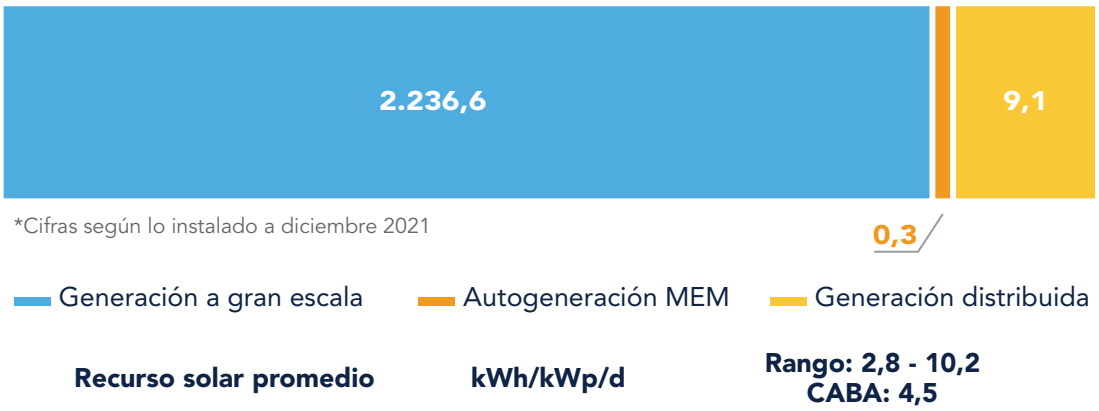
1. Energía solar fotovoltaica

El país cuenta con un recurso solar que, en términos de producción anual por unidad de potencia, se encuentra entre los 978 y los 2.522 kWh/kWp/año.

Para fines del año 2021, la capacidad y modalidades de incorporación de tecnología solar fotovoltaica en Argentina corresponden a:

- **Generación a gran escala:** incluye plantas de generación que abastecen al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y plantas de generación contractualizadas entre privados (generadores y grandes usuarios) en el marco del Mercado A Término de Energías Renovables (MATER), administrado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) y alcanza un total de **2.236,6 MW**.
- **Autogeneradores del Mercado Eléctrico Mayorista:** corresponde a sistemas que producen energía eléctrica para el autoconsumo de usuarios que participan del mercado eléctrico mayorista, con la posibilidad de entregar excedentes al sistema interconectado nacional al precio spot. La capacidad instalada de tecnología solar fotovoltaica bajo esta modalidad es de **0,33 MW**.
- **Generación Distribuida:** corresponde a clientes regulados que generan energía eléctrica por fuentes renovables para autoconsumo, con la posibilidad de inyectar excedentes en la red de distribución y recibir una compensación a cambio. El régimen de la actividad está regulado por la Ley N° 27.424, y alcanza un total de **9,11 MW**.

Infografía 3. Capacidad instalada (MW) solar fotovoltaica en Argentina y recurso solar promedio.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de diversas fuentes (CAMMESA, Secretaría de Energía, Solargis).

2. Generación Distribuida

2.1. Marco regulatorio

El marco que regula el subsector eléctrico renovable, y en particular la actividad de generación distribuida de Argentina se encuentra regido por las siguientes normas:

- **Ley N° 15.336 - Ley de Energía Eléctrica y Ley N° 24.065 - Régimen de la Energía Eléctrica.** Ambas componen el denominado "Marco Regulatorio Eléctrico" mediante el cual se establece la política en materia de abastecimiento, transporte y distribución de energía eléctrica donde la generación corresponde a una actividad de interés general y le aplican reglas de mercado de competencia, y las actividades de transporte y distribución son consideradas de servicio público siendo reguladas.
- **Ley N° 26.190, actualizada por la Ley N° 27.191 - Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica.** Establece objetivos de incorporación de energías renovables en la matriz eléctrica, hasta un 20% para el año 2025. Establece diversificación geográfica de fuentes renovables y beneficios fiscales con el fin de fomentar la oferta y la cadena de valor local. Crea un fondo público (FODER) para otorgar garantías y financiamiento a los proyectos. Mediante sus normas complementarias dio lugar a licitaciones públicas para la incorporación de potencia al sistema interconectado y facilitó la compra de energía a través de la libre negociación entre privados en el marco del MATER.
- **Ley N° 27.424 - Régimen de fomento a la generación distribuida de energías renovables integrada a la red eléctrica pública.** Fija las políticas y condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de los usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo con eventual inyección de excedentes a la red.

2.2. Especificaciones técnicas

La **Ley nacional N° 27.424** fue sancionada en diciembre de 2017 y la reglamentación complementaria necesaria para poner en operación el régimen se completó en marzo de **2019**. A partir de la misma, se otorga el derecho a los usuarios regulados a generar energía a través de fuentes renovables con destino al autoconsumo, con posibilidad de inyectar excedentes en la red y recibir una compensación económica a cambio. Al mismo tiempo, establece la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección asegurando el libre acceso a la red.

La normativa establece el régimen nacional de la actividad, no obstante, es competencia de cada una de las 24 jurisdicciones del país (23 provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) la decisión de **adherir al marco regulatorio nacional**. A su vez, las jurisdicciones pueden agregar otros incentivos de promoción adicionales con recursos propios.

La autoridad de aplicación del régimen es la **Secretaría de Energía**, y los entes reguladores de cada jurisdicción cumplen el rol de control, fiscalización y arbitraje. **Los entes reguladores** pueden reglamentar sobre plazos de respuesta que deben cumplir los distribuidores y otros requisitos particulares sobre los instaladores calificados, cuando sea necesario.

El régimen establece que los usuarios pueden instalar un sistema de generación distribuida hasta una **capacidad** equivalente a la que tienen contratada para su demanda, y hasta un máximo habilitado de **2 MW**. Los usuarios que contraten distintas potencias en función de bandas horarias podrán conectar equipos de hasta el máximo valor de las potencias contratadas. En todos los casos se considera como potencia máxima de conexión a la potencia del equipo de acople a la red, independientemente de la potencia del generador de fuente renovable.

Los usuarios-generadores serán **clasificados** en función a la capacidad del sistema que instalen como **UGpe** (Usuarios-generadores pequeños) cuando instalen equipamiento de hasta 3 kW en baja tensión, **UGme** (Usuarios-generadores medianos) cuando instalen equipamiento mayor a 3 kW y hasta 300 kW en baja o media tensión, y **UGma** (Usuarios-generadores mayores) cuando instalen equipamiento de más de 300 kW y hasta 2 MW en baja o media tensión.

El esquema de implementación del régimen corresponde al Balance Neto de Facturación o **Facturación Neta**, mediante el cual la energía autoconsumida desplaza la demanda de la energía eléctrica de la red al precio de la tarifa regulada, mientras que los excedentes son compensados a una tarifa de inyección establecida que corresponde al precio de compra de la energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (precio estabilizado de la energía más precio estabilizado de transporte).

La energía es medida mediante un **medidor bidireccional**, y la facturación se realiza en forma periódica, donde el valor a pagar por el usuario-generador resulta del cálculo neto entre el valor monetario de la energía demandada y el de la energía inyectada antes de impuestos.

De existir **créditos** monetarios resultantes del Balance Neto de Facturación, serán imputados automáticamente en la factura de los períodos subsiguientes, sin caducidad alguna, pudiendo el usuario-generador solicitar su retribución al menos en dos oportunidades anualmente, o cederlos a otra cuenta perteneciente al mismo distribuidor.

La instalación y puesta en marcha del equipamiento deberá ser realizada por un **Instalador Calificado**. Dependiendo de la tecnología, rangos de potencia y niveles de tensión de los equipos de generación distribuida, podrán intervenir los profesionales de diferentes niveles de formación técnica, con incumbencias específicas en instalaciones eléctricas de dichas características, contando con título homologado por el Ministerio de Educación. A su vez, los instaladores calificados deberán estar matriculados en los correspondientes colegios o consejos profesionales. El instalador deberá verificar que el equipamiento cumple con las certificaciones técnicas y los requisitos de potencia, protecciones eléctricas mínimas, puesta a tierra, conductores, etc., establecidos en la normativa.

El **procedimiento de conexión de un usuario-generador** se realiza en línea mediante la plataforma "Trámites A Distancia". El trámite consta de dos pasos: 1. Reserva de potencia para la conexión del equipamiento en un determinado punto de suministro. 2. Cambio de medidor para la colocación del sistema bidireccional una vez instalado el equipamiento. El usuario, el distribuidor y el instalador intervienen en el procedimiento, y una vez finalizado el trámite de conexión, la Secretaría de Energía otorga el certificado de usuario-generador.

Los sistemas de hasta 3 kW de capacidad tienen reserva automática de potencia cuando la suma de las potencias de acople conectadas no supere el 20% de la capacidad del alimentador correspondiente. Los equipos mayores a 3 kW y hasta 300 kW tendrán reserva automática de potencia cuando no se supere el 10% de la capacidad del alimentador correspondiente. En ambos casos anteriores, serán también aprobados cuando superen el límite sin incumplir los parámetros de calidad de red. Por último, los equipos mayores a 300 kW serán aprobados salvo que el distribuidor demuestre que incumplen algún parámetro de calidad de red establecido.

Su reglamentación plantea como **objetivo** la incorporación de **1.000 MW** de potencia de generación distribuida instalada para el año **2030**.

Tabla 2. Características principales de la regulación de generación distribuida de Argentina.

Características específicas de Generación Distribuida	
Nivel de Regulación	Ley Nacional N° 27.424
Año de entrada en vigencia	2019
Última actualización	2021
Autoridad de Aplicación	Secretaría de Energía.
Esquema de implementación[36]	Facturación Neta.
Esquema de facturación	Neteo de facturación entre la energía demandada al precio minorista y la energía inyectada valorizada a precio mayorista antes de impuestos.

36. Según la clasificación establecida en este reporte.

Créditos	Crédito monetario acumulable sin caducidad, imputados automáticamente en el periodo subsiguiente de facturación. Opciones de retribución 2 veces al año, o cesión periódica a otra cuenta del mismo distribuidor.
Potencia Máxima de conexión	Hasta la potencia contratada. Máximo habilitado: 2 MW.
Nivel de penetración máximo	No se establece límite máximo. Autorización automática de conexiones hasta alcanzar un 20% de la capacidad del alimentador (sistemas hasta 3 kW) o un 10% de la capacidad del alimentador (sistemas entre 3 kW y 300 kW).
Esquema de Medición	Medidor bidireccional.
Acuerdo de Interconexión	Procedimiento de Conexión de Usuario-Generador para obtención del correspondiente Certificado de Usuario-Generador.
Requisitos sobre el equipamiento	Paneles fotovoltaicos: IEC 61215 (o IRAM 210.013-17) / IEC 61646. Inversores: IEC 62109 (o IRAM 210.013-21), IEC 62116 o VDE 0126-1-1 (Protección anti-isla) y cumplir con alguno de los códigos de red internacionales compatibles, contenidos en las normas: VDE-AR-N 4105 (Alemania) o RD1699 (España).
Requisitos sobre el servicio de instalación	Instalador calificado con incumbencias específicas en función al tipo de instalación. Título homologado y matriculado.
Último reporte oficial de Capacidad instalada	9,11 MW (diciembre, 2021) – Secretaría de Energía.

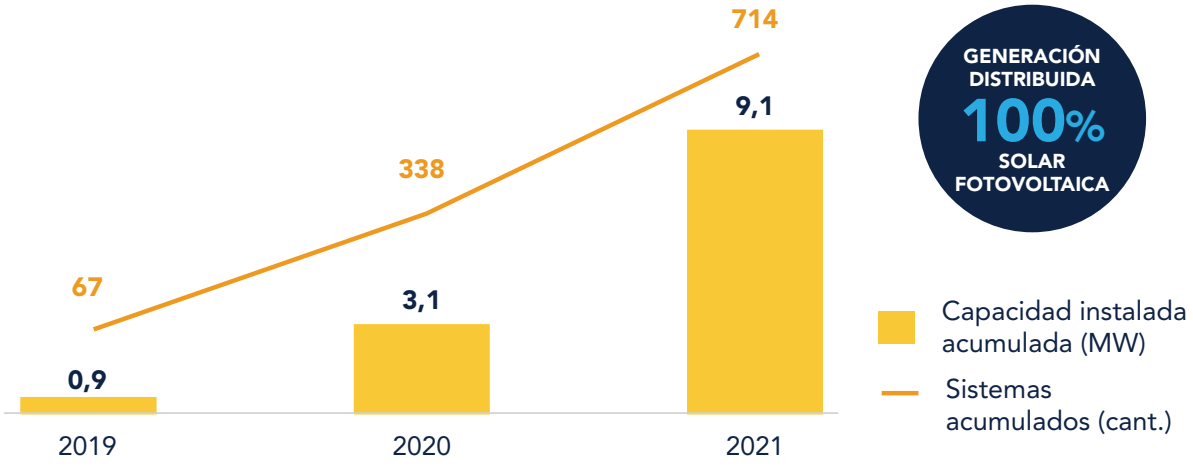
2.3. Evolución de la Generación Distribuida

En marzo de 2019 se completa la reglamentación respecto de los requerimientos técnicos, administrativos, económicos y legales para desarrollar la actividad, mediante las normas complementarias que incluyen: el Decreto Reglamentario N° 986/2018 del Poder Ejecutivo Nacional, la Resolución N° 314/2018 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía y la Disposición N° 28/2019 de la ex Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, actualizada por la Disposición N° 97/2018 de la ex Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética. La generación distribuida en Argentina reporta un crecimiento de 270% entre 2019 y el año 2020, y 190% entre 2020 y 2021, incorporando en promedio 3 MW anuales en términos de capacidad.

Según datos oficiales de la Secretaría de Energía, a diciembre de 2021 son 14 las jurisdicciones que han adherido al régimen nacional, quienes a su vez representan más del 50% de la demanda eléctrica del país, y 196 las distribuidoras y cooperativas inscriptas que participan del régimen. De las jurisdicciones adheridas, 11 cuentan con sistemas en operación o trámite de conexión en curso.

De los 9.106 kW de capacidad y 714 sistemas instalados bajo la modalidad distribuida, el 100% corresponde a la tecnología solar fotovoltaica. La capacidad promedio de sistemas instalados resulta en 13 kW y se estima una generación de energía anual de 11 GWh.

Gráfico 11. Evolución de la capacidad instalada (MW) y cantidad de sistemas de generación distribuida en Argentina.



Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

A su vez, se registra un total de 363 reservas de potencia aprobadas que totalizan una capacidad de 6,2 MW, de los cuales 1,3 MW pertenece a sistemas ya instalados que están a la espera de la conexión del medidor bidireccional.

El gráfico a continuación muestra la sectorización de la aplicación de generación distribuida según lo acumulado a diciembre de 2021.

Gráfico 12. Participación sectorial por capacidad instalada de generación distribuida (izquierda) y por cantidad de instalaciones (derecha) - Argentina.

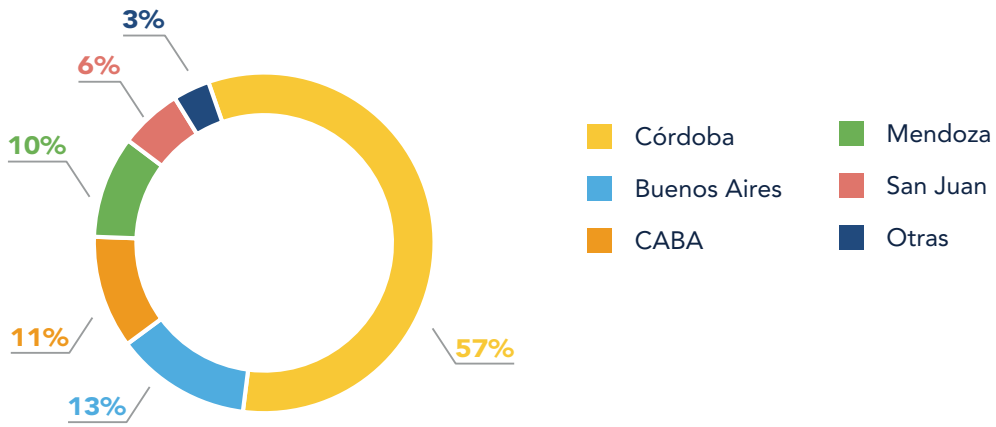


Fuente: elaboración propia en base a información provista por la Secretaría de Energía.

Si bien el 61% de los usuarios-generadores son residenciales, éstos participan con el 17% de la capacidad instalada total, mientras que el sector comercial participa con el 30% de las instalaciones y el 50% de la capacidad instalada, y el sector industrial con el 9% y 33%, respectivamente[37].

Respecto a la distribución geográfica, el 57% de la capacidad instalada y 55% de los usuarios-generadores se encuentran en la provincia de Córdoba, seguido por el 13% de capacidad instalada ubicada en territorio de la provincia de Buenos Aires, 11% de capacidad instalada en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y 10% en la provincia de Mendoza, 6% en la provincia de San Juan, con menor participación del resto de las jurisdicciones que tiene operativo el régimen nacional.

Gráfico 13. Distribución de la capacidad instalada por jurisdicción - Argentina.



Fuente: elaboración propia en base a información publicada por la Secretaría de Energía.

"El principal desafío es **lograr un mayor crecimiento en la ejecución de la ley, brindando herramientas** para fomentar la instalación de GD. (...) continuando con en el otorgamiento **de beneficios fiscales**, y lanzando **créditos con tasas blandas** para la compra de equipos, financiados parcialmente desde el Estado Nacional a través de los fondos dispuestos en el FODIS, que se espera entre en funcionamiento en 2022.

Desde el punto de vista normativo, se contemplará la figura **del Usuario-Generador Comunitario**, que permitirá reducir costos de adquisición de equipamiento y la participación de usuarios que no cuentan con espacio físico para la instalación.

Por último, en materia de gestión, es necesario **avanzar en la adhesión** de las provincias restantes a la ley nacional, como también es muy importante la **comunicación** del régimen y sus características a los distintos actores participantes."

Ing. Nicolás Biurrun – Coordinador de Generación Distribuida, Secretaría de Energía de La Nación.

37. Para el análisis se consideraron comerciales los usuarios-generadores con potencia contratada de hasta 50 kW, e industriales los usuarios-generadores con potencia contratada mayor a 50 kW, según información provista por la Secretaría de Energía.

2.4. Indicadores

Se detallan a continuación los indicadores de penetración de generación distribuida solar fotovoltaica en Argentina. Cabe mencionar que el desarrollo de la generación distribuida en Argentina es aún incipiente.

Infografía 4. Indicadores de Generación Distribuida de Argentina.



Fuente: elaboración propia.

2.5. Incentivos promocionales

La Ley N° 27.424 incluye beneficios tanto para la oferta, como para la demanda. A partir del artículo 12 bis y del capítulo VI de la citada ley, los beneficios promocionales y fiscales vigentes para incentivar a la demanda, incluyen:

- **Certificado de Crédito Fiscal** para el pago de impuestos nacionales (impuesto a las ganancias, impuesto a la ganancia mínima presunta, impuesto al valor agregado o impuestos internos).

  El certificado de crédito fiscal aplica a usuarios-generadores que hayan obtenido el certificado de usuario-generador, y a quienes instalen nuevos equipos de generación distribuida.

  Según la Disposición N° 40/2021, el monto del crédito fiscal es de $45 pesos argentinos por W instalado, con un monto máximo de 3 millones de pesos, los cuales representan aproximadamente un 30% de la inversión inicial.

- **Exención impositiva del impuesto a las ganancias (IIGG) y el impuesto al valor agregado (IVA)** aplicables a la venta de los excedentes inyectados, para usuarios que cuenten con hasta 300 kW de potencia contratada y que hayan obtenido el certificado de usuario-generador.

A su vez, para incentivar la demanda, el régimen nacional crea un fondo público (FODIS) destinado al otorgamiento de préstamos, incentivos, garantías, realización de aportes de capital y otros instrumentos financieros, que hasta el tercer trimestre del año 2021 se encuentre en proceso de implementación.

2.6. Viabilidad económica de los proyectos

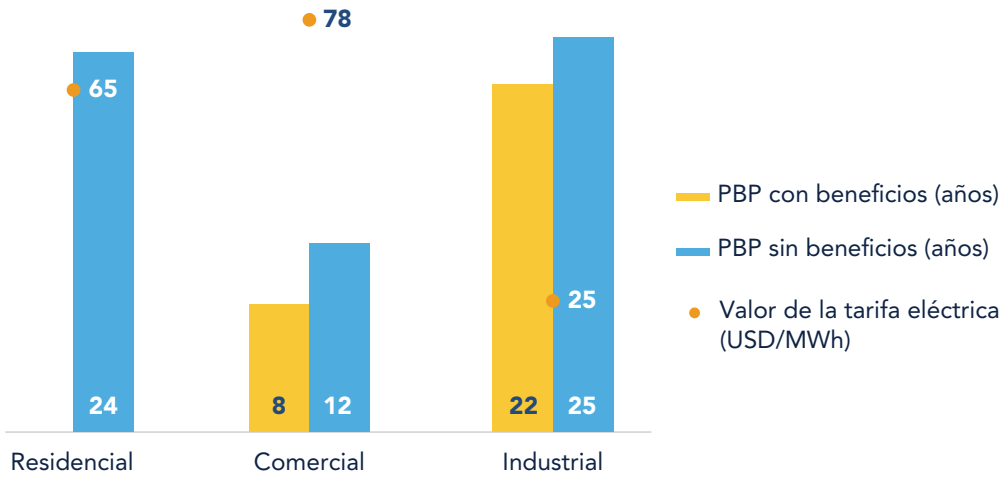
La República Argentina cuenta con 614 distribuidoras que abastecen a los usuarios regulados, quienes representan el 84% de la demanda eléctrica total. El precio estabilizado de la energía y transporte, regulado a nivel nacional, presenta a octubre de 2021 una proporción subsidiada que alcanza el 74% para usuarios residenciales, y el 71% para usuarios comerciales e industriales, según lo especificado en la Resolución N° 408/2021 de la Secretaría de Energía[38]. Las tarifas eléctricas son muy diferentes a lo largo y ancho del país.

Se realizó un estudio de repago simplificado que utiliza el promedio de las tarifas representativas de los sectores residencial, comercial e industrial, de tres distribuidoras que abarcan el 94% de la capacidad instalada actual de generación distribuida en todo el país.

En términos promedio, los residenciales repagan el equipamiento en 24 años, los comerciales en 12 años, y los industriales en más de 25 años. En caso de poder utilizar el certificado de crédito fiscal como incentivo, el sector comercial e industrial reducen en 3 a 4 años el repago de la inversión.

Cabe mencionar, que lo indicado previamente corresponde a un promedio tarifario, logrando resultados de entre 5 y 8 años para el sector comercial en algunas zonas del país.

Gráfico 14. Periodos de repago (PBP) de proyectos de generación distribuida en Argentina.



Fuente: elaboración propia.

38. Resolución Nº 408/2021 Secretaría de Energía "Programación Estacional de Invierno para el Mercado Eléctrico Mayorista" (**enlace**).

2.7. Oportunidades para profundizar el desarrollo de la generación distribuida

La generación distribuida en Argentina es una actividad e interviene en un mercado que es aún incipiente, pero que mes a mes logra expandirse a pesar de las condiciones macroeconómicas desfavorables del país.

Las tarifas de algunas jurisdicciones que integran gran cantidad de usuarios eléctricos tienen una componente subsidiada que supera dos tercios del valor de la energía eléctrica, lo que desmotiva inversiones, principalmente en el sector residencial. No obstante, en otras regiones del país, tarifas que se aproximan más al promedio regional, logran captar mayores usuarios e inversiones. Lo anterior explica que actualmente más de tres cuartos de la potencia instalada pertenece a jurisdicciones donde las tarifas son más elevadas que el promedio nacional.

El acceso a mecanismos de financiamiento o modelos de negocios como el *leasing*, reducirían barreras de acceso económicas contribuyendo al despliegue de la tecnología en mercados con estas características, especialmente en el sector residencial, quienes en general no están alcanzados por el impuesto a la renta y , por tanto, no acceden fácilmente a los incentivos fiscales.

Oportunidades para profundizar el desarrollo de GD

Regulatorio

- Adhesión de las jurisdicciones aceleraría la penetración de la tecnología.

Económico

- Actualización tarifaria.
- Acceso al financiamiento, o incentivos para el sector residencial.

Operativo

- Comunicación, difusión y capacitación a distribuidores.

En términos regulatorios, la pronta adhesión del resto de las jurisdicciones, en especial, las provincias de Buenos Aires y Santa Fe, quienes poseen una alta participación en la demanda eléctrica de clientes regulados, aceleraría la penetración de generación distribuida.

La comunicación y difusión, tanto de los beneficios que trae aparejada la tecnología, como de la gestión de conexión para habilitar un sistema de generación distribuida, son fundamentales para acelerar la adopción en todos los sectores.

Por otra parte, dado que la instrucción a los distribuidores sobre cómo operar la plataforma en línea, mediante la cual se tramita la autorización de conexión de los usuarios-generadores, depende de cada jurisdicción, realizar capacitaciones generales para los diferentes actores intervinientes: distribuidores, entes reguladores, autoridades provinciales, etc., resulta oportuno para evitar demoras.

3. Otros recursos energéticos distribuidos

En Argentina algunas jurisdicciones han comenzado a estudiar y regular sobre la tecnología solar fotovoltaica comunitaria, estando simultáneamente adheridas al régimen nacional de generación distribuida.

Tal es el caso de la provincia de **Córdoba**, ubicada al centro-oeste del país, y quien reporta el 62% de la capacidad instalada de generación distribuida a la fecha, sumando casi 4 MW a septiembre de 2021, la cual reglamentó mediante la **Resolución N° 01/2021** de la Secretaría de Biocombustibles y Energías Renovables, las condiciones necesarias para la **generación comunitaria, cooperativa o asociativa de energía renovable integrada a la red eléctrica pública**, ampliando la oportunidad de los usuarios a adherirse o implementar generación distribuida.

A partir de esta normativa, un conjunto de usuarios con puntos de suministro independientes, atendidos por la misma distribuidora eléctrica, pueden agruparse para administrar un sistema de generación distribuida comunitaria, recibiendo los créditos por inyección de excedentes en su respectivo domicilio.

En el nuevo punto de suministro comunitario se bonifica el pago del cargo de potencia hasta un 20% de capacidad superior a la suma de las potencias contratadas por los usuarios participantes en sus respectivos puntos de demanda. A la fecha hay varios proyectos con análisis en curso bajo esta modalidad.

4. Perfil de Argentina

Información General			
Autoridades del Sector	Secretaría de Energía		https://www.argentina.gob.ar/economia/energia
	Ente Nacional de Regulación Eléctrica		https://www.argentina.gob.ar/enre
	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA (CAMMESA)		https://cammesaweb.cammesa.com/
Referentes/ Asociaciones	Cámara Argentina de Energías Renovables CADER		https://www.cader.org.ar/
Tasa de cambio	$/USD	98,94	Oct-21
Recurso Solar promedio	Rango	2,8 - 10,2	kWh/kWp/d
	CABA	4,5	
Superficie	km^2	2.780.400	OLADE - SIELAC 2019
Población	Total	44.780.677	
	Urbana	41.194.193	
	Rural	3.586.484	

Información del Sector Eléctrico - Sistema interconectado		2019	2020
Capacidad instalada	GW	39.719	41.951
Demanda máxima	GW	26.113	25.791
Demanda eléctrica anual	TWh/a	128.946	127.306

Crecimiento interanual de la demanda eléctrica	(%)	*comportamiento histórico	1,8
Matriz de generación eléctrica por fuente (%)	Térmica fósil	61%	61%
	Hidroeléctrica	27%	22%
	Renovable no convencional	6%	9%
	Nuclear	6%	7%
Tecnología Solar Fotovoltaica en el SIN (no incluye GD)	MW (dic 2021)		2.237
	GWh (dic 2021)		3.959

Información del Sector Eléctrico		**Detalle**	**Fecha/ Referencia**
Factor de emisiones	tCO_2/MWh	0,428	Secretaría de Energía, 2019
Emisiones del Sector Eléctrico	tCO_2	35.726.070	
Usuarios Eléctricos	Cantidad	16.087.540	2016
% Acceso a la electricidad	%	100%	Banco Mundial
Consumo final de electricidad por sector	Residencial (%)	47%	2020
	Comercial y servicios (%)	28%	
	Industrial (%)	9%	
	Grandes Usuarios del MEM (%)	16%	
Tarifas de referencia	Tarifa Residencial (USD/kWh)	0,065	Oct-21
	Tarifa Comercial (USD/kWh)	0,078	
	Tarifa Industrial (USD/kWh)	0,025	

Generación Distribuida		
Marco Regulatorio	Nivel de regulación	Ley N° 27.424
	Año de entrada en vigencia	2019
	Esquema de implementación	Facturación Neta
	Objetivo y metas nacionales	1 GW al año 2030
Capacidad máxima habilitada	MW	2

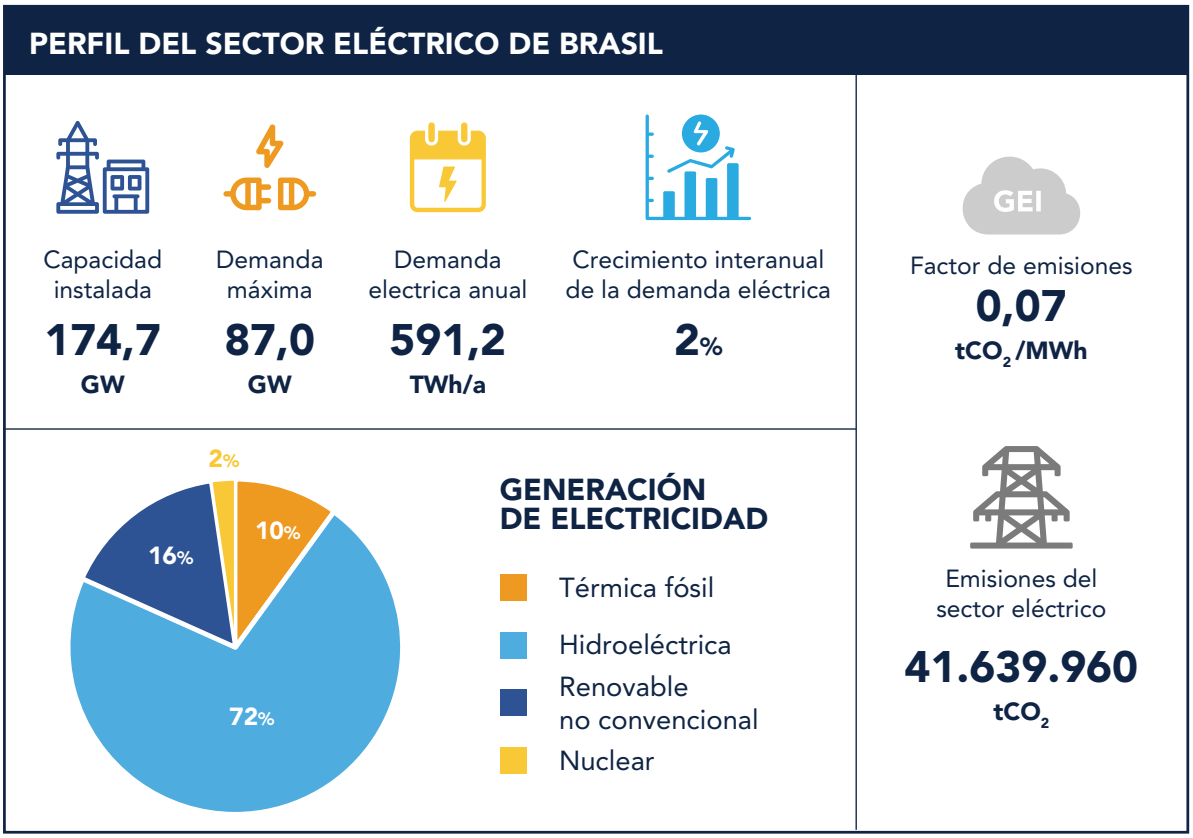
Capacidad promedio de sistema	kW	13	
Capacidad instalada	MW (Reportado a dic 2021)	9,11	
Cantidad de sistemas	Cantidad (Reportado a dic 2021)	714	
Sectorización		**% por capacidad**	**% por cantidad de sistemas**
Sector Residencial	Actualizado agosto 2021	17%	61%
Sector Comercial/ Industrial		50%	30%
Organismos Oficiales/ otros		33%	9%
Crecimiento interanual promedio	%	230%	
	MW	3,0	
Costo promedio de equipamiento grid tie instalado	USD/W	<1 - 1,6>	
Periodo de repago representativo (en función a las tarifas detalladas)	PBP Residencial (años)	24	
	PBP Comercial (años)	<8-12>	
	PBP Industrial (años)	<22-25>	
Incentivos	Tarifarios	No	
	Fiscales	Si	
	Económicos	No	
	Financieros	No	
	Impositivos	Si	
	Arancelarios	No	
	Otros	No	
Programas de fomento		No	

BRASIL

La República Federativa de Brasil es el país más grande de la región, quinto a nivel mundial, extendiéndose sobre más de 8,5 millones de kilómetros cuadrados. Aloja a más de 211 millones de habitantes, de los cuales el 87% habita en zonas urbanas.

El crecimiento interanual de la demanda eléctrica de los últimos 10 años promedia 2,2%, más allá del leve retraimiento del 1% de la demanda en el año 2020 respecto al anterior, debido a la pandemia COVID-19. En el año 2020 la demanda eléctrica superó los 591 TWh, de los cuales el 63% correspondió al sector regulado y el 37% al sector de contratación libre[39].

Infografía 5. Perfil del sector eléctrico de Brasil.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de diversas fuentes (ONS, ANEEL, OLADE, SIELAC 2020).

39. Consumidores con demanda superior a 1,5 MW.

El sistema de generación y transmisión de electricidad de Brasil es un sistema hidro-termo-eólico a gran escala, con predominio de centrales hidroeléctricas y con múltiples propietarios. De su producción renovable no convencional el aporte eólico alcanza el 10%, mientras que el solar aporta el 1% y la Biomasa el 5%.

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) consta de cuatro subsistemas: Sur, Sureste / Medio Oeste, Noreste y la mayor parte de la Región Norte. Al año 2020, la capacidad de generación instalada del SIN está compuesta principalmente por centrales hidroeléctricas distribuidas en dieciséis cuencas hidrográficas en diferentes regiones del país que alcanzan los 109 GW de capacidad, seguido por centrales térmicas (28 GW) y de biomasa (15 GW) también considerada térmica en la matriz de generación, 17 GW de tecnología eólica, y en menor medida 3,3 GW solares y 1,9 GW nucleares. En los últimos años, la instalación de centrales eólicas, principalmente en las regiones Noreste y Sur, ha mostrado un fuerte crecimiento.

Brasil mantiene conexiones eléctricas internacionales con Argentina, Uruguay, Paraguay y Venezuela, mediante las cuales se reporta una importación neta de energía eléctrica en bajas proporciones.

Las características de susceptibilidad del recurso hídrico y los efectos de fenómenos climáticos como “La Niña”, sumados a la creciente demanda de electricidad, impulsan a Brasil a diversificar las fuentes de energía que componen la matriz eléctrica.

Brasil ha desarrollado un conjunto de marcos regulatorios e instrumentos de gestión destinados a implementar la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) en el país. Presentó su primera NDC en septiembre de 2016, actualizada en diciembre de 2020[40]. A partir de la misma, Brasil se compromete a **reducir las emisiones del año 2005 en un 37% para el año 2025, y en un 43% para el año 2030**[41].

Según el cuarto informe bienal de actualización de Brasil a la CMNUCC[42], las acciones y políticas de mitigación correspondientes a las energías renovables incluyen:

- Aumento de la oferta energética por parte de las centrales hidroeléctricas.
- Promover la inserción de plantas eólicas y solares fotovoltaicas en el sistema eléctrico nacional, incluyendo la **generación distribuida**.

40. NDC Registry, Naciones Unidas (enlace).
41. Contribuciones Nacionales Determinadas de Brasil (enlace).
42. Reporte Bienal de Actualización presentado por las Partes no incluidas en el Anexo I (enlace).

1. Energía solar fotovoltaica

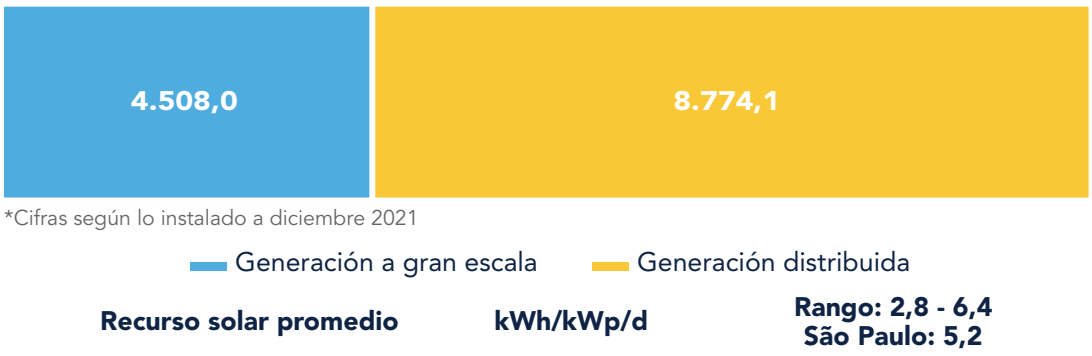
El país cuenta con un recurso solar que en términos de producción anual por unidad de potencia se encuentra entre los 1.022 y los 2.336 kWh/kWp/año.

La capacidad instalada de tecnología solar fotovoltaica en Brasil crece sostenidamente. Entre 2019 y 2020 reportó un crecimiento interanual del 72,3%, y finalizando el 2021 superó los 13 GW, aumentando un 70% respecto al cierre de diciembre de 2020.

A partir de la regulación del sector eléctrico respecto a las diferentes modalidades de implementación de energía solar fotovoltaica, los siguientes son los mercados que se han desarrollado en Brasil, y las correspondientes capacidades instaladas:

- **Generación a gran escala:** plantas de generación conectadas al sistema interconectado nacional. A diciembre de 2021 la capacidad instalada es de **4.508 MW**.
- **Generación distribuida:** sistemas fotovoltaicos instalados en la red de distribución en modo descentralizado, mediante mini y micro generadores de fuentes renovables. A diciembre de 2021 la capacidad instalada alcanzó los **8.774 MW**.

Infografía 6. Capacidad instalada (MW) solar fotovoltaica en Brasil y recurso solar promedio.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de diversas fuentes (ONS, ANEEL, Solargis).

Según el informe mensual de julio de 2019 del Ministerio de Minas y Energía[43], la planificación de los próximos tres años pronostica incorporar al sistema de forma centralizada 3,7 GW en el año 2022 y 8,4 GW en el año 2023. Este último valor de capacidad instalada ya ha sido superado al cierre del año 2021.

43. Boletín de Monitoreo del Sector Eléctrico – Ministerio de Minas y Energía (**enlace**)

Según el informe mensual de la *Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica* ABSOLAR, los **10,4 GW** de capacidad solar fotovoltaica que se encontraban en operación en todo el país a agosto de 2021, compuestos por 3,6 GW de capacidad instalada en forma centralizada y 6,8 GW de capacidad descentralizada, representaron una inversión de **10,2 billones de dólares** y reportaron **312.000 nuevos empleos**. A su vez, dicha capacidad instalada colecta **2,7 millones de dólares en impuestos** y evita la emisión de **11,3 millones de toneladas de dióxido de carbono**.

2. Generación distribuida

2.1. Marco regulatorio

El marco que regula el subsector eléctrico renovable, y en particular la actividad de generación distribuida de Brasil se encuentra regido por las siguientes normas:

- **Ley N° 9.074/95:** Creación y regulación de concesiones, consumidores libres y productores independientes de electricidad (PIES). **Ley N° 9.427/96:** Creación de ANEEL. **Ley N° 9.648/98:** Creación del Operador del Sistema Nacional.
- **Ley N° 10.438/02:** Creadora del Programa de Incentivos para Fuentes de Energías Alternativas, diseñado para estimular la generación de biomasa, energía eólica e hidráulica.
- **Ley N° 10.848/04 – Decreto N° 5.163/04**. Introduce el modelo actual del sector eléctrico brasileño, mediante el cual se divide el mercado en el segmento de contratación libre y el de contratación regulado.
- **Resolución Normativa REN N° 482/2012 – Actualización: Resolución Normativa REN N° 687/2015.** Regula el Sistema de Compensación de Energía Eléctrica (SCEE) de Micro y Mini Generación Distribuida (MMGD) a partir de fuentes renovables de electricidad, que incluye solar fotovoltaica, eólica, biomasa e hidráulica.

Hasta fines del año 2021, el sector se encuentra a la espera del resultado de dos procesos que se trabajan en forma paralela. La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) está actualmente revisando el marco normativo de la REN N° 482/2012 con el fin de actualizarla.

Por otro lado, se encuentra en discusión parlamentaria un proyecto de ley federal (Proyecto **PL 5.829/2019**) para asegurar el mercado de la micro y mini generación distribuida que fortalecerá aún más el mercado de la GD en Brasil. La ley federal apunta a crear un contexto más robusto brindando no solo mayor seguridad jurídica, sino también mayor estabilidad y previsibilidad para el mercado y sus inversores, a la vez que posiciona a la generación distribuida como estratégica para la política energética nacional.

2.2. Especificaciones técnicas

A partir de la Resolución Normativa REN N° 482/2012 de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), se estableció el marco regulatorio para la micro y mini generación distribuida. La normativa habilita la compensación energética mediante la cual un sistema de generación se conecta a la red eléctrica de distribución a través de una Unidad de Consumidores (**UC**) y puede inyectar el excedente de su autoconsumo a la red, acumulando los créditos que serán cuantificados en unidades energéticas (kWh).

El límite de potencia contemplado por la REN N° 482/2012 fue de 1 MW, pero mediante la REN N° 687/2015 a partir del año 2016 se extendió el límite a 5 MW por UC de la siguiente manera:

- Los **micro generadores** que utilicen cogeneración calificada u otras fuentes de energías renovables pueden instalar sistemas de hasta **75 kW** de capacidad.
- Los **mini generadores** pueden instalar sistemas de más de 75 kW y hasta 3 MW para fuentes hidroeléctricas o hasta **5 MW** de capacidad para cogeneración calificada u otras fuentes de energías renovables.

En todos los casos la potencia máxima de conexión corresponde a la potencia disponible de la UC. Para determinar el límite de potencia instalada de la planta generadora ubicada en un emprendimiento con múltiples unidades de consumo, se debe considerar la energía que el distribuidor pone a disposición para dar servicio al emprendimiento.

Los distribuidores utilizan como referencia los Procedimientos para la Distribución de Energía Eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional - PRODIST, el estándar técnico brasileño (Inmetro) y, de manera complementaria, estándares internacionales. Se renuncia a la suscripción de contratos de uso y conexión como central para los participantes del sistema de compensación eléctrica, y es suficiente la emisión de la Relación Operativa para la micro generación y la ejecución del Contrato Operativo para mini generación, por parte de la distribuidora.

Las aplicaciones de micro y mini generación puede realizarse bajo los siguientes esquemas:

- **Generación en la propia UC:** un consumidor se conecta a la red eléctrica de distribución a través de una UC y puede inyectar el excedente de su autoconsumo a la red.
- **Comunitaria o compartida:** estructurada a través de un **consorcio** o una **cooperativa**. En modo consorcio, dos o más empresas celebran un acuerdo a través de un contrato comercial para compartir un sistema de generación distribuida. El consorcio debe suscribirse al Registro Nacional de Personas Colectivas (CNPJ) y ser propietario de la unidad de consumo donde se instalará el sistema de generación distribuida. Las cooperativas están integradas por personas que voluntariamente desean unirse. La electricidad producida se compensa en las unidades de consumo de los cooperativistas mediante la medición de la red.
- **Condominios:** edificios verticales u horizontales con un sistema de generación distribuida instalado en el mismo. La electricidad generada se compensa entre las unidades de consumo del condominio, pudiendo

ser residenciales y comerciales. Todas las unidades de consumo deben estar ubicadas en la misma propiedad, o propiedad contigua, siempre que no esté atravesada por vías públicas.

- **Autoconsumo remoto:** Aplicable a consumidores que tengan más de una unidad de consumo en su Registro de Contribuyentes Individuales (CPF) o Registro Nacional de Contribuyentes (CNPJ). Con esta alternativa, los consumidores pueden compensar los créditos de electricidad en varias unidades, con un porcentaje preestablecido entre ellas. El sistema puede ubicarse en un lugar más propicio para la producción, siempre que las unidades participantes estén dentro de la misma área de concesión, atendidas por la misma empresa distribuidora.

A efectos compensatorios, la energía activa inyectada por la UC será cedida como préstamo gratuito a la distribuidora, y tendrá un **crédito** por la cantidad de energía activa que podrá consumir por un período de 60 meses. La adhesión al sistema de compensación de energía eléctrica no aplica a consumidores libres o especiales. Los créditos pueden ser cedidos entre unidades consumidoras que posean la misma titularidad y que sean atendidas por el mismo distribuidor.

El **procedimiento de facturación** considera la energía consumida descontando la energía inyectada y cualquier crédito acumulado de periodos anteriores, y cobra al menos el costo de disponibilidad o demanda contratada, según aplique para cada consumidor.

Para la **conexión** de una central de micro o mini generación se deberá: 1) solicitar el acceso; 2) recibir el dictamen que defina las condiciones de acceso por parte de la distribuidora; 3) instalar el equipamiento y solicitar la inspección por parte de la distribuidora; 4) recibir la aprobación del punto de conexión; 5) suscribir el contrato: Relación Operativa / Contrato Operativo.

La **medición** de energía deberá realizarse por medio de un medidor bidireccional, o en caso de que sea más económico o el propietario del sistema lo solicite, podrá hacerse por medio de dos medidores unidireccionales, uno de energía consumida y otro que mide energía generada.

Tabla 3. Características principales de la regulación de generación distribuida de Brasil.

Características específicas de Generación Distribuida	
Nivel de Regulación	Resolución Normativa N° 482/2012.
Año de entrada en vigencia	2012.
Última actualización	Resolución Normativa N° 687/2015.
Autoridad de Aplicación	Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).
Esquema de implementación[44]	Medición Neta.
Esquema de facturación	Se netea la energía consumida e inyectada. Se cobran cargos por disponibilidad o potencia contratada.

44. Según la clasificación establecida en este reporte.

Créditos	Valorados en energía y válidos por 60 meses.
Potencia Máxima de conexión	5 MW: máxima habilitada. Micro generación: hasta 75 kW Mini generación: mayor a 75 kW y hasta 5 MW.
Nivel de penetración máximo	No se establece límite.
Esquema de Medición	Medidor bidireccional / Medidores de generación y consumo de red independientes.
Acuerdo de Interconexión	Relación Operativa (micro generación) / Contrato Operativo (mini generación).
Requisitos sobre el equipamiento	Inmetro - Portaria N° 004.
Requisitos sobre el servicio de instalación	Procedimiento de Distribución de Energía Eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional (PRODIST) – módulo 3. Normas ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas).
Último reporte oficial de Capacidad instalada	8.967,52 MW (diciembre, 2021) – ANEEL.

El proyecto legislativo (PL 5829/19) fue aprobado por la cámara de diputados y espera su discusión en el senado para el cuarto trimestre del 2021. Dicho marco regularía sobre la actividad de generación distribuida en Brasil, modificando las condiciones existentes.

El Instituto Nacional de Energía Limpia (INEL) espera que el nuevo marco genere más de **un millón de empleos** en los próximos 30 años.

Por su parte, la Asociación Brasilera de Generación Distribuida (ABGD) proyecta que se podrían agregar en consecuencia hasta **10 GW** de capacidad de generación distribuida en los próximos dos años, lo que parece se logrará en el año 2022 si la tendencia de crecimiento mantiene el ritmo actual.

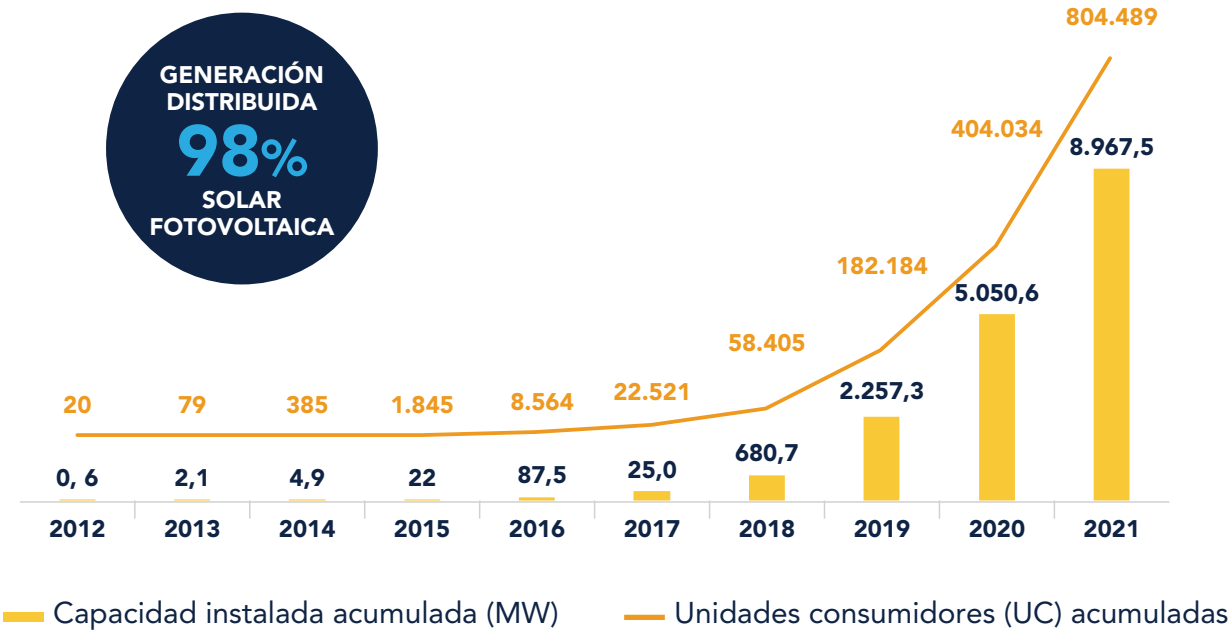
2.3. Evolución de la Generación Distribuida

Si bien la actividad de generación distribuida en Brasil fue regulada a partir del año 2012, se registran desde 2008 algunos proyectos piloto implementados y sistemas a nivel residencial y comercial que no tuvieron permiso para inyección a red hasta que fue emitida la Resolución N° 482/2012. Su evolución al comienzo fue paulatina y entre 2012 y el año 2014 se instalaron 372 sistemas. La generación distribuida alcanzó gran crecimiento en su implementación luego de la actualización tarifaria del año 2015 que provocó un aumento del 50% en la misma, y la sexta Subasta de Energía de Reserva de

2014, celebrada en agosto de 2015, que inauguró la participación de la fuente fotovoltaica. En el mismo año se realiza la actualización de la normativa original, contribuyendo en su expansión. En consecuencia, en 2016 el número de micro y mini generadores era 4,4 veces mayor que en 2015.

El gráfico a continuación muestra la evolución anual histórica según el reporte oficial de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil (ANEEL).

Gráfico 15. Evolución de la capacidad instalada (MW) y cantidad de sistemas de generación distribuida en Brasil.



Fuente: elaboración propia en base a datos de ANEEL.

La capacidad instalada de generación distribuida solar fotovoltaica crece a un ritmo interanual promedio de 180% incorporando en promedio cerca de 690 MW en forma anual, aunque en los años 2019 y 2020 se incorporaron 1,6 GW y 2,8 GW al año respectivamente, y en 2021 ha incorporado un récord anual de casi 4 GW.

La capacidad promedio de sistemas instalados resulta en 11 kW y se estima una generación de energía anual de 12,7 TWh en función a lo instalado hasta fines del año 2021.

La tecnología solar fotovoltaica representa el **98%** en términos de capacidad instalada bajo modalidad distribuida y el **99,9%** del total de los sistemas conectados, seguida de la generación distribuida a partir de biomasa con 1,6%, la hidroeléctrica con 0,4% y la eólica con 0,2%.

El gráfico a continuación muestra la clasificación sectorial de generación distribuida según lo acumulado al año 2021.

Gráfico 16. Participación sectorial por capacidad instalada de generación distribuida (izquierda) y por cantidad de instalaciones (derecha) – Brasil.



Fuente: elaboración propia en base a información de ANEEL.

Si bien el sector residencial participa con un 43% de la capacidad instalada total, representa el 77% de los sistemas instalados, mientras que el sector comercial aporta el 35% de capacidad, el sector rural 14%, y el sector industrial 8%. Durante el año 2021 se notó un gran crecimiento en el sector residencial justificado en la permanencia del trabajo a distancia provocado por la pandemia del COVID-19, el aumento de la tarifa eléctrica y un mayor acceso al financiamiento.

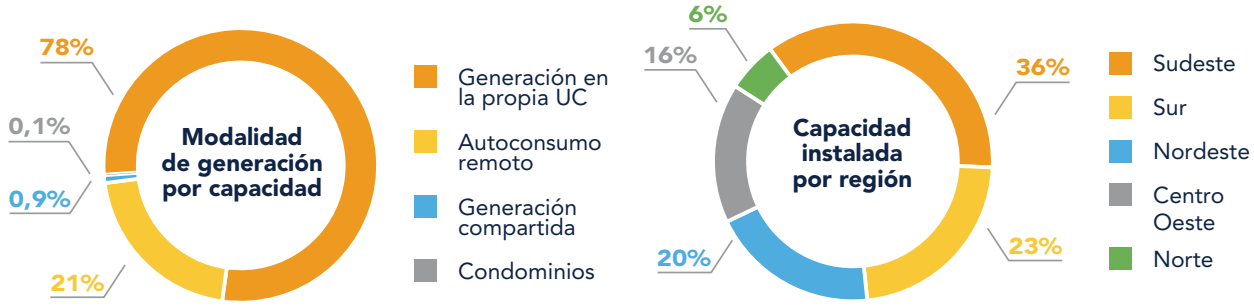
Un relevamiento del primer semestre del año 2021 realizado por la empresa *Greener*[45], dedicada a estudiar y contribuir con documentación el camino hacia la transición energética, analizó el perfil del consumidor final correspondiente a personas jurídicas. A partir de encuestar a 650 empresas, reporta que la participación de micro y pequeñas empresas lideran el uso de la energía solar distribuida representando un 74% del total del sector comercial/industrial, con menor participación de medianas y grandes empresas.

A su vez, del segmento minorista, supermercados (22%) y gasolineras (9%) se destacan en el uso de la generación solar distribuida. En el segmento de servicios, los hoteles lideran con una participación del 14%, seguidos por clínicas, hospitales y laboratorios (10%). Del citado relevamiento, el 28% posee sistemas de hasta 10 kW, el 52% posee sistemas de entre 10 y 50 kW, y 17% posee sistemas de entre 50 y 100 kW, con menor participación de sistemas de mayor capacidad. En todos los casos, es coincidente que la mayoría utiliza la modalidad de generación distribuida en el punto de demanda.

Respecto a la modalidad de generación, según los datos del año 2021 reportados por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), el 78% de la capacidad instalada y 85% de las instalaciones corresponde a **generación en la propia UC**, mientras que el 21% de la capacidad instalada y 15% de los sistemas restantes corresponden al **autoconsumo remoto**. Las modalidades **compartidas** y de **condominios** participan en menor medida con un 0,9% y 0,1% de capacidad respectivamente.

45. Greener (**enlace**)

Gráfico 17. Distribución por modalidad de generación (izquierda) y por jurisdicción en función a la capacidad instalada (derecha) - Brasil.



Fuente: elaboración propia en base a información de ANEEL.

Respecto a la distribución geográfica, la mitad de la capacidad instalada se encuentra en los estados de Minas Gerais, Sao Paulo, Río Grande do Sul y Mato Grosso, representando el 18,4%, 12,7%, 12,1% y 7,6% respectivamente. El resto de los estados participan en menor medida. Por otra parte, las municipalidades que lideran en capacidad instalada corresponden a Cuiabá con 104,3 MW, Brasilia con 89,1 MW y Uberlandia con 77,6 MW. En cuanto a regiones, la región sudeste reporta más de un tercio de la capacidad instalada (36%), seguida por la región sur con 23%, la región nordeste con 20%, centro oeste con 16% y en menor medida la región norte con 6%.

2.4. Indicadores

Se detallan a continuación los indicadores de penetración de micro y mini generación distribuida solar fotovoltaica en Brasil. Cabe destacar que la implementación fotovoltaica a nivel distribuido supera a lo instalado en forma centralizada, representando casi dos tercios de la capacidad total instalada en el país.

Infografía 7. Indicadores de Generación Distribuida de Brasil.



Fuente: elaboración propia.

2.5. Incentivos promocionales

Los beneficios establecidos para el impulso de la generación distribuida incluyen:

- *Exención de impuestos federales* (PIS / COFINS), y
- *Exención de impuestos municipales* (ICMS).

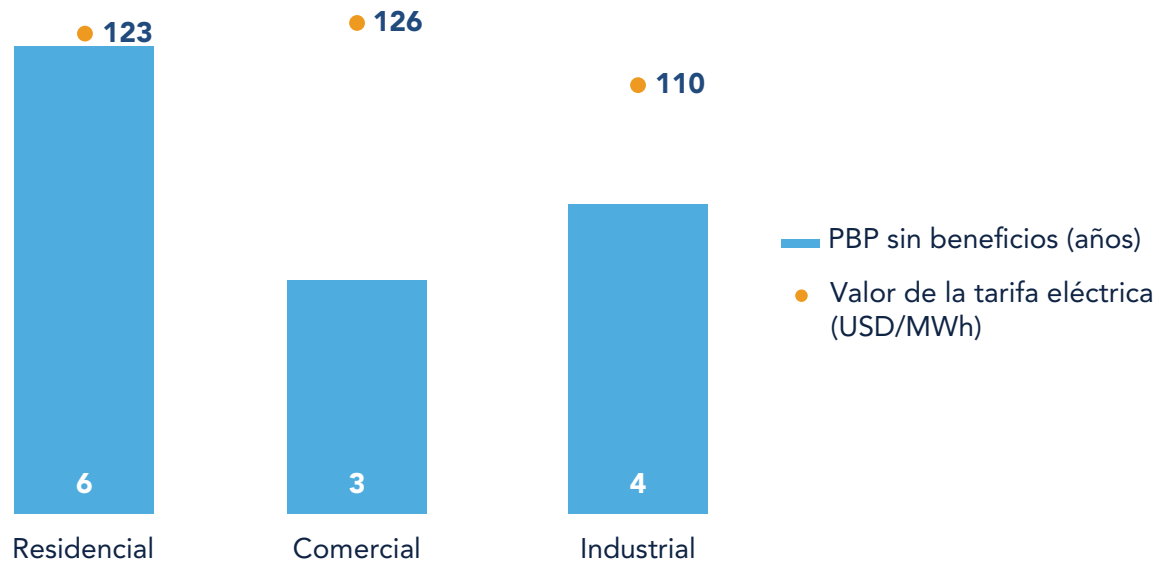
La exención de PIS / COFINS e ICMS es válida sólo en energía producida y convertida en créditos (excedente neto), no aplicable a la energía consumida de la red.

El primero de ellos es garantizado a nivel federal, el otro está sujeto a las leyes y ordenanzas de cada estado. En los Estados que adhirieron al Acuerdo ICMS 16/2015, el ICMS grava únicamente la diferencia entre la energía consumida y la energía inyectada a la red en el mes. En los Estados que no hayan adherido al Acuerdo, el impuesto se grava sobre el total de consumos.

2.6. Viabilidad económica de los proyectos

Los resultados de un estudio de viabilidad económica simplificada, reportan un periodo de repago de 6 años para el sector residencial, 3 años para el sector comercial y 4 años para el sector industrial.

Gráfico 18. Periodos de repago (PBP) de proyectos de generación distribuida en Brasil.



Fuente: elaboración propia.

El análisis fue realizado con tarifas reguladas promedio de julio de 2021 para los tres sectores, en función a lo publicado por el Ministerio de Minas y Energía. Dado que lo que impacta en mayor medida al periodo de repago resultan ser las tarifas locales y la exención impositiva sobre los créditos de energía, que varían entre los diferentes Estados y regiones, el repago es muy variable en los distintos puntos del país.

Según un estudio realizado por la agencia *Greener*[46] en julio de 2021, los resultados de repago de sistemas residenciales de 4 kW se encuentran entre 3 y 5,4 años en función al estado donde se instala el equipamiento y su correspondiente tarifa. Por otro lado, los resultados del estudio sobre un sistema de 50 kW para el sector comercial se ubican entre 3 y 4,9 años, mientras que un sistema de 1 MW de capacidad para el sector industrial reporta un periodo de repago de entre 5,1 y 11,5 años. Según el citado informe, el 54% de las ventas de sistemas fotovoltaicos realizadas en el primer semestre del año 2021 obtuvo financiamiento bancario.

Otro estudio publicado por el equipo de desarrollo de SOLARMAP[47], conformado por investigadores del Centro de Innovación y Competitividad (NIC) y el Instituto Nacional de Ciencia y Tecnología en Generación de Energía Distribuida Eléctrica (INCT-GD) perteneciente a la Universidad Federal de Santa María (UFSM), ha analizado el periodo de repago en inversiones financiadas en generación solar distribuida en Brasil. Los resultados concluyen un periodo de repago de 4,2 años para sistemas residenciales de 8 kW instalados en la Ciudad de Río de Janeiro en enero de 2021, y 2,7 años para comerciales de 30 kW e industriales de 50 kW. Muchas empresas instaladoras surgieron en Brasil y expandieron su participación de mercado debido a estos atractivos retornos.

2.7. Oportunidades para profundizar el desarrollo de la generación distribuida

Brasil es líder regional en el desarrollo de la generación solar distribuida y su capacidad instalada supera cuatro veces y media al segundo país con mayor capacidad instalada en América Latina y el Caribe. La inminente aprobación del proyecto de ley federal de generación distribuida acelera la incorporación de sistemas en este último año debido a la oportunidad de mantener el esquema de compensación del marco regulatorio de la REN N° 482/2012 por un determinado periodo una vez entrada en vigencia la nueva normativa. Al mismo tiempo, se espera que el nuevo marco regulatorio aporte seguridad jurídica y genere un mercado más sostenible y competitivo en el mediano y largo plazo.

Desde el punto de vista económico, ampliar la oferta de financiamiento resulta una oportunidad para su expansión, siendo que la inversión inicial continúa siendo una barrera de ingreso, particularmente para el sector residencial.

Oportunidades para profundizar el desarrollo de GD

Regulatorio

- Nuevo marco regulatorio en discusión parlamentaria.

Económico

- Ampliar oferta financiera, especialmente para el sector residencial.
- Difusión y comunicación sobre beneficios y resultados de inversión.

Operativo

- Trámites de conexión ágiles.

46. GREENER – Estudio Estratégico de Generación Distribuida – 1°semestre 2021 (**enlace**)
47. SOLARMAP – Informe del segundo trimestre de 2021 (**enlace**)

Por otro lado, un mismo período de repago puede ser considerado más o menos atractivo en base a diferencias expectativas de retorno de los usuarios en las distintas localidades. En estos casos, reforzar la comunicación y difusión sobre los beneficios asociados a lo largo de la vida útil de los sistemas puede incidir en la decisión del usuario final.

Respecto a los trámites de autorización de instalaciones, el tiempo medio de conexión aumentó de 49 días para micro generación y 63 días para mini generación en 2018, a 52 y 76 días respectivamente en 2021. Agilizar el cambio de medidor y la aprobación del proyecto, reduciendo los tiempos de conexión, son medidas que lograrían atraer una mayor cantidad de proyectos.

3. Otros recursos energéticos distribuidos

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica ANEEL, lanzó en el 2021 una consulta pública que tiene como objetivo discutir nuevos modelos regulatorios para permitir que todos los clientes en Brasil se conviertan en jugadores activos en el mercado energético, utilizando no solo generación distribuida, sino también almacenamiento, respuesta a la demanda, conexión de micro redes y centrales eléctricas virtuales, entre otros como vehículos eléctricos. El estudio evalúa las lecciones aprendidas de diez países (Australia, Alemania, Reino Unido, España, Estados Unidos, Italia, India, Colombia, Chile y México) e identifica las principales barreras en el marco regulatorio brasileño.



Solar comunitaria

El marco normativo actual de generación distribuida en Brasil incluye la aplicación bajo la modalidad compartida, a fines de 2021 participa aportando 82,3 MW con un total de 1.371 unidades consumidoras, de las cuales 57 MW (1.345 instalaciones) corresponden a la tecnología solar fotovoltaica (70%).

Aproximadamente la mitad de la capacidad instalada se encuentra en la región Sudeste (49%), seguida de la región Norte (20%), Sur (13%), Nordeste (10%) y Centro Oeste (9%). Sao Paulo acredita la mayor capacidad instalada bajo esta modalidad alcanzando los 14,5 MW en 231 unidades consumidoras.

Respecto a la sectorización, el 67% de la capacidad instalada bajo modalidad compartida pertenece al sector comercial, el 12% al sector residencial igualando al rural, y el 5% al sector industrial, con menor participación de sistemas implementados para iluminación pública o el servicio público.



Almacenamiento

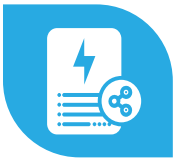
En el año 2016 se llevó a cabo la convocatoria de ANEEL N° 21/2016 titulada “Preparativos técnicos y comerciales para la instalación de sistemas de almacenamiento de energía para el sector eléctrico brasileño”, cuyo propósito consistió en propiciar la integración y sentar las condiciones de base para el desarrollo de la tecnología. Fueron aprobados **23 proyectos** que totalizaron **15**

MWh, de los cuales algunos aún se encuentran en construcción estimando concluyan en el año 2022. Se prevé una inversión aproximada de **70 millones de dólares** para todos los proyectos. Sin embargo, esta convocatoria estuvo dirigida a tecnologías de almacenamiento delante del medidor. A la fecha, no existen incentivos ni iniciativas regulatorias para promover usinas híbridas, aplicación de almacenamiento en redes de transporte y distribución, ni para compensar servicios auxiliares.

Respecto al desarrollo del almacenamiento detrás del medidor, las aplicaciones posibles en Brasil incluyen: el uso de la tecnología como respaldo, la reducción de picos de demanda, la gestión del horario de consumo en aquellos usuarios con tarifas horarias, y la posibilidad de instalar un sistema de generación distribuida sin inyección a red. Esta última opción resulta atractiva cuando el usuario cuenta con elevadas pérdidas por compensación de créditos, o ante eventuales cambios regulatorios respecto al sistema de compensación.

Un **caso de estudio** realizado por la empresa *Greener*, muestra que un consumidor regulado **comercial** que incorpora un sistema de almacenamiento de tecnología ion litio de **500 kWh** de capacidad para aplicaciones de reducción de demanda contratada y reducción de consumo en horario pico, ubicado en el Estado de Pará, reporta un periodo de repago de la inversión en **4,9 años**. A su vez, el estudio destaca que cuando la diferencia entre bloques horarios punta y fuera de punta supera los R$ 2000/MWh (aproximadamente 375 USD/MWh) las inversiones alcanzan un repago de 10 años, mientras que cuando la diferencia supera los R$ 3000/MWh (aproximadamente 560 USD/MWh) los periodos de repago disminuyen a 6 años. En algunas localidades las diferencias alcanzan los R$ 4000/MWh y consecuentemente sus periodos de repago se reducen a 4 años. De esta manera, se justifican las inversiones en almacenamiento aplicados a sectores que cuentan con altas diferencias tarifarias entre bloques horarios y elevados cargos de contratación de potencia, sin necesidad de contar con incentivos adicionales.

Una reglamentación o desarrollo de normas técnicas para inversores híbridos promoverá aún más la integración de almacenamiento y generación distribuida, lo que facilitará la implementación en sectores comerciales e industriales debido a los atractivos retornos.



Respuesta a la demanda

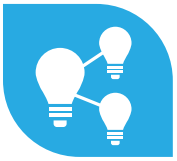
En noviembre de 2017, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) publicó la **Resolución Normativa N° 792/17**, aprobando y reglamentando un **proyecto piloto** de 18 meses para la **gestión de respuesta a la demanda** de consumidores industriales (consumidores libres). El proyecto permite a los consumidores ubicados en los subsistemas Norte y Nordeste ofrecer al Operador del Sistema Nacional (ONS) en bloques de 1 MW y con un volumen mínimo de 5 MW, la reducción de sus demandas en 1, 2, 3, 4 y 7 horas, para despachos el mismo día o al día siguiente. En un principio se eligieron dichas zonas debido a la generación térmica utilizada para compensar la intermitencia de la generación eólica.

El programa tuvo una adherencia muy baja y sufrió extensiones consecutivas del período de prueba. Entendiendo los beneficios que traerá el programa a Brasil, ANEEL aprobó cambios al programa piloto y mediante la **Resolución**

Normativa N° 938/2021, el programa se extendió a los consumidores ubicados en todos los submercados del SIN, hasta el 27 de junio de 2022. ANEEL espera producir informes y análisis capaces de respaldar futuras decisiones regulatorias y comprender de manera asertiva el comportamiento de los consumidores y las ganancias de la reducción de costos operativos promovida por el programa.

Por otra parte, Brasil cuenta con el programa **Reducción Voluntaria de la Demanda** (RVD). Es un mecanismo que permite a los consumidores libres reducir su consumo en un período determinado a cambio de una recompensa económica. Las pautas del programa fueron publicadas por la **Ordenanza Normativa N° 22 / GM MME** el 23 de agosto de 2021 y están vigentes hasta el 30 de abril de 2022.

El programa RVD aplica a consumidores libres (demanda superior a 1,5 MW), consumidores especiales (demanda entre 0,5 MW y 1,5 MW), consumidores parcialmente libres (contratos en base al art. 5 de la Ley Nº 13.182/15), y consumidores modelados en agentes minoristas y agregadores, que son agentes que reúnen y centralizan las cargas de consumidores del mercado libre.



Micro redes interconectadas

Algunos desarrollos de micro redes interconectadas surgen a modo de pruebas piloto. A mediados de 2021, la empresa distribuidora Copel, quien presta servicio en el estado de Panamá, en asociación con Itaipú, formó una micro red para interconectar cuatro comunidades rurales que de esta manera tendrán respaldo eléctrico a través de ella ante fallas de suministro de red.

4. Perfil de Brasil

Información General			
Autoridades del Sector	Ministerio de Minas y Energía - MME		https://www.gov.br/mme/pt-br
	Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL		https://www.aneel.gov.br/
	Operador Nacional Do Sistema Eléctrico - ONS		http://www.ons.org.br/
Referentes/ Asociaciones	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - ABSOLAR		https://infosolar.com/tag/absolar
	Associação Brasileira de Geração Distribuída - ABGD		https://www.abgd.com.br/portal/
Tasa de cambio	$/USD	5,34	Sep-21
Recurso Solar promedio	Rango	2,8 - 6,4	kWh/kWp/d
	Sao Paulo	5,2	

Superficie	km2	8.515.759	OLADE - SIELAC 2019
Población	Total	211.049.527	
	Urbana	183.241.641	
	Rural	27.807.886	

Información del Sector Eléctrico - Sistema interconectado		2019	2020
Capacidad instalada	GW	170,11	174,73
Demanda máxima	GW	92,15	86,96
Demanda eléctrica anual	TWh/a	598,52	591,24
Crecimiento interanual de la demanda eléctrica	(%)	*comportamiento histórico	2
Matriz de generación eléctrica por fuente (%)	Térmica fósil	11%	10%
	Hidroeléctrica	71%	72%
	Renovable no convencional	15%	16%
	Nuclear	3%	2%
Tecnología Solar Fotovoltaica en el SIN (no incluye GD)	MW (dic 2021)		4.508
	GWh (dic 2021)		6.913

Información del Sector Eléctrico		Detalle	Fecha/ Referencia
Factor de emisiones	tCO_2/MWh	0,07	OLADE -SIELAC, 2020
Emisiones del Sector Eléctrico	tCO_2	41.639.960	
Usuarios Eléctricos	Cantidad	87.475.520	2021
% Acceso a la electricidad	%	99,8%	Banco Mundial
Consumo final de electricidad por sector	Residencial (%)	33%	2020
	Comercial y servicios (%)	50%	
	Industrial (%)	5%	
	Rural y otros (%)	13%	
Tarifas de referencia	Tarifa Residencial (USD/kWh)	0,123	Jul-21
	Tarifa Comercial (USD/kWh)	0,126	
	Tarifa Industrial (USD/kWh)	0,110	

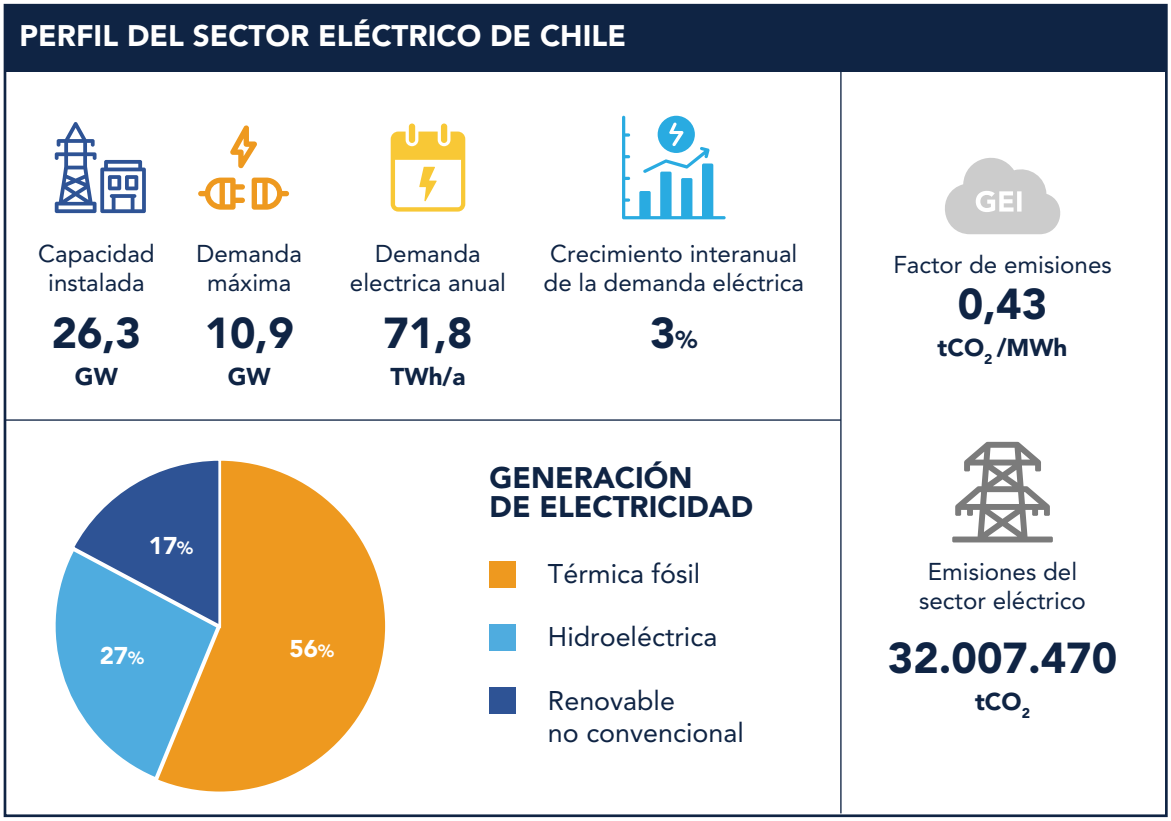
Generación Distribuida			
Marco Regulatorio	Nivel de regulación	Resolución Normativa 482/2012 (Actualización REN 687/2015)	
	Año de entrada en vigencia	2012	
	Esquema de implementación	Medición Neta	
	Objetivo y metas nacionales	No se especifica.	
Capacidad máxima habilitada	MW	5	
Capacidad promedio de sistema	kW	11	
Capacidad instalada	MW (Reportado a dic 2021)	8.967,52	
Cantidad de sistemas	Cantidad (Reportado a dic 2021)	804.489	
Sectorización		**% por capacidad**	**% por cantidad de sistemas**
Sector Residencial	Registro 2020	43%	77%
Sector Comercial		35%	13%
Sector Industrial		8%	2%
Sector Rural		14%	8%
Crecimiento interanual promedio	%	180%	
	MW	690	
Costo promedio de equipamiento grid tie instalado	USD/W	<1,16 - 0,7>	
Periodo de repago representativo (en función a las tarifas detalladas)	PBP Residencial (años)	6	
	PBP Comercial (años)	3	
	PBP Industrial (años)	4	
Incentivos	Tarifarios	No	
	Fiscales	No	
	Económicos	No	
	Financieros	No	
	Impositivos	Si	
	Arancelarios	No	
	Otros	No	

CHILE

Chile, ubicado al sur de Sudamérica, con más de 6.000 km de costa en el océano pacífico, se extiende sobre 756 mil kilómetros cuadrados. Alberga a 19 millones de habitantes de los cuales el 88% se ubica en zonas urbanas. La cobertura de electrificación a nivel nacional es del 99,6%.

En el mercado eléctrico chileno, las actividades de generación, transporte y distribución se desarrollan mediante empresas privadas, y la coordinación del sistema es llevada a cabo por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está compuesto por el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado Norte Grande (SING), integrados a partir del año 2017, posee una extensión de aproximadamente 3.000 km desde Arica a Chiloé y cuenta con aproximadamente 36.000 km de líneas de transmisión. A su vez, Chile cuenta con el Sistema Eléctrico de Aysen (SEA) y el Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM) hacia el sur. Al año 2020 el conjunto del SEN y los sistemas medianos de Aysen y Magallanes, totalizan una capacidad instalada de 26,31 GW.

Infografía 8. Perfil del sector eléctrico de Chile.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de diversas fuentes (CNE 2021, Coordinador Eléctrico Nacional, SIELAC, OLADE, 2020)

Durante el año 2020 la capacidad instalada solar fotovoltaica creció a un ritmo promedio de 2% mensual, alcanzando a generar el 9,8% de la demanda eléctrica total anual, seguida del 7,1% de aporte eólico y menor participación de la geotermia y biomasa. Por otra parte, la principal fuente de generación térmica es el carbón que representa el 34,8% de la matriz, seguida por el gas natural que representa el 17,8%, con menor participación de otros combustibles fósiles.

La demanda eléctrica nacional entre 2010 y 2020 aumentó en promedio un 3% interanual; en 2020 reportó un aumento de 0,3% respecto al año anterior, debido a la pandemia COVID-19. De la demanda eléctrica total del sistema que alcanzó los 71,8 TWh en el año 2020, el 61% correspondió a ventas libres, mientras que el restante 39% se atribuye a ventas del distribuidor a sus clientes regulados. Los clientes regulados son aquellos que contratan menos de 500 kW, o bien, entre 500 kW y 5 MW que así lo deciden.

La Planificación Energética de Largo Plazo cuantifica un potencial renovable en las regiones del Sistema Eléctrico Nacional que alcanza los 1.749 GW, donde el potencial fotovoltaico representa el 68% con 1.194 GW, el potencial de la tecnología de Concentración Solar de Potencia (CSP) alcanza los 510 GW, la eólica 37 GW, la hidráulica 6 GW y la geotérmica 2 GW.

Chile actualizó en octubre de 2021 su Política Energética Nacional 2050, que se estructura en base a cuatro pilares con lineamientos estratégicos específicos, y más de 60 metas y acciones concretas, a partir de las cuales se establece una participación de fuentes renovables en la matriz de generación eléctrica del 80% al año 2030 y 100% al año 2050. La Política Energética Nacional 2050 proyecta la creación de 100.000 nuevos empleos al 2030 a partir de proyectos energéticos sustentables de nuevas industrias relacionadas a la energía, y paridad de género en cargos directivos y remuneraciones del sector público y privado de la energía para 2040. Incluye objetivos de electromovilidad e hidrógeno y su mercado de exportación.

Chile ratificó en 1994 la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), el Protocolo de Kioto en 2002 y el Acuerdo de París adoptado en 2015, promulgado en 2017 mediante Decreto Supremo N°30 del Ministerio de Relaciones Exteriores. Presentó su primera NDC en 2017, actualizada en abril del año 2020[48].

De acuerdo a su NDC[49] y el Cuarto Informe Bienal de Actualización de Chile a la CMNUCC[50], el país se compromete a **alcanzar 95 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente ($MtCO_2$ eq) al 2030**, comprometiendo **además alcanzar el máximo de emisiones al 2025**, y un presupuesto de emisiones de GEI que no superará las 1.100 $MtCO_2$ eq para el período 2020-2030. A su vez, Chile propone la meta de **alcanzar la neutralidad de carbono al año 2050**.

48. NDC Registry, Naciones Unidas (enlace).
49. Contribuciones Nacionales Determinadas de Chile (enlace).
50. Reporte Bienal de Actualización presentado por las Partes no incluidas en el Anexo I (enlace).

En cuanto a energías renovables, las acciones y políticas de mitigación del sector energía incluyen en un escenario de carbono neutralidad:

- Retiro de 5.500 MW de centrales térmicas al 2040, reemplazadas por energías renovables.
- 1.800 GWh residenciales y 5.657 GWh comerciales de **generación distribuida** al año 2050.
- Energía Solar Térmica: 52% en usos de agua caliente sanitaria en hogares y 10% en hospitales al 2050.
- 35 GWh de generación proveniente de la geotermia.

1. Energía solar fotovoltaica

El país cuenta con un recurso solar que en términos de producción anual por unidad de potencia se encuentra entre los 365 y los 3.650 kWh/kWp/año.

A partir de la regulación del sector eléctrico, las diferentes modalidades de implementación de energía solar fotovoltaica y las capacidades instaladas a septiembre de 2021 corresponden a:

- **Generación a gran escala:** plantas de generación que inyectan y venden la energía eléctrica en el sistema interconectado. La capacidad solar instalada al tercer trimestre del 2021 es de **3.326,7 MW**.
- **Pequeños Medios de Generación (PMG) y Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD):** corresponde a sistemas de generación de hasta 9 MW de capacidad, conectados a instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional, Zonal o Dedicado, para el caso de PMG, o conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, para el caso de PMGD. Los PMG y PMGD eligen el mecanismo de compensación pudiendo vender la energía al precio spot o bien al precio estabilizado semestral. La capacidad solar instalada al tercer trimestre de 2021 es de **1.078 MW**, compuesto por 39,6 MW (PMG) y 1.038,4 MW (PMGD).
- **Generación Distribuida (Net Billing):** corresponde a instalaciones de hasta 300 kW de capacidad instalada realizadas por clientes regulados para su autoconsumo, permitiendo la inyección de excedentes que son compensados económicamente. La capacidad solar instalada al tercer trimestre de 2021 es de **95,3 MW.**
- **Autogeneración sin inyección a la red:** son aquellos sistemas que se encuentran conectados a un empalme que recibe suministro eléctrico desde la red, pero que no inyectan energía a la misma. Este tipo de sistemas tiene sentido cuando la demanda eléctrica de un inmueble es muy superior a la capacidad de generación del sistema de energía renovable. Si bien actualmente no se cuenta con registros de lo que generan estos proyectos, existen diversos sistemas actualmente bajo esta modalidad.

Infografía 9. Capacidad instalada (MW) solar fotovoltaica en Chile y recurso solar promedio.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de diversas fuentes (Ministerio de Energía, CNE, Solargis).

En adelante se hará referencia a los usuarios bajo el **esquema de "Net Billing"** según lo normado en el **Artículo 149 bis y siguientes de la Ley General de Servicios Eléctricos** para describir el subsector de **generación distribuida** en Chile, excluyendo del estudio a los PMG y PMGD quienes realizan venta total de la generación sin realizar autoconsumo.

2. Generación distribuida

2.1. Marco regulatorio

El marco que regula el subsector eléctrico renovable, y en particular la actividad de generación distribuida de Chile, se encuentra regido por las siguientes normas:

- **Ley General de los Servicios Eléctricos (DFL N° 1-1982).** Introduce la competencia y privatización del sector eléctrico chileno, mediante un modelo de operación a mínimo costo global. Fomenta que las empresas de generación puedan suscribir libremente contratos de abastecimiento con clientes libres y empresas distribuidoras. Actualizada por diversas leyes, dentro de las cuales se destaca la **Ley N° 19.940-2004 "Ley Corta I",** que regula la toma de decisiones y la expansión de la transmisión de electricidad, y la **Ley N° 20.018-2005 "Ley Corta II",** que estimula el desarrollo de inversiones en generación a través de licitaciones de suministro realizadas por las empresas de distribución. También establece incentivos para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación.
- **Ley N° 20.257 de 2008 "Ley de Energías Renovables No Convencionales".** Define una exigencia respecto de los retiros realizados por empresas de generación para servir sus contratos de suministro, ya sean éstos con un cliente libre o con empresas de distribución, teniendo que acreditar un porcentaje de inyección ERNC en el origen de dicha energía. Este porcentaje o cuota sigue un crecimiento anual que alcanza el 10% en el año 2025. Actualizada por la **Ley N° 20.698-2013 "Ley 20/25"**, que aumenta los compromisos de modo de alcanzar el 20% al año 2025.

- **Ley N° 20.571-2012 "Ley de Net Billing"**, actualizada por la **Ley N° 21.118-2018**. Permite la autogeneración en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y cogeneración eficiente, con una capacidad de hasta 300 kW, y la venta de sus excedentes directamente a la empresa distribuidora, a un precio regulado correspondiente al precio nudo de la electricidad.

2.2. Especificaciones técnicas

La actividad de generación distribuida, instaurada bajo el Artículo 149 bis y siguientes de la Ley General de Servicios Eléctricos, establece el derecho de clientes regulados a autoabastecer su consumo eléctrico a través de equipos de generación propia e inyectar los excedentes de energía a la red, recibiendo una compensación económica a cambio.

La Ley N° 20.571 también conocida como "Ley de Net Billing", entró en vigencia a fines del año 2014, y fue modificada en el año 2018 mediante la Ley N° 21.118, como parte de los compromisos de la Ruta Energética 2018-2022, que incluía cuadruplicar la capacidad de generación distribuida al año 2022, la cual extendió la capacidad máxima de generación de 100 kW hasta **300 kW**, entre otras modificaciones.

El marco regulatorio permite la autogeneración de energía basada en energías renovables no convencionales (**ERNC**) y **cogeneración eficiente**, de clientes de hasta 500 kW de potencia contratada, o aquellos de entre 0,5 y 5 MW de potencia contratada que hayan optado por tarifas reguladas.

Según lo establecido en el marco normativo, las **inyecciones** de energía eléctrica son valorizadas al precio nudo a nivel de distribución de la energía, correspondiente al promedio de los contratos vigentes para cada empresa concesionaria de distribución, incluidas las pérdidas evitadas del sistema de distribución, que corresponde al precio al cual las distribuidoras obtienen la energía eléctrica en el sistema de transmisión para abastecer a sus clientes regulados.

Por el mecanismo establecido, las inyecciones de energía son descontadas de la facturación correspondiente al mes en el cual se realizaron. De existir un **remanente** a favor del cliente final, es imputado y descontado en las facturas subsiguientes, reajustado de acuerdo con el índice de precios al consumidor (IPC). El crédito remanente puede descontar todos los cargos de suministro eléctrico de la facturación. Los remanentes, que, de acuerdo con la periodicidad señalada en el contrato no hayan podido ser descontados de las facturaciones correspondientes, deberán ser pagados al cliente final por la empresa distribuidora o podrán ser utilizados para descontar de inmuebles o instalaciones de propiedad del mismo cliente siempre que estén conectadas a la red de la misma distribuidora, dependiendo del tipo de proyecto y su tamaño. Como regla general, los proyectos diseñados para el autoconsumo que, por situaciones externas (como por ejemplo una mayor incidencia de radiación solar en un año) tengan un excedente no descontado de su facturación, podrán recibir un pago por dichos excedentes. Los clientes residenciales de hasta 20 kW y aquellas entidades sin fines de lucro hasta 50 KW siempre reciben un pago en caso de existir un remanente a su favor al final de cada año. Luego de cinco años, los excedentes que no hayan sido pagados o descontados, pasarán a ser un ahorro para los usuarios de la comuna.

El **procedimiento de conexión**, gestiones y etapas asociadas, se realizan mediante una **plataforma en línea** y formularios digitalizados de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). El procedimiento se inicia con la **Solicitud de Conexión**, sobre la cual la distribuidora eléctrica emitirá la **Respuesta a la Solicitud de Conexión**. Luego, el usuario podrá emitir una **Manifestación de Conformidad** de dicha respuesta, previo a la instalación del equipo. Finalizada la instalación, el cliente debe realizar una **declaración de puesta en servicio (TE-4)** ante la SEC, para poder realizar la notificación de conexión ante la empresa distribuidora mediante el cual se firma el **Contrato de Conexión.** Una vez firmado el contrato de conexión, la empresa distribuidora debe efectuar o supervisar la conexión del equipo de generación a la red de distribución.

La instalación de los equipos de generación sólo puede ser realizada por **instaladores** eléctricos autorizados por la SEC, quienes deberán además efectuar la declaración de puesta en servicio del equipo.

Para la adecuada contabilización de las inyecciones se requiere que el cliente final disponga de un equipo **medidor bidireccional** capaz de registrar tanto las inyecciones que se realicen a la red de distribución como los consumos.

Mediante la Ley N° 21.118 se habilitó la conexión de **sistemas comunitarios o de propiedad conjunta**, donde los usuarios pueden agruparse para instalar un único sistema de generación, y aprovechar los excedentes para descontarlos de las facturas de todos los usuarios coordinados, siempre que estén conectados a la misma distribuidora.

A su vez, se permite la modalidad de **traspasos remotos**, donde los excedentes de un usuario pueden ser trasladados a otras propiedades de su misma titularidad, siempre y cuando sean abastecidas por el mismo distribuidor, para descontar en su facturación.

Se resumen a continuación algunas de las características específicas de la reglamentación de generación distribuida bajo el esquema de “Net Billing”:

Tabla 4. Características principales de la regulación de generación distribuida de Chile.

Características específicas de generación distribuida	
Nivel de Regulación	Ley N° 20.571 y Ley N° 21.118.
Año de entrada en vigencia	2014.
Última actualización	2018 – Ley N° 21.118.
Autoridad de Aplicación	Ministerio de Energía (División de Energías Sostenibles): desarrolla marcos regulatorios, CNE: emite normativa técnica, SEC: publica instructivos procedimentales y administrativos.
Esquema de implementación[51]	Facturación Neta.

51. Según la clasificación establecida en este reporte.

Esquema de facturación	Facturación mensual donde la energía autoconsumida tiene el mismo precio de la tarifa minorista, y la energía inyectada es valorizada al precio nudo de la energía a nivel distribución, incluidas las pérdidas eléctricas menores asociadas a la inyección.
Créditos	Créditos monetarios. Se imputan automáticamente en facturas subsiguientes. Pueden cancelar todos los cargos de suministro de la facturación. Tratamiento de remanentes: pago o descuento.
Potencia Máxima de conexión	300 kW.
Nivel de penetración máximo	No se establece límite. En todos los casos se estudia la disponibilidad de red y se indica la capacidad máxima de conexión o la necesidad de realizar adecuaciones.
Esquema de Medición	Medidor bidireccional.
Acuerdo de Interconexión	Procedimiento en línea y firma de Contrato de Conexión.
Requisitos sobre el equipamiento	IEC 62109-1:2010/ 62109-2:2011/ 62116:2014/ IEC 62446:2009 y otras. El equipamiento requiere aprobación interna de la SEC.
Requisitos sobre el servicio de instalación	Debe ser llevado a cabo por instaladores eléctricos autorizados por la SEC.
Último reporte oficial de Capacidad instalada	107,93 MW (diciembre 2021) – CNE.

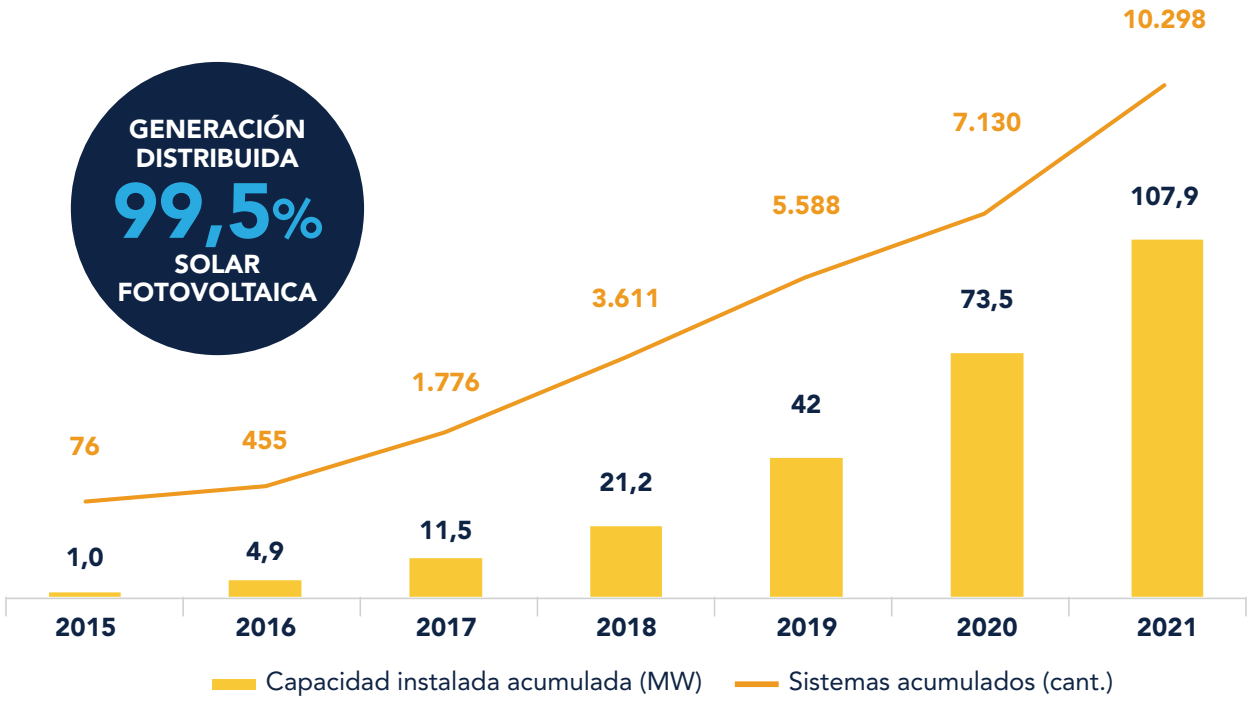
2.3. Evolución de la Generación Distribuida

La generación distribuida ha crecido sostenidamente desde que se completó su reglamentación a fines del año 2014, y de manera considerable en los últimos años, posteriormente a la actualización de la norma en 2018 que permitió la instalación de sistemas mayores a 100 kW y hasta 300 kW. Su crecimiento interanual promedio es del 135% y 15 MW en términos de capacidad, aunque en los últimos dos años la capacidad promedio anual de incorporación de generación distribuida supera los 30 MW.

El gráfico a continuación detalla la evolución anual de la generación distribuida en Chile según lo reportado por la Comisión Nacional de Energía de Chile (CNE) a diciembre del año 2021.

De la capacidad instalada total de generación distribuida definida como “Net Billing”, según lo reportado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), el **99,5%** corresponde a la tecnología solar fotovoltaica. La capacidad promedio de sistemas instalados resulta en 10 kW y se estima una generación de energía anual de 154 GWh en función a la capacidad instalada al año 2021.

Gráfico 19. Evolución de la capacidad instalada (MW) y cantidad de sistemas de generación distribuida en Chile.



Fuente: elaboración propia en base a datos de la CNE.

Respecto de la clasificación sectorial, el 57% de la capacidad instalada corresponde al sector industrial (20%) y agrícola (37%), mientras que representan respectivamente el 3% y 5% de los sistemas instalados. El sector residencial representa el 17% de la capacidad instalada pero el 80% de los sistemas instalados, mientras que el sector comercial y educacional, incluyendo dentro del mismo al sector público, hospitales, hoteles y otros, representan un 26% y 12% de la capacidad instalada y cantidad de clientes respectivamente.

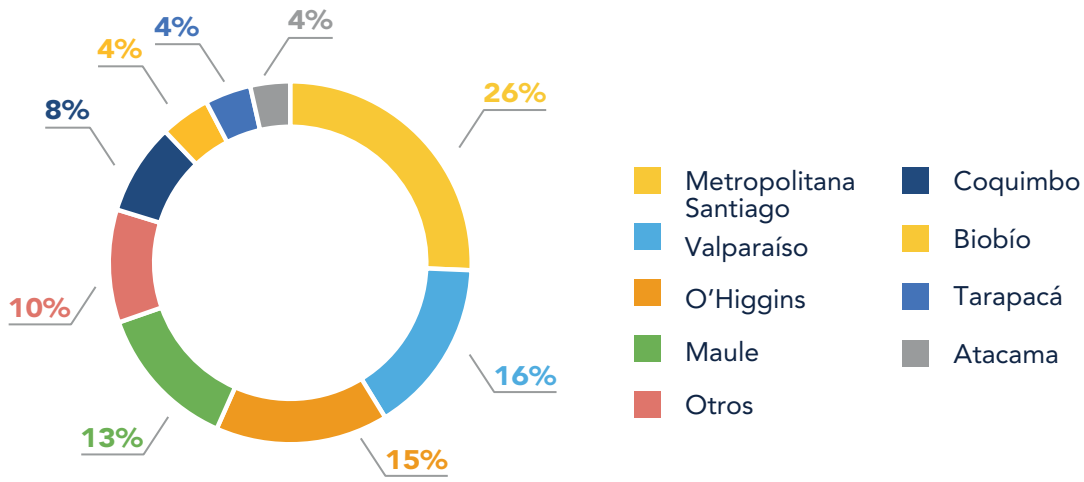
Gráfico 20. Participación sectorial por capacidad instalada de generación distribuida (izquierda) y por cantidad de instalaciones (derecha) - Chile.



Fuente: elaboración propia en base a información de la CNE.

En cuanto a la distribución geográfica, el 26% de la capacidad instalada fotovoltaica corresponde a la Región Metropolitana de Santiago, seguida por la región de Valparaíso (16%), Libertador Gral. Bernardo O'Higgins (15%), Maule (13%), Coquimbo (8%), con menor participación del resto de las regiones. Dentro de la Región Metropolitana de Santiago, las ciudades de Paine y Colina cuentan con la mayor capacidad instalada en dicha región.

Gráfico 21. Distribución de la capacidad instalada por región - Chile.



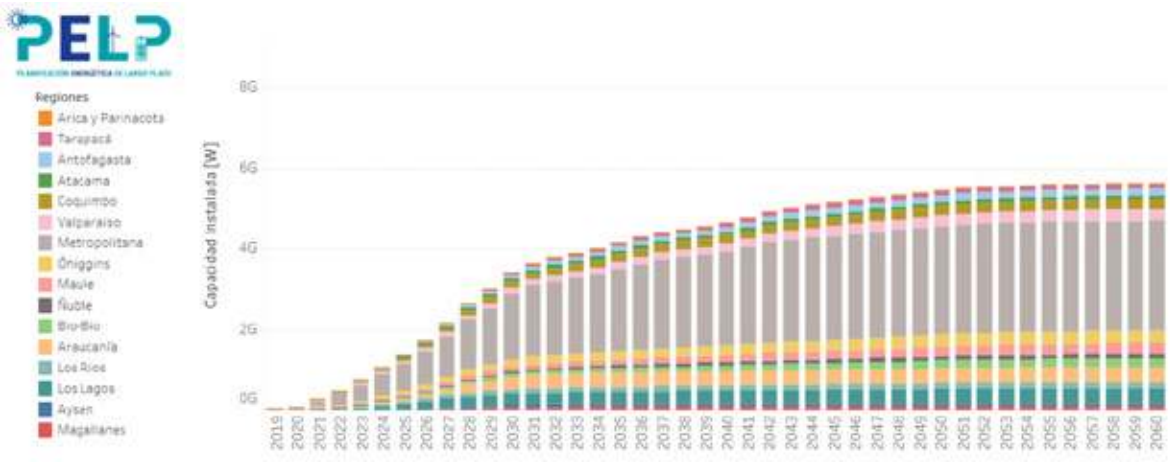
Fuente: elaboración propia en base a información publicada por la CNE.

A noviembre de 2021 se han identificado 5 sistemas que funcionan bajo el esquema de traspasos remotos. Sin embargo, se registran 400 proyectos en desarrollo bajo dicha modalidad, que serán reportados ante la SEC próximamente.

La Planificación Energética de Largo Plazo[52] (PELP) realizada por el Ministerio de Energía proyecta superar los 2 GW de capacidad instalada de generación distribuida para el año 2027, y profundizar su expansión según lo que se observa en el siguiente gráfico. Los diferentes colores de la proyección corresponden a las regiones geográficas de instalación.

52. Proyección de Generación Distribuida según la Planificación Energética de Largo Plazo del Ministerio de Energía (**enlace**)

Gráfico 22. Proyección del crecimiento de generación distribuida en Chile.



Fuente: Planificación Energética de Largo Plazo, Ministerio de Energía.

En 2015 Chile inició el **Programa Techos Solares** Públicos[53], cuyo objetivo principal fue **dar el ejemplo** en la adopción de energías limpias y **contribuir a la maduración del mercado** fotovoltaico en el país. Además, el programa incentivó la competencia de desarrolladores y proveedores de sistemas fotovoltaicos en el mercado y generó antecedentes e **información** de interés público como costos de los sistemas, tiempos de ejecución de los proyectos, desempeño de los sistemas fotovoltaicos en operación, entre otros.

El Programa estuvo orientado a la autogeneración eléctrica en recintos públicos de todo tipo: salud, educacional, recreativos, cuerpos militares y de orden, entre otros. Se llevó a cabo por medio de licitaciones para la instalación de paneles fotovoltaicos conectados a la red de distribución bajo el esquema de la Ley 20.571.

En el marco del programa se realizaron **142** proyectos que agregan una capacidad instalada total de **5.380 kW** entre los años 2015 y 2019. En 2019 la aplicabilidad del programa se extendió sobre Liceos, sumando 17 proyectos con una capacidad total de 330 kW. En total, el Programa Techos Solar Públicos lleva incorporando 5,7 MW solares en carácter distribuido en Chile.

Una vez dinamizado el mercado renovable para este tipo de aplicaciones, sumado a la posibilidad de que los edificios públicos puedan adquirir un sistema de generación mediante el modelo de ESCO, a partir del cual no solo se prescinde de contar con la inversión inicial sino también se cuenta con personal técnico a cargo de la manutención del equipo, el programa apunta a instalar sistemas en liceos técnicos para visibilizar la tecnología y formar capacidades.

53. Programa Techos Solares Públicos – Ministerio de Energía (**enlace**)

2.4. Indicadores

Se detallan a continuación los indicadores de penetración de generación distribuida solar fotovoltaica en Chile. Para la elaboración de los indicadores se tuvieron en cuenta las instalaciones de los generadores que se acogen al marco regulatorio de "*Net Billing*" normado por la Ley N° 20.571.

Infografía 10. Indicadores de Generación Distribuida de Chile.



Fuente: elaboración propia

2.5. Incentivos promocionales

El Ministerio de Energía recopila y pone a disposición la información sobre fuentes de financiamiento públicas de distintas entidades gubernamentales. Existen distintas opciones de financiamiento administradas por diversas instituciones públicas, nacionales o regionales. Un ejemplo de ello lo ofrece BancoEstado quien actualmente tiene a disposición líneas de créditos para empresas y residenciales, requiriendo una validación técnica por parte de la Agencia de Sostenibilidad Energética.

Existen también en el mercado empresas que ofrecen el modelo ESCO como alternativa de financiamiento para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos. Mayoritariamente las empresas ESCO de autoconsumo, cuentan con un fuerte financiamiento nacional o extranjero que les permite hacer frente a la demanda de capital necesaria para esta modalidad. En general los contratos ofrecidos por las ESCOs fluctúan entre 10 a 20 años de plazo y los descuentos sobre la tarifa de distribución van desde 5% al 20%. Su ámbito de financiamiento incluye proyectos desde los 20 kW hasta los 9 MW.

Por otro lado, además de contar con el Programa Techos Solares Públicos, Chile cuenta con el programa de fomento **CASA SOLAR**[54], liderado por el Ministerio de Energía e implementado por la Agencia de Sostenibilidad Energética, cuyo objetivo es potenciar el uso de la tecnología solar fotovoltaica conectada a la red sin almacenamiento.

54. Programa Casa Solar – Ministerio de Energía y Agencia de Sostenibilidad Energética (**enlace**)

El Programa Casa Solar permite la adquisición de soluciones de 1 kW o 2 kW para el sector **residencial** a un menor precio que el ofrecido unitariamente en el mercado debido a la realización de **compras masivas** de entre 500 y 600 kW. A su vez, en función a una evaluación fiscal de la vivienda, se puede entregar un **cofinanciamiento** de hasta el 50% de la inversión. Los sistemas se adquieren completos, incluido equipamiento, instalación, declaración eléctrica y puesta en operación según la reglamentación vigente de generación distribuida.

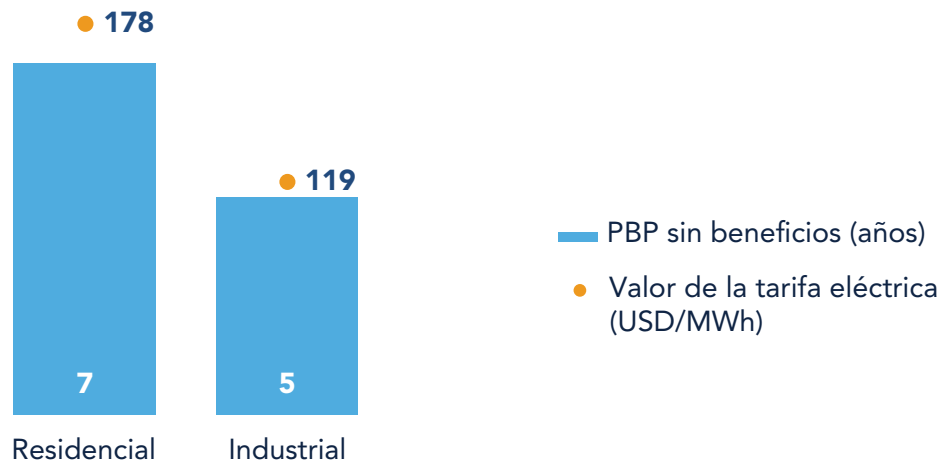
El Programa permite que los usuarios residenciales, perciban un ahorro anual en su facturación eléctrica de entre $100.000 y $200.000 pesos chilenos, y un repago de inversión de entre cinco y ocho años, que varía en función a la zona geográfica de instalación.

Del llamado realizado durante el año 2020 se llevarán a cabo casi 3.000 proyectos, equivalentes a aproximadamente 4,6 MW de capacidad, a lo largo de las 16 regiones de todo el país, en un total de 24 comunas. En tres comunas ya se encuentran en ejecución los proyectos, mientras que las restantes ya tienen su ingeniería aprobada y están prontas a iniciar su ejecución. Para el segundo llamado a realizar durante este año se espera superar los 3.500 proyectos, los que iniciarán su ejecución durante el año 2022.

2.6. Viabilidad económica de los proyectos

Los resultados de un estudio de viabilidad económica simplificada, reportan un periodo de repago de siete años para el sector residencial y cinco años para el sector industrial, sin incluir esquemas de financiamiento en los análisis. Para el estudio se utilizaron tarifas representativas de los sectores residencial e industrial de las distribuidoras con mayor participación en el mercado de distribución eléctrica en Chile.

Gráfico 23. Periodos de repago (PBP) de proyectos de generación distribuida en Chile.



Fuente: elaboración propia.

2.7. Oportunidades para profundizar el desarrollo de la generación distribuida

En Chile la generación distribuida crece sostenidamente desde sus inicios, pero de manera considerable posteriormente a la actualización del marco regulatorio en 2018. Actualmente, ampliar dicho límite para permitir el ingreso de capacidad mayor a 300 kW se ha identificado como una oportunidad de crecimiento, dado que los clientes regulados con capacidad contratada mayor a 0,5 y hasta 5 MW podrían gozar de mayores ahorros por autoconsumo bajo la modalidad de "Net Billing".

Agilizar los trámites de conexión para evitar demoras en la conexión y el cambio de medidor de los sistemas es siempre una oportunidad que contribuye a la expansión de la tecnología. En Chile, gran parte del trámite administrativo se gestiona en línea mediante una plataforma administrada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) en breves y simples pasos realizados por el interesado. En algunos lugares pueden existir demoras en los cambios de medidor, tarea que realiza exclusivamente el distribuidor del servicio eléctrico.

Oportunidades para profundizar el desarrollo de GD

Regulatorio

- Ampliar límite de capacidad de conexión.

Operativo

- Trámites de conexión ágiles para acelerar la entrada en funcionamiento del sistema.

Un nuevo proyecto de ley en Chile, que se encuentra en etapa de discusión, busca actualizar la normativa incluyendo modificaciones con el objetivo de contribuir en el desarrollo de la tecnología. Algunos de los cambios incluyen trasladar el beneficio de los ahorros en la transmisión al usuario, y también considerar en la tarifa los mejoramientos en la calidad de red para aquellos usuarios que instalen equipamiento de generación distribuida.

"En la actualidad, el esfuerzo del Estado de Chile se encuentra concentrado en reducir las barreras de entrada y la maduración del mercado de la generación distribuida. Para ello, se está trabajando en los siguientes ejes:

- Agilizar y hacer más eficiente el procedimiento de conexión de los proyectos, mediante plataformas en línea, así como la creación de una plataforma de información pública;
- Reducir la brecha de costo en el sector residencial y fomentar la competencia en el mercado de proveedores de la tecnología solar fotovoltaica;
- Promover el surgimiento de nuevos modelos de negocio en el sector de la generación distribuida, mediante la implementación de los esquemas de propiedad conjunta y descuentos remotos (...)"

Ing. Danilo Jara Aguilera – División de Energías Sostenibles, Ministerio de Energía de Chile.

3. Otros recursos energéticos distribuidos

Tanto las tecnologías de almacenamiento como el esquema de conexión comunitaria, están habilitadas mediante la regulación de la actividad de generación distribuida.

Actualmente, un proyecto de ley sobre **medios energéticos distribuidos** ha sido presentado en el Congreso y forma parte de una reforma al segmento de distribución. Este integra en sí mismo tres proyectos de Ley: *portabilidad eléctrica* para que todo usuario tenga derecho a elegir a su comercializador de electricidad, *calidad de servicio* para perfeccionar el mercado y modernizar el sector, y *nuevos recursos energéticos distribuidos* para crear valor local y reactivar la economía. El primero de ellos (proyecto de ley de portabilidad eléctrica) ya se encuentra ingresado en el Congreso.

Por otra parte, en septiembre de 2021, se realizó el Acto Público de Adjudicación de la Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Potencia y Energía Eléctrica 2021/01, en la cual se ofrecieron 2.310 GWh/año de **energía renovable y almacenamiento** para abastecer a clientes regulados (hogares, comercios y pequeñas empresas) del sistema eléctrico nacional (SEN) por 15 años a partir del 2026. El precio adjudicado fue de 23,78 USD/MWh, permitiendo la incorporación al mercado eléctrico de nuevos actores que en su mayoría provienen del sector renovable.

A su vez, en la actualidad Chile cuenta con una capacidad instalada de 76,8 MW de sistemas de almacenamiento de gran escala en el sistema eléctrico, y 112,5 MW declarados en construcción.

Por último, dentro de la Política Energética de Chile "ENERGÍA 2050", el país cuenta con la meta al año 2050 de aumentar la calidad del servicio eléctrico hasta promediar la indisponibilidad de suministro en menos de una hora por año en cualquier localidad del país, y aprovechar al máximo su potencial de generación distribuida y respuesta a la demanda en el sector público, comercial y residencial.

"Es fundamental modernizar tecnológicamente las redes de distribución, agregando inteligencia en la medición y control de éstas, de forma que sea factible gestionar una cantidad importante de recursos distribuidos."

"En la medida que estos sistemas pueden participar de múltiples mercados minoristas, ya no solo de la venta de energía, si no que, de la provisión de otros servicios a la red, es posible reconocer los beneficios que implican para la red de distribución y remunerarlos apropiadamente, lo que mejorará de forma sustancial la rentabilidad económica de los mismos."

Ing. Danilo Jara Aguilera – División de Energías Sostenibles, Ministerio de Energía de Chile.

4. Perfil de Chile

Información General			
Autoridades del Sector	Ministerio de Energía		https://energia.gob.cl/
	Ministerio de Energía - GENERACIÓN DISTRIBUIDA		https://generaciondistribuida.minenergia.cl/
	Comisión Nacional de Energía - CNE		https://www.cne.cl/
Referentes/ Asociaciones	ACESOL - Asociación Chilena de Energía Solar		https://acesol.cl/
Tasa de cambio	$/USD	820,64	Oct-21
Recurso Solar promedio	Rango	1 - 10	kWh/kWp/d
	Santiago de Chile	5,2	
Superficie	km^2	756.096	OLADE - SIELAC 2019
Población	Total	18.952.038	
	Urbana	16.610.135	
	Rural	2.341.903	
Información del Sector Eléctrico - Sistema interconectado		**2019**	**2020**
Capacidad instalada	GW	25,21	26,31
Demanda máxima	GW	10,79	10,90
Demanda eléctrica anual	TWh/a	71,55	71,78
Crecimiento interanual de la demanda eléctrica	(%)	*comportamiento histórico	3
Matriz de generación eléctrica por fuente (%)	Térmica fósil	58%	56%
	Hidroeléctrica	27%	27%
	Renovable no convencional	15%	17%
	Nuclear	0%	0%
Tecnología Solar Fotovoltaica en el SIN (no incluye GD)	MW (sep 2021)		3.575
	GWh (sep 2021)		7.617

Información del Sector Eléctrico		Detalle	Fecha/ Referencia
Factor de emisiones	tCO_2/MWh	0,43	CNE 2021
Emisiones del Sector Eléctrico	tCO_2	32.007.470	OLADE -SIELAC, 2020
Usuarios Eléctricos	Cantidad	6.257.440	2018
% Acceso a la electricidad	%	99,6%	Ministerio de Energía, 2021.
Consumo final de electricidad por sector	Residencial (%)	19%	IEA, 2018
	Comercial y servicios (%)	17%	
	Industrial (%)	62%	
	Agro y transporte (%)	2%	
Tarifas de referencia	Tarifa Residencial (USD/kWh)	0,178	Oct-21
	Tarifa Industrial (USD/kWh)	0,119	

Generación Distribuida		
Marco Regulatorio	Nivel de regulación	Ley N° 20.571 - Ley N° 21.118
	Año de entrada en vigencia	2014
	Esquema de implementación	Facturación Neta
	Objetivo y metas nacionales	Plan Energético Nacional 2015: 60% para el 2035, 70% al año 2050 de energías renovables en la matriz eléctrica.
Capacidad máxima habilitada	MW	0,3
Capacidad promedio de sistema	kW	10
Capacidad instalada	MW (Estimado a dic 2021)	107,93
Cantidad de sistemas	Cantidad (Estimado a dic 2021)	10.298

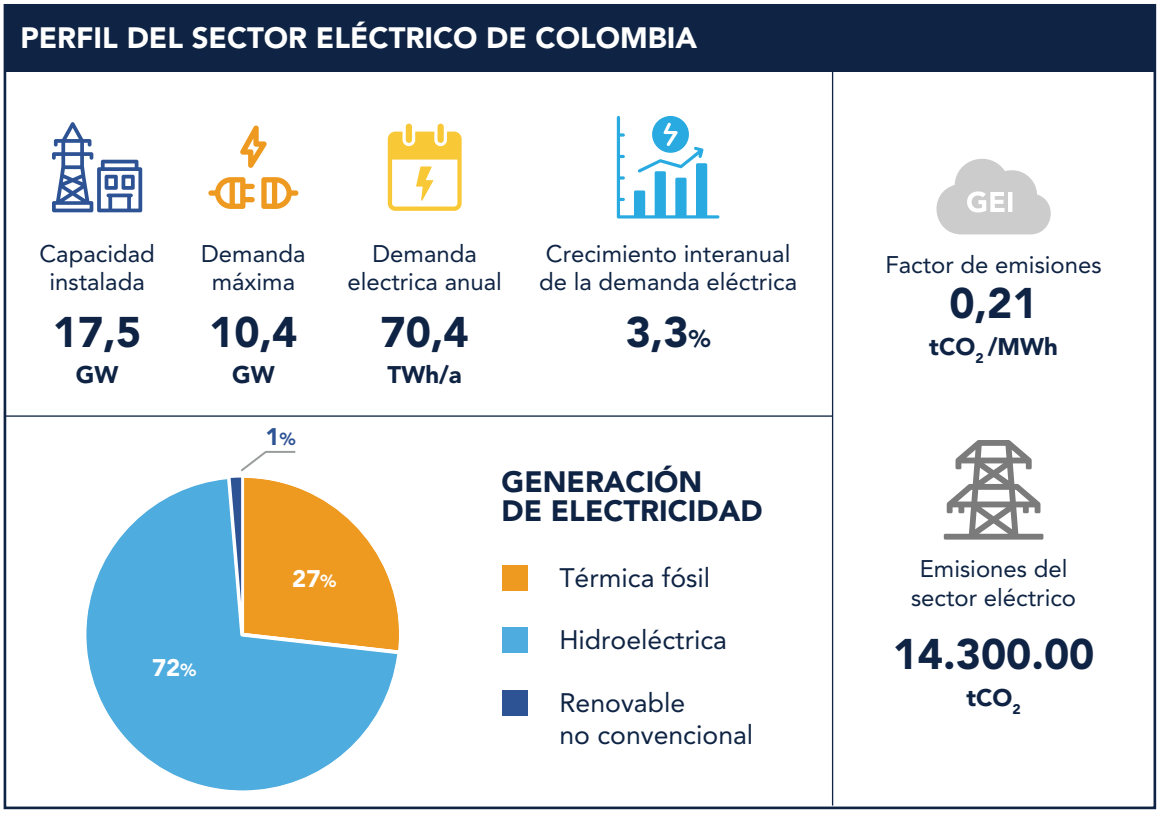
Sectorización		% por capacidad	% por cantidad de sistemas
Residencial	Según estadísticas 2019	17%	80%
Comercial/ Educacional/otros		26%	12%
Industrial/ agrícola		57%	8%
Crecimiento interanual promedio	%	135%	
	MW	15	
Costo promedio de equipamiento grid tie instalado	USD/W	<1 - 1,6>	
Periodo de repago representativo (en función a las tarifas detalladas)	PBP Residencial (años)	7	
	PBP Industrial (años)	5	
Incentivos	Tarifarios	No	
	Fiscales	No	
	Económicos	No	
	Financieros	Si	
	Impositivos	No	
	Arancelarios	No	
	Otros	No	
Programas de fomento		- Programa Techos Solares Públicos (PTSP) - Programa Casa Solar - Ponle Energía a tu PyME - Ponle Energía a tu Empresa - Ponle Energía a tu Casa	

COLOMBIA

La República de Colombia, ubicada al norte de la región sudamericana, y lindante con Centroamérica, se extiende sobre 1,14 millones de kilómetros cuadrados. Su población supera los 50 millones de habitantes, de los cuales el 81% habita zonas urbanas. Según la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) la tasa de electrificación es del 97,4%.

En los últimos 20 años, la capacidad instalada de generación eléctrica en Colombia creció anualmente 1,6% en promedio, siendo las principales fuentes de generación la hidráulica, seguida por las plantas térmicas y de cogeneración.

Infografía 11. Perfil del sector eléctrico de Colombia.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de XML y UPME, 2020.

Durante el año 2020 la generación con fuentes renovables disminuyó 8,3% mientras que la generación térmica aumentó 25,6% debido a los bajos aportes hídricos durante algunas épocas del año. La generación de energía renovable no convencional estuvo representada en un 1% por biomasa, con aproximadamente 140 MW instalados al año 2020, 0,28% solar fotovoltaica con más de 60 MW de capacidad en el sistema interconectado, y 0,01% proveniente de la energía eólica, con una capacidad instalada de 18,4 MW.

La demanda eléctrica en 2020 fue de 70.422 GWh, que frente a los 71.925 GWh registrados en 2019 representa una reducción del 2% anual asociada a la fuerte reducción en la actividad de industrias manufactureras, explotación de minas y canteras y en el comercio por la pandemia COVID-19. No obstante, el consumo eléctrico registró un crecimiento positivo desde el año 2000, e históricamente la demanda crece a un ritmo del 3,3% anual.

El mercado eléctrico colombiano se compone de cinco tipos de agentes, dentro de los cuales están incluidos 139 generadores, 16 transportistas, 46 distribuidores, 139 comercializadoras y 1 operador de mercado (XM). El 90% de los usuarios y el 70% de la demanda comercial de Colombia está formada por usuarios regulados y el 30% restante por usuarios no regulados, cuya demanda es superior a 2 MW y negocian libremente los precios de electricidad, involucrando a la mayoría de los industriales y grandes consumidores. De los usuarios regulados, el 92% corresponde al sector residencial y el 80% presenta un consumo inferior a 150 kWh/mes.

En la actualidad, Colombia realiza transacciones eléctricas internacionales con Ecuador y posee interconexión con Venezuela. Su balance en los últimos años reporta una importación neta de electricidad.

Colombia ratificó la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC) en el año 1994 y entregó la Primera Comunicación Nacional sobre Cambio Climático en el año 2001. Presentó su primera NDC en 2015, actualizada en diciembre del año 2020[55].

De acuerdo con su NDC[56] y el Tercer Informe Bienal de Actualización de Colombia a la CMNUCC[57], el país se compromete a **emitir como máximo 169,44 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente ($MtCO_2$ eq) en 2030, equivalente a una reducción del 51% de las emisiones respecto a la proyección de emisiones en 2030** en el escenario de referencia, iniciando un decrecimiento en las emisiones entre 2027 y 2030 tendiente hacia la **carbono-neutralidad al 2050**.

En cuanto a energías renovables, la medida o línea estratégica de mitigación cuenta con un potencial en el escenario de mitigación de entre 4,7 y 7,9 $MtCO_2$ eq. La medida incluye:

- Diversificar la matriz energética colombiana.
- Promoción de la **autogeneración de energía mediante fuentes alternativas**.
- Transformación de la generación energética en las zonas no interconectadas.
- Armonización de los requisitos ambientales para el desarrollo de las FERNC (fuentes de energía renovable no convencionales).

55. NDC Registry, Naciones Unidas (enlace).
56. Contribuciones Nacionales Determinadas de Colombia (enlace).
57. Reporte Bienal de Actualización presentado por las Partes no incluidas en el Anexo I (enlace).

1. Energía solar fotovoltaica

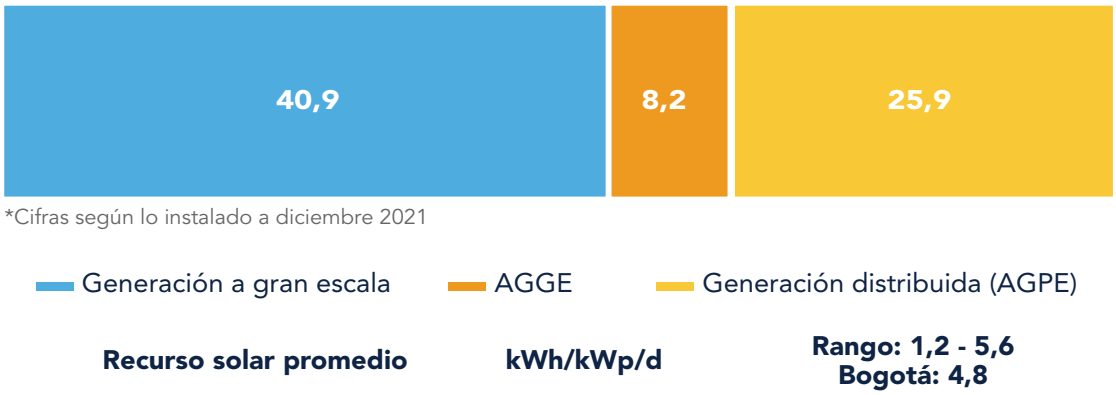
El país cuenta con un recurso solar que en términos de producción anual por unidad de potencia se encuentra entre los 438 y los 2.044 kWh/kWp/año.

A partir de la regulación del sector eléctrico respecto a las diferentes modalidades de implementación de energía solar fotovoltaica, los mercados que se han desarrollado y las capacidades instaladas corresponden a:

- **Generación a gran escala:** plantas de generación de energía eléctrica. El agente generador se constituye como una Empresa de Servicios Públicos. La capacidad solar fotovoltaica instalada a fin del año 2020 es de **40,86 MW**.
- **Autogenerador a gran escala (AGGE):** usuario que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades, pudiendo entregar excedentes al sistema interconectado nacional participando del mercado eléctrico mayorista. Estos usuarios, con capacidad instalada superior a 1 MW, según lo definido por la UPME en la Resolución N° 281 de 2015, están regulados por la Resolución CREG N° 024 del 2015. Los AGGE con potencias instaladas entre 1MW y 5MW pueden aplicar lo establecido en la Resolución CREG N° 174 de 2021. La capacidad instalada de tecnología solar fotovoltaica bajo esta modalidad al año 2020 es de **8,2 MW**.
- **Autogenerador a pequeña escala (AGPE):** usuarios que generan energía eléctrica para autoconsumo, pudiendo vender excedentes de energía a la red en los términos de la Resolución CREG N° 174 del 2021, y cuya potencia instalada es inferior a 1 MW, conforme lo establecido por la UPME en la Resolución N° 281 de 2015. El aporte de capacidad de estos usuarios alcanza los **25,3 MW** a fin del año 2020, representado por 1.556 clientes.
- **Generador distribuido (GD):** Empresa de Servicios Públicos (ESP) que realiza la actividad de generación distribuida, cuya capacidad instalada alcanza hasta 1 MW. Para operar bajo esta modalidad deben registrarse como agentes generadores. Si bien se registran 0,43 MW bajo esta modalidad en el portal de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), a la fecha no se han conformado agentes generadores, por lo cual dicha capacidad instalada se interpreta como AGPE.

Dado que los AGGE corresponden a usuarios que venden excedentes en el mercado mayorista, y los GD resultan ser agentes generadores y no usuarios que utilicen la energía generada para autoconsumo, se tomarán en cuenta los AGPE con el fin de analizar la tecnología solar fotovoltaica bajo modalidad distribuida en el marco del presente reporte.

Infografía 12. Capacidad instalada (MW) solar fotovoltaica en Colombia y recurso solar promedio.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de diversas fuentes (XM, UPME, Solargis).

2. Generación distribuida

2.1. Marco regulatorio

El marco que regula el subsector eléctrico renovable, y en particular la actividad de generación distribuida en Colombia se encuentra regido por las siguientes normas:

- **Ley N° 142 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios) y Ley N° 143 de 1994 (Ley Eléctrica).** Establecen la estructuración institucional del sector eléctrico y configuran las normas de carácter económico respecto a la prestación del servicio. Definen el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad.
- **Ley N° 697 de 2001** (Decreto reglamentario N° 3.683 de 2003). Fomenta el uso racional y eficiente de la energía. Declara de interés social, público y de conveniencia nacional, el uso de fuentes no convencionales de energía (FNCE). Incluye incentivos a las empresas que importen o fabriquen productos o tecnologías relacionadas con las FNCE.
- **Ley N° 1.715 de 2014**. Promueve el aprovechamiento de las fuentes no convencionales y renovables mediante incentivos tributarios. Define la autogeneración y generación distribuida. Autoriza la entrega de excedentes de energía a la red por parte de los autogeneradores y otorga a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) la facultad de establecer los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de la autogeneración y la generación distribuida. Crea el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) con el objetivo de financiar los proyectos.
- **Resolución CREG N° 174 de 2021 – actualiza la Resolución CREG N° 030 de 2018.** Regula las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el sistema interconectado nacional (SIN). Define la conexión a la red pública y venta de excedentes.

- **Ley N° 1.955 de 2019: Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022.** Plantea la consolidación de la entrada de las FNCER y la disminución de los factores de emisión contaminante para la generación de energía eléctrica, considerando ajustar un impuesto al carbono. Bajo esta norma se amplían los beneficios de la Ley N° 1.715 de 2014.
- **Ley N° 2.099 de 2021.** Incluye medidas tendientes a fortalecer la transición energética, mediante: (a) el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE); (b) la creación de un nuevo fondo de promoción de las FNCER y la generación eficiente de energía (c) la promoción de nuevas tecnologías como el hidrógeno, la movilidad eléctrica, la energía geotérmica, y la captura de carbono; (d) extendiendo los beneficios tributarios e incentivos fiscales para la inversión en proyectos de generación mediante FNCE y generación eficiente de energía.
- **Resolución CREG N° 135 de 2021.** Establece los mecanismos de protección y deberes de los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica que ejercen la actividad de Autogeneración a Pequeña Escala (usuarios AGPE) y entregan o venden sus excedentes al comercializador que le presta el servicio.

2.2. Especificaciones técnicas

A partir de La Ley N° 1.715 de 2014, la Resolución N° 281 del 2015 de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y el Decreto N° 348 del 2017, se define la **autogeneración** como aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente para atender sus necesidades, pudiendo entregar los excedentes en la red. A su vez, el marco define a la **generación distribuida** como la producción de energía eléctrica cerca de los centros de consumo, generada por personas jurídicas (que no son usuarios) y conectada al sistema de distribución. A partir de la citada Resolución se diferencian:

- **Autogeneradores de Gran Escala (AGGE):** aquellos con capacidad instalada mayor a 1 MW.
- **Autogeneradores de Pequeña Escala (AGPE):** aquellos con capacidad instalada de hasta 1 MW.
- **Generador Distribuido (GD):** aquellos con capacidad instalada hasta 1 MW conectado a la red de distribución.

En adelante se hará referencia a los **Autogeneradores a Pequeña Escala** (AGPE) para describir el subsector de generación distribuida en Colombia, excluyendo del estudio a los AGGE quienes son regulados por medio de la Resolución CREG N° 024 de 2015 y participan del mercado eléctrico mayorista, y a los GD que no son usuarios generadores, sino empresas de generación y venta de energía eléctrica en la red de distribución.

A partir de la Resolución CREG N° 030 de 2018, actualizada recientemente por la Resolución CREG Nº 174 de 2021, se hace operativo el marco de la generación distribuida en Colombia. En la regulación vigente se establece que previamente a solicitar la conexión, los AGPE deberán **verificar la disponibilidad existente en la red**. Los AGPE pueden optar por inyectar o no excedentes

a la red. Aquellos que no inyecten excedentes no estarán afectados por los estándares técnicos de disponibilidad del sistema establecidos en la norma.

Los estándares técnicos de disponibilidad deberán cumplir lo siguiente:

a) La suma de la potencia instalada de los AGPE que inyectan a la red y GD deberá ser menor al 50% de la capacidad nominal del circuito alimentador.

b) La cantidad de energía en una hora que pueden entregar los AGPE que inyectan a la red y GD cuyo sistema de generación sea diferente a uno de tecnología solar fotovoltaica sin almacenamiento, conectados a un mismo circuito, deberá ser menor al 50% del promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registrada para el año anterior a la solicitud.

c) Ídem caso b) para tecnología solar fotovoltaica sin almacenamiento, no debe superar el 50% del promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas en la franja horaria comprendida entre las 6 am y las 6 pm.

En los casos en que se haya identificado que el circuito o transformador no cumple con los estándares técnicos, se deberá realizar un estudio de conexión simplificado para lograr la aprobación.

Una vez verificada la disponibilidad de red, deberán **solicitar la conexión** entregando información técnica que incluye datos asociados al cliente y características del generador, entre otros.

Los AGPE que conecten una potencia de hasta 100 kW deberán cumplir un **procedimiento** simplificado para la **conexión** del sistema. Aquellos que conecten una potencia mayor a 100 kW deberán, además, elaborar un estudio de conexión simplificado y firmar un **contrato de conexión**, en los casos establecidos en la reglamentación.

El sistema de medición establecido es **bidireccional**, identificando la energía consumida e inyectada de forma independiente.

Respecto a la comercialización de excedentes, la energía inyectada por el usuario AGPE puede ser intercambiada por energía consumida dentro del mismo período de facturación, y por dicho **intercambio** el usuario debe pagar una parte de la tarifa. Los AGPE con capacidad de hasta 100 kW, solamente pagarán el cargo por comercialización, mientras que los AGPE con capacidad mayor a 100 kW, pagarán además del cargo por comercialización, el costo de servicio de la red que incluye: cargos por transporte, distribución, pérdidas y restricciones.

Cuando la energía inyectada en un período de facturación sea mayor a la consumida, los créditos se valoran al precio de bolsa con tratamiento horario cuando el usuario acceda a vender la energía excedente. Los excedentes serán cobrados por el usuario al mes siguiente del período de facturación en el cual se generaron dichos excedentes.

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

Se establece además que cuando la cantidad de excedentes exportados a la red por AGPE y GD utilizados como créditos en un mercado de comercialización supere el 4% de la demanda comercial regulada del año anterior en ese mercado de comercialización, la CREG podrá revisar las reglamentaciones en cuanto a condiciones de conexión y remuneración de excedentes.

La última actualización de la normativa que reglamenta la actividad establece que los potenciales autogeneradores (AGPE y AGGE) y los generadores distribuidos (GD) deberán gestionar su solicitud de conexión a través de una **ventanilla única**, implementada y gestionada por la UPME.

Se resumen a continuación las características específicas principales de la normativa que regula a los Autogeneradores de Pequeña Escala (AGPE), correspondiente a la actividad de generación distribuida en Colombia.

Tabla 5. Características principales de la regulación de generación distribuida de Colombia.

Características específicas de Generación Distribuida	
Nivel de Regulación	Ley N° 1.715.
Año de entrada en vigencia	2018 con la Resolución CREG N° 030 de 2018.
Última actualización	2021 con la Resolución CREG N° 174 de 2021.
Autoridad de Aplicación	Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).
Esquema de implementación[58]	AGPE< 100 kW: Medición Neta AGPE> 100 kW: Facturación Neta.
Esquema de facturación	Sobre la energía intercambiada con la red se cobrarán cargos de comercialización para AGPE<100 kW, y de comercialización más servicio de red para AGPE>100 kW.
Créditos	Créditos valorados a precio bolsa, no acumulables a períodos subsiguientes.
Potencia Máxima de conexión	1 MW.
Nivel de penetración máximo	No se establece límite. Se requieren estudios de viabilidad de conexión cuando se supere el estándar técnico: - 50% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión. - La cantidad de energía inyectada en una hora deberá ser menor al 50% del promedio anual de las horas de mínima demanda diaria entre las 6 y las 18 hs registradas en el año previo a la solicitud de conexión.
Esquema de Medición	Medidor bidireccional.

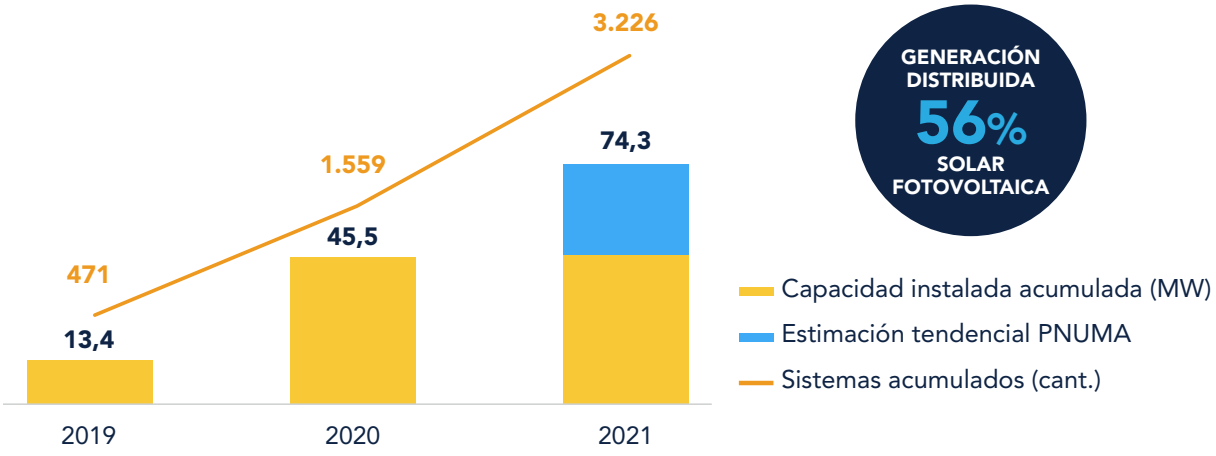
58. Según la clasificación establecida en este reporte.

Acuerdo de Interconexión	Procedimiento de conexión simplificado. Los AGPE>100 kW requieren análisis eléctricos y firman contrato de conexión.
Requisitos sobre el equipamiento	UL1741-2010/ IEC 61727-2004/ IEEE 1547-2003.
Requisitos sobre el servicio de instalación	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050.
Último reporte oficial de Capacidad instalada	46,2 MW (mayo 2021) – UPME.

2.3. Evolución de la Generación Distribuida

Desde la publicación de la Resolución CREG Nº 030 de 2018, la evolución de la generación distribuida mediante los Autogeneradores de Pequeña Escala (AGPE) en Colombia ha crecido a un ritmo acelerado. Se grafica a continuación la evolución de sistemas en operación y capacidad instalada de tecnología solar fotovoltaica de AGPE con y sin excedentes, según la información publicada en la plataforma de la UPME hasta mayo 2021. El año 2021 fue completado según una estimación tendencial realizada en función al promedio mensual del mismo año, donde se han desestimado los tres proyectos que no corresponden a la tecnología solar fotovoltaica.

Gráfico 24. Evolución de la capacidad instalada (MW) y cantidad de sistemas de generación distribuida en Colombia.



Fuente: elaboración propia en base a datos de la UPME.

Si bien lo detallado involucra a todas las tecnologías, la capacidad instalada solar fotovoltaica bajo la modalidad distribuida acumulaba a mayo 2021: 25,9 MW y 1.612 sistemas. Solamente tres proyectos corresponden a otras tecnologías, a saber: un proyecto de Residuos Agrícolas Industriales con una capacidad instalada de 669 kW y dos proyectos de Gas por una capacidad total de 19,5 MW.

En el caso de Colombia, el **99,8%** de los sistemas de generación distribuida son de tecnología solar fotovoltaica y representan un **56,2%** en términos de capacidad instalada.

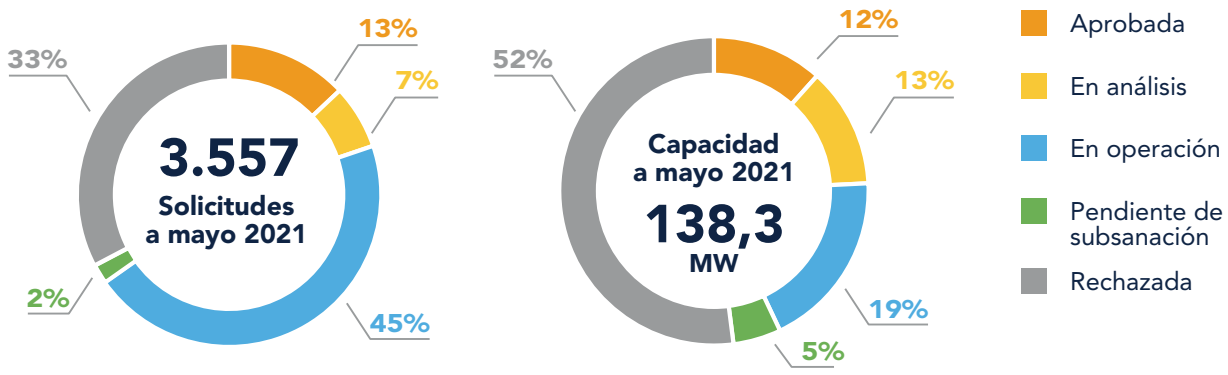
La capacidad instalada de generación distribuida reporta un crecimiento interanual promedio que supera el 150% y 24,8 MW en términos de capacidad.

La capacidad promedio de los sistemas fotovoltaicos resulta en 23 kW, no obstante, si sólo se tienen en cuenta los sistemas de tecnología solar fotovoltaica, la capacidad promedio es de 16 kW.

Según la información estadística sobre el estado de los proyectos de generación reportados en la plataforma de la UPME a mayo de 2021, existen 3.557 solicitudes de proyectos de tecnología solar fotovoltaica para generadores distribuidos (GD) y Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE).

De las 3.557 solicitudes, el 84% corresponde a AGPE con excedentes y éstas representan en capacidad al 75%, mientras que los AGPE sin excedentes representan el 6% de las solicitudes y el 11% de la capacidad. Estas 3.557 solicitudes equivalen a 138,3 MW de potencia, y 173 GWh/año de energía estimada.

Gráfico 25. Distribución del estado del trámite de las solicitudes de GD y AGPE por cantidad (izquierda) y por capacidad (derecha) - Colombia.



Fuente: elaboración propia en base a información de la UPME.

Del total de solicitudes, el 45% corresponde a las centrales que se encuentran en operación, representando una capacidad de 25,9 MW, mientras que el 13% de las solicitudes ya se encuentran aprobadas y sumarían una capacidad de 16 MW. Un 7% de solicitudes se encuentran bajo análisis y representan 17 MW en términos de capacidad, y un 2% son solicitudes pendientes de subsanación que representan 6,9 MW de capacidad. Estas 775 solicitudes (entre las aprobadas, bajo análisis y pendientes de subsanación) agregarían un total de 40,4 MW a los 25,9 MW reportados a mayo 2021.

Respecto de la distribución geográfica de las centrales que se encuentran en operación, el 37% de la capacidad instalada corresponde al departamento de Antioquía, el 13% al departamento de Santander, el 15% a Valle, y el 6% a Caldas, con menor participación en el resto de los departamentos.

La **Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)**, en su reciente informe de *Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural 2021-2035*[59], estima que para el cierre del año 2021 Colombia contará con 40 MW de **generación distribuida** y creciendo a un ritmo promedio anual del 28,6%, alcanzará los **716 MW** de capacidad instalada para el año **2035**.

A su vez, se prevé que la generación distribuida aportará a la reducción de la demanda de energía eléctrica del SIN, la cual se estima entre -0,08% y -0,94%.



"Un reto que tendrá la Comisión es hacer el análisis ex - post de la regulación emitida en 2021, con la que se busca seguir desarrollando los elementos habilitadores para que aumente la entrada de generación distribuida al país. (...) En el marco de este análisis ex - post, muy seguramente se identificarán nuevas necesidades."

Dr. Jorge Alberto Valencia Marin – Director Ejecutivo de la CREG, Colombia.

2.4. Indicadores

Se detallan a continuación los indicadores de penetración de generación distribuida solar fotovoltaica en Colombia. Se destaca que la generación solar distribuida en Colombia supera el tercio de la capacidad fotovoltaica total instalada en el país y que corresponde al 4% de la capacidad instalada de todas las fuentes renovables de la matriz eléctrica al año 2020.

Infografía 13. Indicadores de Generación Distribuida de Colombia.



Índice de penetración	% GSD sobre el total de SFV	Desplazamiento anual de GEIs	Capacidad instalada*	Energía anual estimada
5	**48%**	**20.147**	**74,33**	**97,67**
W/usuario eléctrico	**GSD/SFV**	**tCO_2 evitadas**	**MW**	**GWh/año**

*Datos oficiales de la UPME hasta mayo 2021 y estimación tendencial de PNUMA

Fuente: elaboración propia.

59. Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural (enlace)

2.5. Incentivos promocionales

A partir de los artículos 11, 12, 13 y 14 de la Ley N° 1.715 de 2014, y el Decreto N° 2.143 de 2015, se incluyen los siguientes beneficios promocionales para estimular la inversión, investigación y desarrollo de fuentes no convencionales de energía:

- **Deducción especial en la determinación del impuesto a la renta** hasta el 50% del valor de las inversiones en investigación, desarrollo e inversión para la producción y utilización de fuentes no convencionales de energía. El valor a deducir anualmente no podrá superar el 50% de la renta líquida del contribuyente. Este beneficio se extiende por 15 años de acuerdo a la nueva Ley N° 2.099 de 2021.
- **Depreciación acelerada.** La proporción de valor del activo no podrá superar el 20% anual. La tasa anual de depreciación, de acuerdo con la nueva Ley N° 2.099 de 2021, podrá ser de hasta 33,33% anual.
- **Exención de bienes e IVA** para la compra de bienes y servicios, equipos, maquinaria, elementos nacionales o importados.
- **Exención de aranceles** para la importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de pre-inversión y de inversión de proyectos de fuentes no convencionales de energía.

Las inversiones deberán ser certificadas como proyectos de generación de energía eléctrica a partir de FNCE por la UPME para poder gozar de los incentivos descriptos.

A su vez, existen dos fondos para la promoción de la generación distribuida de baja escala en Colombia:

- **Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE)**, el cual financia soluciones de autogeneración a pequeña escala dirigidos al sector residencial de estratos 1, 2 y 3. Recibe aportes presupuestarios del gobierno nacional, y puede además recibir fondos de entidades privadas y públicas, nacionales o multilaterales.
- **Fondo Único de Soluciones Energéticas (FONENERGIA),** el cual financia y realiza 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.

La Ley N° 2.099 de 2021 dispone que los beneficios tributarios a los sistemas a partir de FNCE estarán vigentes por los próximos 30 años.

2.6. Viabilidad económica de los proyectos

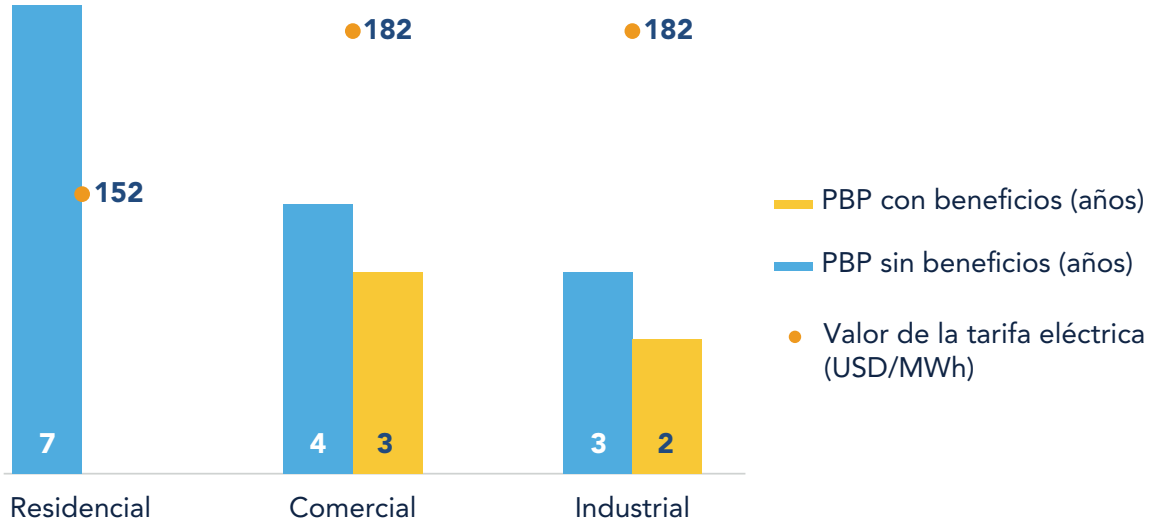
Los resultados de un estudio de viabilidad económica simplificada reportan un periodo de repago de cuatro años para el sector comercial, tres años para el sector industrial y siete años para el sector residencial.

Los resultados expuestos responden a los escenarios sin beneficio promocional y con el beneficio fiscal sobre el impuesto a la renta, mediante el cual el sector comercial e industrial reduce un año el periodo de repago. El beneficio

fiscal sobre la inversión no es aplicable para los usuarios residenciales ya que generalmente no están alcanzados por dicho impuesto.

Se seleccionaron para el análisis tarifas promedio de los sectores residencial de Estrato 4, comercial e industrial, según el informe del primer trimestre del año 2021 de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Gráfico 26. Periodos de repago (PBP) de proyectos de generación distribuida en Colombia.



Fuente: elaboración propia.

2.7. Oportunidades para profundizar el desarrollo de la generación distribuida

Actualmente la reglamentación de generación distribuida en Colombia se encuentra en proceso de actualización, mediado por un proyecto de resolución cuyo objetivo es mermar barreras de crecimiento de la tecnología bajo la modalidad de generación distribuida.

En particular las oportunidades para facilitar la expansión de la tecnología están asociadas a transparentar los procedimientos de conexión. Por un lado, se intenta permitir que los usuarios puedan conocer y consultar el estado de su solicitud de conexión en el momento que lo deseen. Por otro lado, se identifica la necesidad de contar con reglas de subsanación claras y sencillas para poder aprobar aquellos proyectos que se encuentran pendientes. Actualmente, los proyectos pendientes de subsanación alcanzan 7 MW de capacidad fotovoltaica.

En Colombia la norma habilita a que cada operador en diferentes regiones tenga reglas distintas para la conexión, entrada en operación y reconocimiento de excedentes. Instruir a los operadores de red para que puedan conocer las remuneraciones aplicables sobre los excedentes y estandarizar los criterios respecto a los requisitos técnicos solicitados para la conexión (unificando la interpretación sobre las normas RETIE) ha sido identificado como una medida que contribuirá en la expansión de la actividad.

Desde el punto de vista económico, ampliar la oferta de financiamiento para lograr la adhesión de los usuarios cuya barrera de ingreso sigue siendo económica y profundizar la difusión y comunicación de la tecnología y sus beneficios y ofrecer una guía rápida de tramitación para el interesado, son oportunidades para atraer nuevas adhesiones a la actividad y acelerar el crecimiento de la generación distribuida.

Oportunidades para profundizar el desarrollo de GD

Regulatorio

- Revisión y actualización del marco regulatorio vigente.

Técnico

- Instrucción sobre normas técnicas, y estandarización de reglas de subsanación para proyectos pendientes.

Económico

- Ampliar oferta financiera.

Operativo

- Trámites de conexión ágiles y transparentes.

3. Otros recursos energéticos distribuidos

El Ministerio de Minas y Energía ha desarrollado un proyecto de resolución[60] con el objetivo de establecer una política pública para la promoción de **recursos energéticos distribuidos** (DERs, por sus siglas en inglés), que actualmente se encuentra bajo consulta pública. Dentro de los DERs se incluyen: la respuesta a la demanda, los vehículos eléctricos, la generación distribuida, los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica y la autogeneración a pequeña y gran escala conectados a la red de distribución, entre otros. Otro de los objetivos que comprende el proyecto de resolución, incluye incentivar la creación de nuevos modelos de negocio y mecanismos de mercado que requieran exenciones regulatorias, facilitando el aprovechamiento de la innovación tecnológica y regulatoria.

Por otra parte, el Gobierno de Colombia, interesado en modernizar el marco institucional y regulatorio del sector eléctrico para facilitar la incorporación de nuevos agentes, tecnologías y esquemas transaccionales en el mercado, a través del Ministerio de Minas y Energía en 2019, convocó a una **Misión de Transformación Energética**[61] con la finalidad de estudiar cinco focos:

1. Mercado mayorista: competencia, participación y estructura del mercado eléctrico.

2. Modernización de la red: descentralización, digitalización y gestión eficiente de la demanda.

3. El rol del gas en la transformación energética.

4. Cobertura y subsidios: cierre de brechas, mejora de la calidad y diseño y formulación eficiente de subsidios.

5. Marco institucional y regulatorio: revisión del marco institucional y regulatorio para su modernización.

60. Proyecto de Resolución para incorporar otros recursos energéticos distribuidos (enlace).
61. Misión de la Transformación Energética (**enlace**).

Respecto al foco de **Modernización de la red**, se trabaja en los siguientes ejes:

1. Adecuar el marco regulatorio para incorporar y operar Recursos Energéticos Distribuidos (DERs) en las redes, habilitando su participación en diferentes mercados.

2. Realizar un diseño tarifario flexible que promueva la participación de la demanda y DERs, mediante el desarrollo e implementación de regulación, desarrollando el mercado de corto plazo y de servicios complementarios.

3. Digitalizar la red mediante la incorporación de infraestructura de medición avanzada (AMI).

4. Realizar una transición de los operadores de red a operadores de sistemas de distribución, diseñando una nueva metodología tarifaria de distribución.

5. Adecuar la regulación necesaria para realizar una planificación integrada de las redes.

Mediante la Resolución MME N° 40.072 de 2018, N° 40.459 de 2019 y N° 40.142 de 2020, se establecen los mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI).

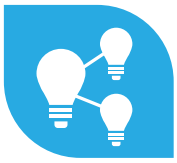
Con respecto a **almacenamiento**, son aplicables los mismos procedimientos que para autogeneradores y autogeneradores distribuidos para aplicaciones "detrás del medidor".

A su vez, por medio de la **Resolución CREG N° 098 del 2019**, se establecen los procesos aplicables a Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías (SAEB), que podrán ser conectados al SIN mediante el sistema de transmisión nacional o regional, con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía. En virtud de ello, la UPME realizó una convocatoria para la "*Selección de un inversionista y un interventor para el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías en el departamento del Atlántico*" y seleccionó al interventor para la realización del proyecto que deberá entrar en operación el 30 junio de 2023. El proyecto consta de una solución de almacenamiento de 45 MWh que será interconectada en una subestación de 34,5 kW en Barranquilla.

Por otro lado, por medio de la **Ley N° 1.715 de 2014**, el Ministerio de Minas y Energía delega a la CREG la regulación para incentivar la **respuesta a la demanda** con el objeto de desplazar los consumos en periodos de punta y procurar el aplanamiento de la curva de demanda. El **Decreto N° 2.492 de 2014** establece que 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, considerar criterios de respuesta a la demanda en los Planes de Expansión de Energía Eléctrica y diseñar los mecanismos necesarios para que los usuarios, voluntariamente, puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el MEM para mejorar su funcionamiento.

Por su parte, se encuentra implementado mediante la **Resolución CREG N° 063 de 2010**, el programa de Demanda Desconectable Voluntaria (DDV) que consiste en que, si un generador no puede cumplir sus Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad, puede hacer un acuerdo con la demanda para que reduzca su consumo a cambio de una remuneración. A su vez, la **Resolución CREG N° 039 de 2016** llamada "Apagar Paga" habilitó a que los usuarios finales reciban un incentivo monetario por reducir su consumo, y se utilizó como una de las acciones de mitigación ante los efectos de "El Niño" en 2015-2016.

Sumado a la regulación en torno a **almacenamiento** y **respuesta a la demanda**, las siguientes corresponden a pruebas piloto en el rubro **mini redes** y **solar comunitario** que se están desarrollando con fines de investigación:



Micro redes

Energética 2030[62] es una alianza interinstitucional liderada por la Universidad Nacional, conformada por 11 organizaciones: ocho Universidades (UNAL, UPB, EAFIT, EIA, CECAR, UNICSUCRE, UNIGUAJIRA, UFPS,) y tres empresas (ISA, XM, INTERNEXA). Tiene como objetivo ejecutar un programa de investigación, desarrollo e innovación, que busca definir estrategias de transformación del sector energético colombiano al año 2030. Uno de sus proyectos consiste en la implementación de una prueba piloto de cinco micro redes inteligentes en diferentes ubicaciones geográficas del país, de las cuales ya se encuentra la quinta en construcción.



Energía Solar Comunitaria

En Medellín, el grupo de investigación EnergEIA de la Universidad EIA lidera el proyecto "Energía Solar Comunitaria", a través del programa *Transforming Systems through Partnership* (TSP) de la Real Academia de Ingeniería del Reino Unido, respaldado por el Fondo Newton y en conjunto con investigadores de la University College London (UCL), Empresas Públicas de Medellín (EPM), ERCO Energía y NEU Energy.

En este proyecto, aproximadamente 30 personas crearán su propia comunidad solar piloto, la cual será gestionada a través de la plataforma digital NEU Energy. Esta plataforma les permitirá a los usuarios gestionar su energía de manera colectiva buscando aumentar la eficiencia o generar nuevos ingresos a partir de los excedentes solares. El piloto busca generar un modelo de negocio replicable y escalable, para que las comunidades energéticas se conviertan en un componente clave de la transición energética, fomentando la participación de las personas en nuevos negocios de energía.

62. Energética 2030 (**enlace**)

El estudio *"Apoyo al despliegue de tecnologías de redes inteligentes en Colombia"* desarrollado por la UPME, Carbon Trust, Imperial College London y la Universidad Nacional de Colombia con apoyo de UK PACT, cuantifica el beneficio sistémico que permite el despliegue de redes inteligentes y su valor para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector eléctrico de manera costo efectiva. A su vez, brinda recomendaciones de tecnologías y conocimiento, y sugerencias regulatorias.

El estudio concluye que al año 2030 el ahorro estimado que aportarán las redes inteligentes será de 42 millones de dólares, 726 millones de dólares para el año 2040, y 428 millones de dólares para el 2050. Los beneficios netos estimados para 2030 son principalmente por ahorros en infraestructura de distribución, y para 2040 y 2050 los mayores beneficios resultan de los costos evitados en capacidad y operación de la generación instalada.

Un escenario de descarbonización del sistema eléctrico al 100% para el año 2040, con redes inteligentes y energía renovable no convencional, arroja un valor presente neto (VPN) de USD 4.800 millones al año 2040.

A su vez, en el ámbito regulatorio, recomienda reconsiderar incentivos y facilitar el mercado para que las tecnologías de flexibilidad puedan ser remuneradas.

"Dentro de los retos que identificamos como uno de los más importantes es el despliegue de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), sobre la que llevamos trabajando desde hace varios años, y que esperamos podamos consolidar en el año 2022. Por otro lado, está la actualización del reglamento de distribución para mejorar la infraestructura eléctrica, y regulación que permita el desarrollo de nuevos mercados a nivel de sistemas de distribución."

Dr. Jorge Alberto Valencia Marin – Director Ejecutivo de la CREG, Colombia.

4. Perfil de Colombia

Información General			
Autoridades del Sector	Ministerio de Minas y Energía (MME)		https://www.minenergia.gov.co/
	Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)		https://www1.upme.gov.co/
	Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)		https://www.creg.gov.co/
	Operador del Sistema Eléctrico (XM)		https://www.xm.com.co/
Tasa de cambio	$/USD	3.827	Sep-21
Recurso Solar promedio	Rango	1,2 - 5,6	kWh/kWp/d
	Bogotá	4,8	
Superficie	km^2	1.141.749	OLADE - SIELAC 2019
Población	Total	50.339.443	
	Urbana	40.827.302	
	Rural	9.512.141	

Información del Sector Eléctrico - Sistema interconectado		2019	2020
Capacidad instalada	GW	17,46	17,48
Demanda máxima	GW	10,64	10,43
Demanda eléctrica anual	TWh/a	71,92	70,42
Crecimiento interanual de la demanda eléctrica	(%)	*comportamiento histórico	3,3
Matriz de generación eléctrica por fuente (%)	Térmica fósil	21%	27%
	Hidroeléctrica	78%	72%
	Renovable no convencional	1%	1%
	Nuclear	0%	0%
Tecnología Solar Fotovoltaica en el SIN (no incluye GD)	MW (2020)		49
	GWh (2020)		155

Información del Sector Eléctrico		Detalle	Fecha/ Referencia
Factor de emisiones	tCO_2/MWh	0,21	Fuente propia - datos XM 2020
Emisiones del Sector Eléctrico	tCO_2	14.300.000	XM - 2020
Usuarios Eléctricos	Cantidad	16.417.278	2020

% Acceso a la electricidad	%	97,4%	2021
Consumo final de electricidad por sector	Residencial (%)	55%	2020
	Comercial (%)	21%	
	Industrial (%)	17%	
	Oficial y otros (%)	7%	
Tarifas de referencia	Tarifa Residencial (USD/kWh)	0,131	Mar-21
	Tarifa Comercial (USD/kWh)	0,182	
	Tarifa Industrial (USD/kWh)	0,182	

Generación Distribuida			
Marco Regulatorio	Nivel de regulación	Ley Nº 1715 de 2014 Resolución CREG Nº 174 de 2021	
	Año de entrada en vigencia	2018	
	Esquema de implementación	Medición Neta Facturación Neta	
	Objetivo y metas nacionales	No se especifica.	
Capacidad máxima habilitada	MW	1	
Capacidad promedio de sistema	kW	16	
Capacidad instalada	MW (Estimado a dic 2021)	74,33	
Cantidad de sistemas	Cantidad (Estimado a dic 2021)	3.226,2	
Sectorización		% por capacidad	% por cantidad de sistemas
Sector Residencial		No se especifica.	
Sector Comercial			
Sector Industrial			
Crecimiento interanual promedio	%	151%	
	MW	25	
Costo promedio de equipamiento grid tie instalado	USD/W	<1 - 1,6>	

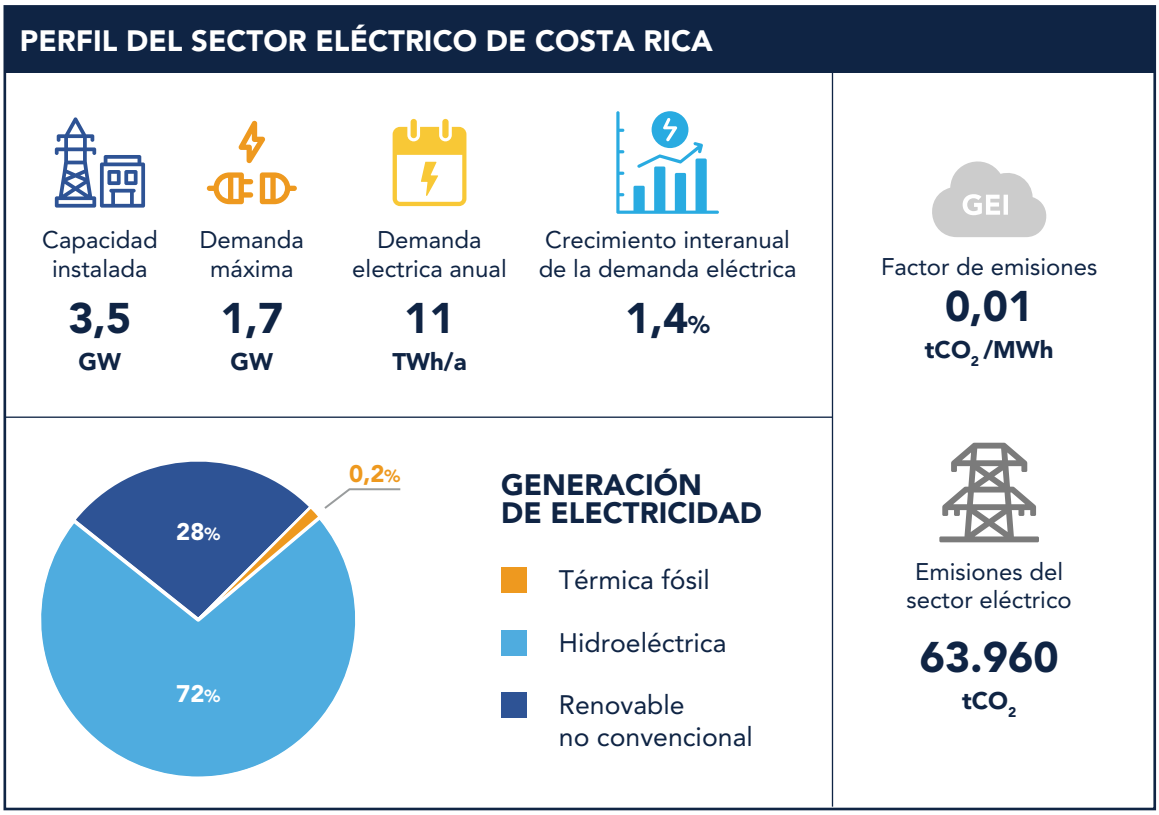
Periodo de repago representativo (en función a las tarifas detalladas)	PBP Residencial (años)	7
	PBP Comercial (años)	4
	PBP Industrial (años)	3
Incentivos	Tarifarios	No
	Fiscales	Si
	Económicos	No
	Financieros	Si
	Impositivos	Si
	Arancelarios	Si
	Otros	No
Programas de fomento		No

COSTA RICA

Costa Rica cuenta con una extensión de 51,1 mil kilómetros cuadrados y más de cinco millones de habitantes, de los cuales el 80% vive en zonas urbanas. La tasa de electrificación del país alcanza el 99,7%. Su marcado modelo de desarrollo basado en la sostenibilidad lo convierte en uno de los pocos países a nivel mundial con una generación eléctrica cercana al 100% renovable.

Costa Rica reporta un crecimiento sostenido en la demanda y oferta, con una afectación en el año 2020 debido a la pandemia COVID-19, que ha logrado revertir desde mediados de 2021, cuando se superó el nivel de demanda del mismo mes correspondiente al año 2019. Para fines de 2020 alcanzó una demanda anual que superó los 11 TWh.

Infografía 14. Perfil del sector eléctrico de Costa Rica.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de diversas fuentes (MINAE, SEPSE, CENSE, OLADE, 2020).

Durante el último año, el 72% de la generación eléctrica fue producida mediante centrales hidroeléctricas, mientras que casi la totalidad restante se generó con tecnologías de energías renovables no convencionales que incluyen: 14,6% de geotermia, 12,6% de energía eólica, 0,5% de energía de biomasa, y 0,08% de generación eléctrica solar fotovoltaica. La participación de generación térmica es casi despreciable.

La gran mayoría de la demanda eléctrica se encuentra conectada al sistema interconectado nacional y es muy poca la participación de generación aislada. Asimismo, Costa Rica cuenta con un Plan de Electrificación Rural para lograr electrificar el 100% de los hogares.

Son ocho las distribuidoras eléctricas que abastecen a los casi 1,8 millones de usuarios eléctricos del país, en función a las áreas concesionadas de cada una de ellas.

La generación eléctrica en Costa Rica es predominantemente dependiente del clima, siendo que casi un tercio de su matriz es hidroeléctrica. El Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2020-2035 por el cual se propende acompañar el crecimiento de la demanda eléctrica mientras se logra flexibilizar las redes, establece un adicional de potencia en el sistema interconectado de casi 450 MW a ser instalados en dicho periodo, donde el 55% corresponde a la tecnología solar fotovoltaica con un total de 250 MW, representando de esta manera el 6,8% de la capacidad instalada en el sistema interconectado nacional al año 2035.

Costa Rica ratificó el Acuerdo de Paris en 2015 y conforme a ello desarrolló la Política Nacional de Adaptación al Cambio Climático de Costa Rica (2018) y el Plan Nacional de Descarbonización (2019) presentado ante la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) como la Estrategia de Largo Plazo (ELP). Presentó su primera NDC en 2015, la cual fue actualizada en diciembre del año 2020[63].

De acuerdo con su NDC[64] el país se compromete a un **máximo absoluto de emisiones netas en el 2030 de 9,11 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente ($MtCO_2$ eq)** incluyendo todas las emisiones y todos los sectores. Esta meta es consistente con la trayectoria de 1,5 °C y busca **emisiones netas cero en 2050**. A su vez, el país se compromete a un presupuesto máximo absoluto de emisiones netas de 106,53 $MtCO_2$ para el periodo 2021 al 2030.

En cuanto a energías renovables, las contribuciones incluyen:

- Alcanzar y mantener una generación eléctrica 100% renovable al 2030. El país mantendrá la capacidad térmica necesaria para asegurar la confiabilidad del sistema, procurando eliminarla en cuanto existan otras alternativas técnica y económicamente viables.
- Desarrollar una planificación integrada intersectorial del proceso de electrificación de la demanda energética, que incorporará las necesidades de los diversos sectores y la diversidad de fuentes renovables de energía disponibles en las diferentes regiones del país.

63. NDC Registry, Naciones Unidas (enlace).
64. Contribuciones Nacionales Determinadas de Costa Rica (enlace).

Según su Segundo Informe Bienal de Actualización de Costa Rica a la CMNUCC[65], el país detalla promover la consolidación de un Modelo Energético Bajo en Emisiones de Carbono, que se alcanzará mediante:

- Mejora y expansión de la oferta eléctrica con fuentes renovables y **generación distribuida**.
- Sustitución de combustibles fósiles.
- Uso eficiente de energía en sectores estratégicos.

1. Energía solar fotovoltaica

El país cuenta con un recurso solar que en términos de producción anual por unidad de potencia se encuentra entre los 584 y los 1.899 kWh/kWp/año.

A partir de la regulación del sector eléctrico respecto a las diferentes modalidades de implementación de energía solar fotovoltaica, los mercados que se han desarrollado en Costa Rica y las capacidades instaladas corresponden a:

- **Generación a gran escala:** al año 2020, la potencia instalada de las plantas fotovoltaicas alcanza 5,4 MW de capacidad.
- **Generación de las distribuidoras eléctricas:** asciende a 10 MW, distribuidos en dos plantas de la misma capacidad, una perteneciente a la distribuidora eléctrica Coopelesca, la otra a Coopeguanacaste.
- **Generación distribuida**: al cierre de 2020 alcanzaba los 66,3 MW incluyendo lo instalado en los términos del Decreto Nº 39.220 del Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) y el proyecto piloto ICE (P. P. ICE 2010-2015).

Infografía 15. Capacidad instalada (MW) solar fotovoltaica en Costa Rica y recurso solar promedio.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de diversas fuentes (MINAE, CENSE, Solargis).

65. Reporte Bienal de Actualización presentado por las Partes no incluidas en el Anexo I (enlace).

2. Generación distribuida

2.1. Marco regulatorio

El marco que regula el subsector eléctrico renovable, y en particular la actividad de generación distribuida de Costa Rica, se encuentra regido por las siguientes normas:

- **Ley orgánica del Ministerio de Ambiente y Energía – Ley N° 7.152 y Reglamento orgánico N° 35.669-MINAET.** Establecen el ordenamiento jurídico en materia de energía.
- **Ley de Regulación del Uso Racional de la Energía N° 7.447.** Establece incentivos promocionales, dentro de los cuales se incluyen a las tecnologías de generación de energía renovable.
- **Norma técnica AR-NT-POASEN (2014).** Regula el acceso de los sistemas de generación distribuida a la red eléctrica para autoconsumo. Define dos modalidades de sistemas de generación distribuida: medición neta sencilla y medición neta completa, siendo esta última con venta de excedentes.
- **Dictamen C-165-2015 de la Procuraduría de la República.** Establece que la modalidad de generación eléctrica para autoconsumo no constituye un servicio público, sino que corresponde a una actividad del abonado del sistema eléctrico nacional con el propósito de cubrir sus necesidades de energía eléctrica.
- **Decreto N° 39.220 MINAE.** Regula la actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables de energía (solar, eólica, hidroeléctrica o biomasa) bajo el modelo de medición neta sencilla, es decir, sin venta de excedentes. A la fecha, las instalaciones de generación distribuida en Costa Rica se encuentran enmarcadas bajo este decreto.
- **DVME-008-2018.** Comunicado del MINAE sobre el sistema de medición de generación distribuida y el proceso de facturación.
- **Resolución RJD-030-2016**. Establece la metodología de fijación de tarifa de acceso a las redes de distribución.

2.2. Especificaciones técnicas

El **Decreto N° 39.220** del **MINAE** regula la actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables de energía, donde se establece que el productor-consumidor podrá o no estar interconectado a la red de distribución.

En todos los casos deberá cumplir con el Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y de la Propiedad Nº 38.440-MEIC. A su vez, los sistemas de generación distribuida mayores a 500 kW deben obtener una **licencia de viabilidad ambiental**.

Para la interconexión del sistema deberá cumplirse un **procedimiento** que incluye: solicitud de disponibilidad de potencia, reserva de capacidad solicitada por un plazo máximo de tres meses, autorización de la instalación del sistema, revisión del sistema por parte de la distribuidora y firma del contrato de interconexión. La empresa distribuidora está a cargo de realizar el estudio técnico para **determinar la capacidad** máxima para la interconexión del sistema en cada punto.

Respecto al **esquema de implementación**, la energía generada que no es autoconsumida instantáneamente, podrá inyectarse en la red para ser devuelta cuando la generación sea inferior al consumo, como consumo diferido. De acuerdo con la normativa nacional, no existe una venta de electricidad a efectos tributarios y regulatorios. El productor-consumidor paga una compensación establecida mediante una "tarifa de acceso" proporcional a los excedentes inyectados para consumir los excedentes que fueron inyectados previamente en la red de distribución.

El esquema también establece que el cliente deberá consumir al menos el **51%** de la energía que genera anualmente, con lo cual podrá retirar de lo inyectado en la red como consumo diferido hasta un **49%** de la energía generada. Cualquier adicional de energía generada en el periodo anual será donado por el cliente a la empresa de distribución. La liquidación del sistema se hará por año calendario, y cualquier crédito caducará el 31 de diciembre. Este tipo de esquema motiva a diseñar los sistemas para maximizar el autoconsumo sin sobredimensionarlos.

Al finalizar su vida útil, se deberá hacer una correcta **disposición final de los residuos** de los sistemas de generación y almacenamiento de la energía, en concordancia con la Ley N° 8.839 (Ley para la Gestión Integral de Residuos).

Se resumen a continuación las características específicas principales de la normativa de generación distribuida en Costa Rica:

Tabla 6. Características principales de la regulación de generación distribuida de Costa Rica.

Características específicas de generación distribuida	
Nivel de Regulación	Decreto N° 39.220 - MINAE.
Año de entrada en vigencia	2016.
Última actualización	2018.
Autoridad de Aplicación	Dirección de Energía (DNE) y ARESEP (normas técnicas).
Esquema de implementación66	Facturación Neta.
Esquema de facturación	Se podrá retirar de la red la energía inyectada hasta un máximo del 49% de la energía generada, y se cobrará una tarifa de acceso por dicho consumo diferido.

66. Según la clasificación establecida en este reporte.

Créditos	Créditos por energía acumulables hasta el 31 de diciembre de cada año calendario.
Potencia Máxima de conexión	No se especifica.
Nivel de penetración máximo	15% de la demanda máxima anual del circuito.
Esquema de Medición	Medidor bidireccional + Medidor de generación.
Acuerdo de Interconexión	Contrato de conexión, previa autorización.
Requisitos sobre el equipamiento	Normativa: IEE-1547/ IEE-519/ IEEE-929/ UL-1741. Diseño del sistema sellado por un ingeniero colegiado y visado por el Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos.
Requisitos sobre el servicio de instalación	Cumplimiento del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y de la Propiedad Nº 38.440-MEIC.
Último reporte oficial de Capacidad instalada	72,42 MW (diciembre 2021) – DNE.

2.3. Evolución de la Generación Distribuida

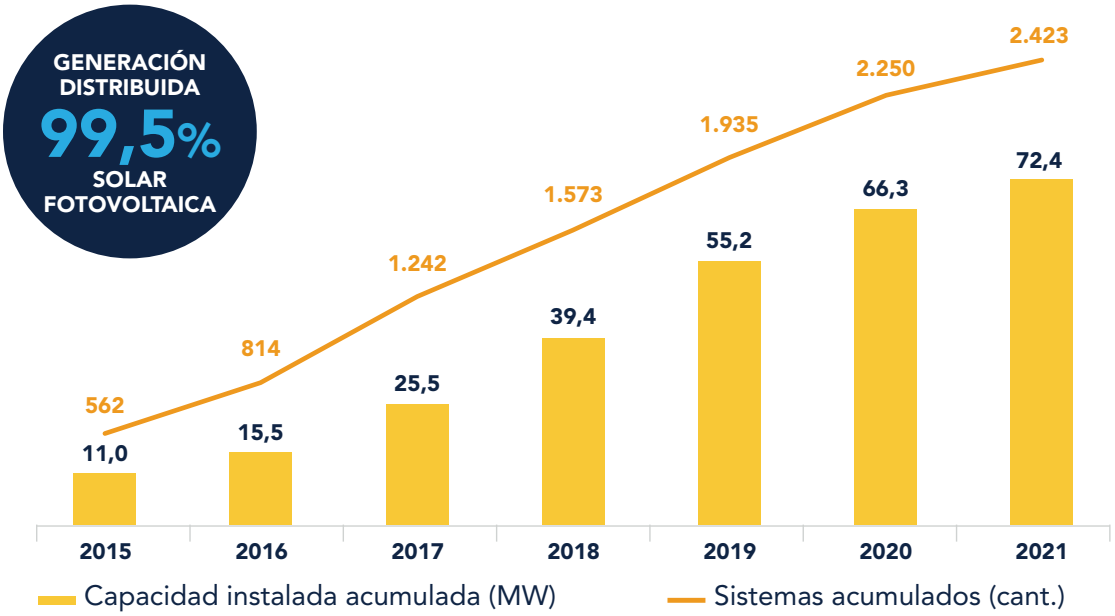
Con el fin de estudiar el efecto sobre las redes de distribución y contar con bases para la posterior regulación sobre el desarrollo de la actividad, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) inició en octubre de 2010 y terminó en 2015 un proyecto piloto de generación distribuida. En dicho piloto se recibieron 562 solicitudes por una potencia total de 11 MW, de los cuales 553 proyectos que suman 6,38 MW de capacidad son solares fotovoltaicos, un proyecto de 4,3 MW es de biomasa, cinco proyectos hidroeléctricos suman 336 kW y el resto corresponde a proyectos eólicos, híbridos solar-eólico e híbrido solar-hidroeléctrico.

Luego de la aprobación del Decreto N° 39.220 del MINAE, mediante el cual se regula la actividad de generación distribuida, Costa Rica ha experimentado un crecimiento sostenido de la capacidad instalada, que alcanza un promedio interanual del 38% y 10,2 MW promedio en términos de nueva capacidad instalada anualmente.

El gráfico a continuación detalla la evolución de la implementación de generación distribuida, incluido el resultado del proyecto piloto del ICE, en términos de capacidad instalada y sistemas instalados, según lo reportado por la Dirección de Energía (DNE) del Ministerio de Ambiente y Energía de Costa Rica.

En lo que respecta a generación distribuida el **99,5%** de los sistemas y el **92%** de la capacidad instalada es de tecnología solar fotovoltaica.

Gráfico 27. Evolución de la capacidad instalada (MW) y cantidad de sistemas de generación distribuida en Costa Rica.



Fuente: elaboración propia en base a datos de la Dirección de Energía del MINAE.

Según la clasificación tarifaria, se reporta que aproximadamente la mitad de los sistemas y capacidad instalada corresponde al sector comercial (identificado bajo las tarifas T-CO y T-CS), mientras que un 6% de los sistemas con un 20% de la capacidad instalada pertenecen al sector industrial (identificado bajo las tarifas T-IN, T-MT, T-MBT). Por último, el 46% de los sistemas que reportan un 23% de la capacidad instalada son residenciales (identificados bajo las tarifas T-RE y T-RH).

Gráfico 28. Participación sectorial por capacidad instalada de generación distribuida (izquierda) y por cantidad de instalaciones (derecha) – Costa Rica.

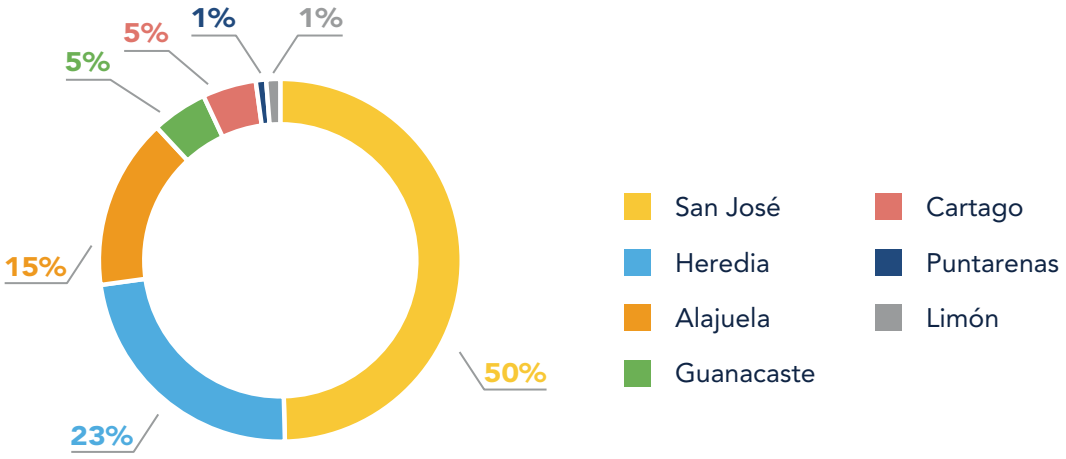


Fuente: elaboración propia en base a información provista por la Dirección de Energía.

A la fecha, la capacidad promedio de los sistemas instalados resulta en 30 kW. No obstante, se registra que un 16% son sistemas menores a 3 kW, un 40% de los proyectos instalados son de entre 3 y 10 kW, un 37% corresponde a sistemas de entre 10 y 100 kW de capacidad, y el 7% restante corresponde a proyectos mayores de 100 kW de potencia instalada.

Bajo otro análisis, puede observarse en el gráfico a continuación que el 88% de la capacidad instalada se encuentra en los departamentos de San José, Heredia y Alajuela con una participación de 50%, 23% y 15% respectivamente, con menor participación del resto de los departamentos.

Gráfico 29. Distribución de la capacidad instalada por departamento – Costa Rica.



Fuente: elaboración propia en base a información publicada por la Dirección de Energía.

"El papel en la transición energética de la Generación Distribuida para nuestro país es elemental, ya que impulsa la producción descentralizada y el autoconsumo energético como parte de un amplio proyecto para sentar las bases de un modelo de economía sostenible, baja en carbono, capaz de hacer frente al desafío de la inclusión social y erradicación de la pobreza, con la creación de empleos sostenibles que respeten el medio ambiente y la biodiversidad."

Ing. Francisco Gómez Bueno – Dirección de Energía, Ministerio de Ambiente y Energía de Costa Rica.

2.4. Indicadores

Se detallan a continuación los indicadores de penetración de generación distribuida solar fotovoltaica en Costa Rica. Para la elaboración de los indicadores se han tenido en cuenta los sistemas registrados bajo el Decreto N° 39.220 sumados a los sistemas de tecnología solar fotovoltaica del proyecto piloto ICE.

Cabe destacar la alta participación de la generación distribuida sobre la capacidad total instalada de tecnología solar fotovoltaica en el país, superando ampliamente a la energía proveniente de plantas de generación fotovoltaica conectadas al sistema interconectado nacional.

Infografía 16.Indicadores de Generación Distribuida de Costa Rica.



Fuente: elaboración propia.

2.5. Incentivos promocionales

De acuerdo con lo dispuesto en el capítulo de incentivos de la Ley N° 7.447 sobre la Regulación del Uso Racional de la Energía, se establecen los siguientes incentivos promocionales:

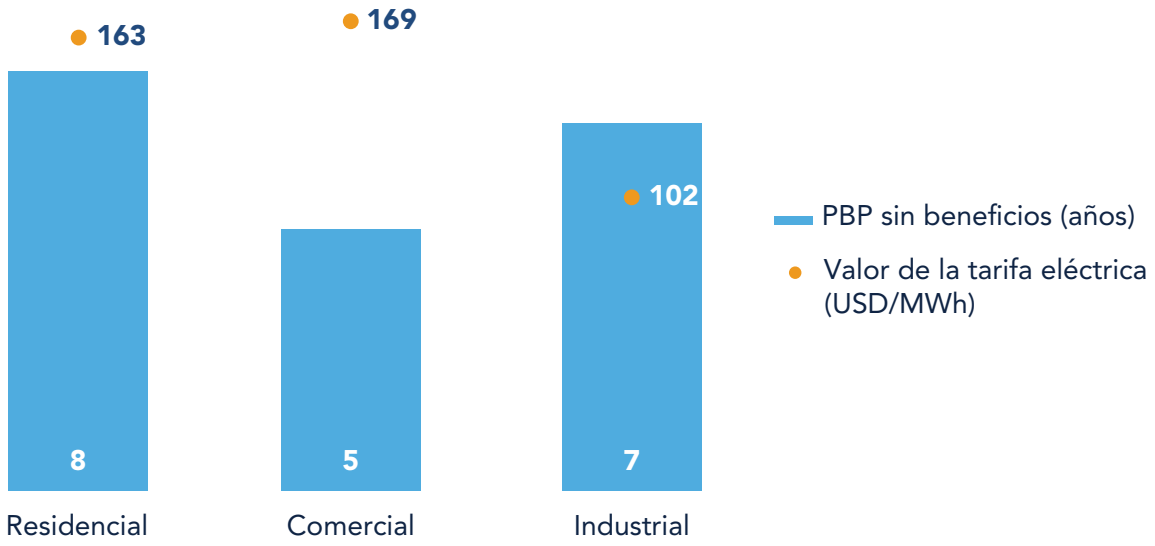
- *Exoneraciones impositivas para la importación* de paneles fotovoltaicos, inversores y baterías, entre otros equipamientos para generación de energía de otras fuentes renovables.
- *Exención impositiva* para fabricantes de sistemas de aprovechamiento de energías renovables.

Si bien los beneficios impactan directamente sobre la oferta de mercado de la tecnología, lo hacen también en forma indirecta sobre los usuarios finales, disminuyendo el costo de la inversión inicial.

2.6. Viabilidad económica de los proyectos

Los resultados del estudio de viabilidad económica simple reportan un periodo de repago de cinco años para el sector comercial, siete años para el sector industrial y ocho años para el sector residencial.

Gráfico 30. Periodos de repago (PBP) de proyectos de generación distribuida en Costa Rica.



Fuente: elaboración propia.

Se seleccionaron para el análisis tarifas de referencia de los sectores residencial, comercial e industrial aplicables a los productores-consumidores de CNFL, dado que el 74% de los sistemas actualmente instalados en Costa Rica pertenecen a dicha distribuidora. Para cada uno de los sectores se dimensionó un sistema fotovoltaico que genere en términos aproximados el consumo medio de cada una de las tarifas de referencia seleccionadas.

Asimismo, existe en Costa Rica un mercado financiero que ofrece créditos para la implementación de energías renovables a tasas competitivas y, también, empresas que ofrecen *leasing* de equipamiento de generación distribuida con opción de compra o modelos de negocios del tipo de "ahorros compartidos". Dichos mecanismos ofrecen oportunidades para mermar cualquier barrera atribuible al costo del equipamiento y el periodo de repago, y a facilitar la toma de decisión por parte del usuario final.

2.7. Oportunidades para profundizar el desarrollo de la generación distribuida

Si bien el mercado de la generación distribuida en Costa Rica se encuentra ampliamente extendido en términos de capacidad instalada y penetración por cantidad de habitantes y usuarios eléctricos, se identifican oportunidades para ampliar más rápidamente el mercado local.

Técnicamente, la regulación establece un **nivel de penetración máximo** en la línea de distribución del 15%. Para entender la vigencia de dicho límite y su potencial ampliación, se realizaron estudios en ocho circuitos con el propósito de alcanzar resultados consistentes. Aún se encuentra bajo análisis.

Se evalúa, también, la alternativa de que la generación distribuida, además de generar energía para autoconsumo del usuario, ofrezca **servicios auxiliares** a la distribución eléctrica para compensar los esfuerzos de las partes interesadas.

Por último, estandarizar los **procedimientos** de conexión para que todas las distribuidoras los apliquen ede la misma forma resulta oportuno para evitar demoras en el proceso. De la misma manera, transparentar el proceso bajo el cual las distribuidoras admiten una potencia máxima de conexión en cada punto evita barreras artificiales en el desarrollo de la tecnología.

3. Otros recursos energéticos distribuidos

La reglamentación de generación distribuida (Decreto N° 39.220) admite la implementación de sistemas renovables con **almacenamiento** y, de igual forma, la Regulación del Uso Racional de la Energía (Ley N° 7.447) incluyeincentivos a las tecnologías de baterías para la acumulación de energía renovable.

Oportunidades para profundizar el desarrollo de GD

Regulatorio

- Estudiar alternativas para adecuar GD para que aporte servicios auxiliares.

Técnico

- Estudiar límite técnico máximo de penetración.

Operativo

- Procedimientos de conexión estandarizados y transparentes.

El **proyecto** de ley N° 22.009 denominada ***"Ley para la promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables"*** sugiere un cambio regulatorio donde principalmente se introducen incentivos para fomentar la generación distribuida, que incluyen: mecanismos de financiamiento y deducción de hasta un 25% del costo total del equipamiento mediante el impuesto a la renta.

Amplía, a su vez, los esquemas de conexión de generación distribuida para incluir, además de la medición neta sencilla, la medición neta completa con venta de excedentes, el autoconsumo virtual, la operación sin entrega de excedentes a la red, y la generación compartida. Sugiere facilitar una plataforma digital para agilizar los trámites y eliminar cualquier permiso de instalación de tipo municipal.

El proyecto obtuvo la aprobación del primer debate en octubre de 2021.

4. Perfil de Costa Rica

Información General			
Autoridades del Sector	Ministerio de Ambiente y Energía - Dirección de Energía		https://minae.go.cr/ https://energia.minae.go.cr/
	Centro Nacional de Control de Energía - CENCE		https://apps.grupoice.com/CenceWeb/
	Regulador eléctrico - ARESEP		https://aresep.go.cr/
Referentes/ Asociaciones	Asociación de Energías Renovables		https://www.camaracgd.com/
	Asociación Costarricense de Energía Solar		http://www.acesolar.org/
Tasa de cambio	$/USD	621	Aug-21
Recurso Solar promedio	Rango	1,6 - 5,2	kWh/kWp/d
	San José	4,3	
Superficie	km^2	51.100	OLADE - SIELAC 2019
Población	Total	5.058.007	
	Urbana	4.050.250	
	Rural	1.007.757	

Información del Sector Eléctrico - Sistema interconectado		2019	2020
Capacidad instalada	GW	3,56	3,53
Demanda máxima	GW	1,71	1,73
Demanda eléctrica anual	TWh/a	11,33	11,02
Crecimiento interanual de la demanda eléctrica	(%)	1,9	1,4
Matriz de generación eléctrica por fuente (%)	Térmica fósil	0,8%	0,2%
	Hidroeléctrica	68%	72%
	Renovable no convencional	31%	28%
	Nuclear	0%	0%
Tecnología Solar Fotovoltaica en el SIN (no incluye GD)	MW (2020)		15,4
	GWh (2020)		25,7

Información del Sector Eléctrico		Detalle	Fecha/ Referencia
Factor de emisiones	tCO_2/MWh	0,01	OLADE-SIELAC,2019
Emisiones del Sector Eléctrico	tCO_2	63.960	
Usuarios Eléctricos	Cantidad	1.865.568	2021
% Acceso a la electricidad	%	99,7%	2019
Consumo final de electricidad por sector	Residencial (%)	39%	2019
	Comercial (%)	38%	
	Industrial (%)	19%	
	Agro y transporte (%)	4%	
Tarifas de referencia	Tarifa Residencial (USD/kWh)	0,156	Jul-21
	Tarifa Comercial (USD/kWh)	0,149	
	Tarifa Industrial (USD/kWh)	0,114	

Generación Distribuida		
Marco Regulatorio	Nivel de regulación	Decreto 39.220-MINAE
	Año de entrada en vigencia	2016
	Esquema de implementación	Facturación Neta
	Objetivo y metas nacionales	No se definen objetivos y metas cuantitativas.
Capacidad máxima habilitada	MW	Sin límite
Capacidad promedio de sistema	kW	30
Capacidad instalada	MW (Reportado a dic 2021)	72,43
Cantidad de sistemas	Cantidad (Reportado a dic 2021)	2.423

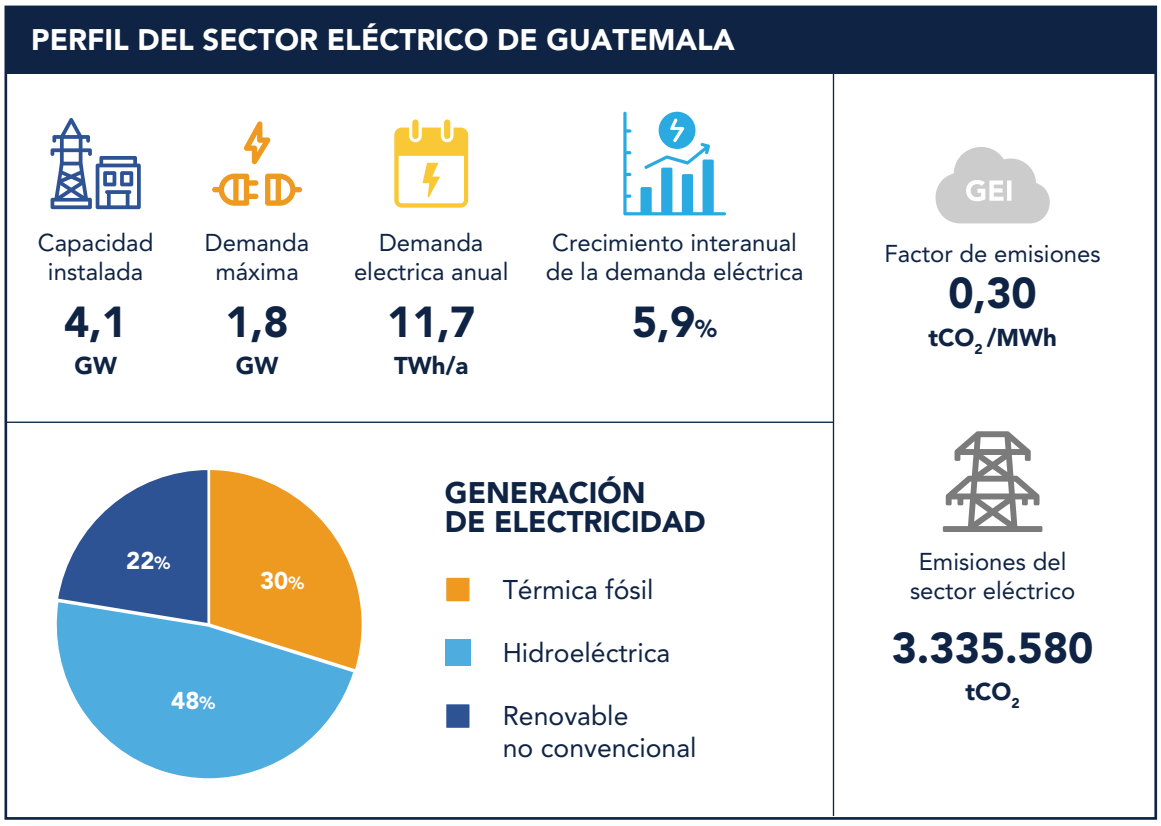
Sectorización		% por capacidad	% por cantidad de sistemas
Sector Residencial	Estadistica por clasificación tarifaria - 2021	23%	46%
Sector Comercial		57%	48%
Sector Industrial		20%	6%
Crecimiento interanual promedio	%	38%	
	MW	10,24	
Costo promedio de equipamiento grid tie instalado	USD/W	<1 - 1,6>	
Periodo de repago representativo (en función a las tarifas detalladas)	PBP Residencial (años)	8	
	PBP Comercial (años)	5	
	PBP Industrial (años)	7	
Incentivos	Tarifarios	No	
	Fiscales	No	
	Económicos	No	
	Financieros	No	
	Impositivos	No	
	Arancelarios	Si	
	Otros	No	
Programas de fomento		No	

GUATEMALA

La República de Guatemala tiene una extensión territorial de 108.900 kilómetros cuadrados y 17,6 millones de habitantes. El país reporta un 95,7% de acceso a la electricidad, con poco más de la mitad de la población en zonas urbanas, mientras que el resto habita en zonas rurales. El suministro eléctrico es abastecido en gran parte mediante el sistema interconectado nacional, y en menor medida mediante generación aislada.

Según el Informe Estadístico 2020 de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica[67] (CNEE), el sector eléctrico de Guatemala ha mostrado un crecimiento sostenido en la demanda y oferta hasta el año 2019. Mientras que la pandemia COVID-19 evidenció una afectación significativa en la demanda eléctrica con una disminución del 9% en el 2020, la demanda máxima del sistema interconectado nacional (SIN) fue superior al año 2019. Al año 2020 Guatemala presentó una capacidad instalada de generación de 4.109 MW, y una demanda eléctrica anual de aproximadamente los 12 TWh.

Infografía 17. Perfil del sector eléctrico de Guatemala.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de diversas fuentes (Ministerio de Energía y Minas, CNEE, OLADE, SIELAC 2020).

67. Publicaciones Estadísticas de Energía (**enlace**)

El año 2020 reportó la máxima participación de energías renovables en la matriz eléctrica guatemalteca, alcanzando 70,3%, mientras que el promedio de los últimos cinco años (periodo 2016-2020) cuantificaba una participación del 62%. Dentro de este periodo, 2019 fue el año con menor aporte de recurso renovable (55,5%) debido a la reducción del aporte hidroeléctrico como consecuencia del fenómeno "El Niño" que afectó a toda la región.

Respecto a las energías renovables no convencionales, la biomasa representa la mayor participación alcanzando un 16%, seguida de la generación eólica, geotérmica y solar con 2,6%, 2,3% y 1,6% respectivamente. La incorporación de tecnologías renovables variables (solar fotovoltaica y eólica) en el parque de generación comienza en el año 2015, llegando al 5% en el año 2020. Aproximadamente el 30% de la matriz eléctrica corresponde a generación con fuentes fósiles donde predomina el carbón con más del 20%.

El 99,97% de los usuarios eléctricos de Guatemala corresponden a clientes del distribuidor y superan los 3,36 millones de usuarios. La demanda eléctrica de los distribuidores EEGSA, DEORSA y DEOCSA representa casi el 70%, las distribuidoras eléctricas municipales representan el 8% y el restante 23% corresponde a los grandes usuarios de mercado. El 94% de los usuarios del distribuidor acceden a la denominada Tarifa Social.

La República de Guatemala desarrolló el **Plan Nacional de Energía 2017-2032**[68] en el marco de la Ley General de Electricidad y la Política Energética 2013-2027. El documento plantea tres ejes estratégicos, 1) Aprovechamiento de los Recursos Renovables, 2) Eficiencia y Ahorro Energético y 3) Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero. Para alcanzar dicho resultado la entidad desarrollará acciones enfocadas a la promoción de proyectos de generación de energía renovable, actualización de mapas que identifiquen el potencial de fuentes de energía eólica, solar y geotérmica, y la generación de informes para el desarrollo del subsector eléctrico.

Guatemala cuenta con una Política Nacional de Cambio Climático y la Ley Marco de Cambio Climático, mediante la cual se creó el Consejo Nacional de Cambio Climático. Presentó su primera NDC en septiembre de 2015[69]. De acuerdo a su NDC[70] el país planifica lograr una **reducción del 11,2% de sus emisiones GEI totales del año base 2005 proyectado al año 2030**, pasando de una proyección de 53,85 $MtCO_2$ eq. a un 47,81 $MtCO_2$ eq. al año 2030. A su vez, bajo una propuesta condicionada, plantea una reducción más ambiciosa que eleva la reducción a 22,6% de sus emisiones al año 2030. En cuanto a energías renovables, las contribuciones incluyen:

- Matriz de generación eléctrica del país con un enfoque al aumento del aprovechamiento de fuentes renovables. Se espera que para el año 2030, la generación eléctrica sea del 80% a partir de fuentes renovables.
- Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable (Decreto 52- 2003).

68. Plan Nacional de Energía 2017-2032 de Guatemala (enlace).
69. NDC Registry, Naciones Unidas (enlace).
70. Contribuciones Nacionales Determinadas de Guatemala (enlace).

- Norma técnica para la conexión, operación, control y comercialización de la generación renovable –NTGDR- y los usuarios autoproductores con excedentes de energía (**generación distribuida**).

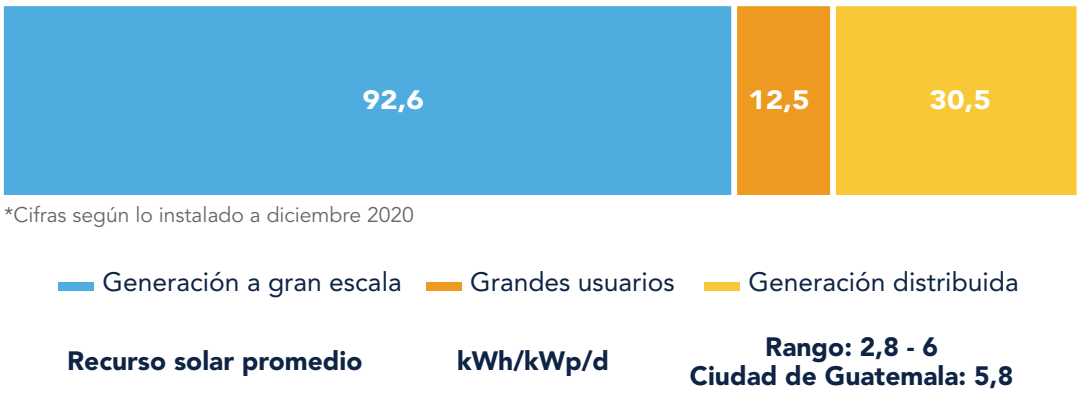
1. Energía solar fotovoltaica

Guatemala cuenta con un recurso solar que en términos de producción anual por unidad de potencia se encuentra entre los 1.022 y los 2.191 kWh/kWp/año.

A partir de la regulación del sector eléctrico respecto a las diferentes modalidades de implementación de energía solar fotovoltaica, los mercados que se han desarrollado en Guatemala y las capacidades instaladas corresponden a:

- **Generación a gran escala** conectada al sistema interconectado nacional. Al año 2020 la capacidad de proyectos en operación alcanzó los **92,6 MW**.
- **Generadores Distribuidos Renovables (GDR),** los cuales desde la entrada en vigencia de la norma técnica en 2008 y hasta el año 2020, alcanzaron una capacidad instalada de 119,4 MW entre todas las fuentes de energía renovable, donde el 80% pertenece a la tecnología hidroeléctrica, mientras que la tecnología fotovoltaica alcanzó un 10% con **12,5 MW** de capacidad. El primer proyecto fotovoltaico distribuido fue implementado en el año 2014, y al año 2020 la generación de energía eléctrica fotovoltaica en esta modalidad fue de aproximadamente 27,5 GWh/año. Los GDR son grandes usuarios que pertenecen al mercado eléctrico mayorista.
- **Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía (UAEE),** aquellos que han instalado equipos de generación eléctrica de fuentes renovables en sus instalaciones de consumo con capacidad instalada acumulada de **30,5 MW en diciembre de 2020**.

Infografía 18. Capacidad instalada (MW) solar fotovoltaica en Guatemala y recurso solar promedio.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de diversas fuentes (Ministerio de Energía y Minas, CNEE, Solargis).

2. Generación distribuida

2.1. Marco regulatorio

El marco regulatorio del subsector eléctrico renovable, en particular la actividad de generación distribuida en Guatemala, se encuentra regido por las siguientes normas:

- **Ley General de la Electricidad - Decreto N° 93-96,** Reglamento AG N° 256-97 y sus reformas, donde a partir del Art 16 bis los distribuidores quedan obligados a permitir la conexión de generadores distribuidos.
- **Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable - Decreto N° 52-03** (Reglamento AG N° 211-2005). Define como recursos energéticos renovables a la energía solar, la energía eólica, la hidroenergía, la energía geotérmica, la biomasa y la energía de las mareas. Establece los siguientes beneficios promocionales, aplicables a los titulares de proyectos de gran escala y GDR, pero no a UAEE:

    1. **Exención de derechos arancelarios** para las importaciones, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado (IVA), cargas y derechos consulares sobre la importación de maquinaria y equipo, exclusivamente para la generación de energía, por 10 años.
    2. **Exención del pago del Impuesto Sobre la Renta** por un período de diez años.

- **La Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable (GDR) y Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía (UAEE) - NTGRD**[71] - Resolución CNEE N° 171-2008 (actualizada por la Resolución CNEE N° 227-2014). Regula la actividad de conexión, operación, control y comercialización de energía eléctrica producida por generadores distribuidos renovables y por usuarios autoproductores con excedentes de energía. En ella se definen ambas figuras de la siguiente manera:

    1. **Usuario Autoproductor con Excedentes de Energía (UAEE)** es el usuario del sistema de distribución que inyecta energía eléctrica a dicho sistema, producida por generación con fuentes de energía renovable, ubicada dentro de sus instalaciones de consumo, y que no recibe remuneración por dichos excedentes.
    2. **Generador Distribuido Renovable (GDR)** es el titular de una central de generación de energía eléctrica, que utiliza recursos energéticos renovables de forma distribuida. Participan en el mercado mayorista como productores, pudiendo además comercializar energía y potencia a distribuidores.

71. Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable y Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía NTGDR (**enlace**)

En adelante se especificarán las características y evolución de la generación distribuida solar fotovoltaica con referencia exclusiva a los Usuarios Autoproductores de Excedentes de Energía (UAEE).

2.2. Especificaciones técnicas

Dentro de la NTGDR se establece que los UAEE deben instalar el sistema dentro de sus instalaciones de consumo, y manifestar expresamente que **no recibirán remuneración** por los excedentes inyectados al sistema de distribución.

Estos usuarios **no requieren una autorización de generación de la CNEE,** sin embargo, deben instalar medios de protección, control y desconexión automática apropiados. Esto para garantizar que no le inyectarán energía eléctrica al sistema de distribución ante fallas de éste o cuando el voltaje de la red se encuentre fuera de las tolerancias establecidas.

Luego de la notificación del usuario, el distribuidor cuenta con 15 días para realizar una inspección técnica en las instalaciones del UAEE para verificar el cumplimiento con la norma, emitiendo una constancia y procediendo a la instalación del medidor bidireccional en un plazo no mayor a 28 días desde la notificación inicial.

La **lectura** de los registros del medidor será realizada por el distribuidor mensualmente. Si la **medición** neta del mes resulta en un consumo de energía de la red, este se le cobrará al usuario, de conformidad con la tarifa que le corresponda. Los UAEE tienen una **tarifa** correspondiente a la modalidad de usuario autoproductor, que se encuentra identificada en los correspondientes cuadros tarifarios del distribuidor, como Tarifa BTS Autoproductor, BTS Autoproductor y MTD Autoproductor.

Si la medición neta corresponde a una inyección de energía del usuario hacia el sistema de distribución, el distribuidor se la reconocerá como crédito de energía a su favor hasta que dicho crédito sea agotado contra el consumo del UAEE, sin límite de tiempo.

Para la **facturación**, el distribuidor cobrará el cargo fijo y los cargos por potencia que le sean aplicables a cada usuario, según la tarifa correspondiente a su demanda. Para el caso de tarifas sin medición de potencia, el distribuidor cobrará los cargos por distribución correspondientes en función de la energía que entregue al usuario. A su vez, por la energía que el usuario exporte a la red y consuma nuevamente, se le cobrará el valor agregado de distribución.

Se resumen a continuación las características específicas principales de la norma técnica que regula sobre los Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía (UAEE):

Tabla 7. Características principales de la regulación de generación distribuida de Guatemala.

Características específicas de generación distribuida	
Nivel de Regulación	Resolución técnica CNEE N° 171-2008.
Año de entrada en vigencia	2008.
Última actualización	2014 - Resolución CNEE N° 227.
Autoridad de Aplicación	CNEE – Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Esquema de implementación[72]	Facturación Neta.
Esquema de facturación	El consumo se cobra según tarifa correspondiente al autoproductor. Sobre la inyección que vuelve a consumirse dentro del mismo periodo, se cobra el valor agregado de distribución. El distribuidor cobra cargo fijo y cargos por potencia.
Créditos	Los excedentes inyectados que no se vuelven a consumir, se reconocen como crédito a favor medido en energía (kWh). Los créditos podrán ser utilizados en sucesivos periodos de facturación, sin caducidad.
Potencia Máxima de conexión	5 MW. El estudio y aprobación de la potencia a instalar está a cargo del distribuidor.
Nivel de penetración máximo	No se establece límite.
Esquema de Medición	Medidor bidireccional.
Acuerdo de Interconexión	No requiere autorización de la CNEE, solo notificación al Distribuidor.
Requisitos sobre el equipamiento	Normativa ANSI, IEC, IEEE.
Requisitos sobre el servicio de instalación	No se especifican en la NTGDR.
Último reporte oficial de Capacidad instalada	39,48 MW (noviembre 2021) – CNEE.

2.3. Evolución de la Generación Distribuida

Si bien la norma técnica que habilita tanto a los Generadores Distribuidos Renovables (GDR) como a los **Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía (UAEE)** data del año **2008** y que los proyectos GDR comenzaron a implementarse en ese mismo año, el primer UAEE fue conectado en el año 2011. La brecha temporal entre regulación e implementación se debe a la inmadurez del mercado a nivel regional en dicho periodo, donde los precios de la tecnología no reportaban un periodo de repago atractivo para el usuario interesado. La norma fue actualizada en el año 2014 para fomentar la aplicación.

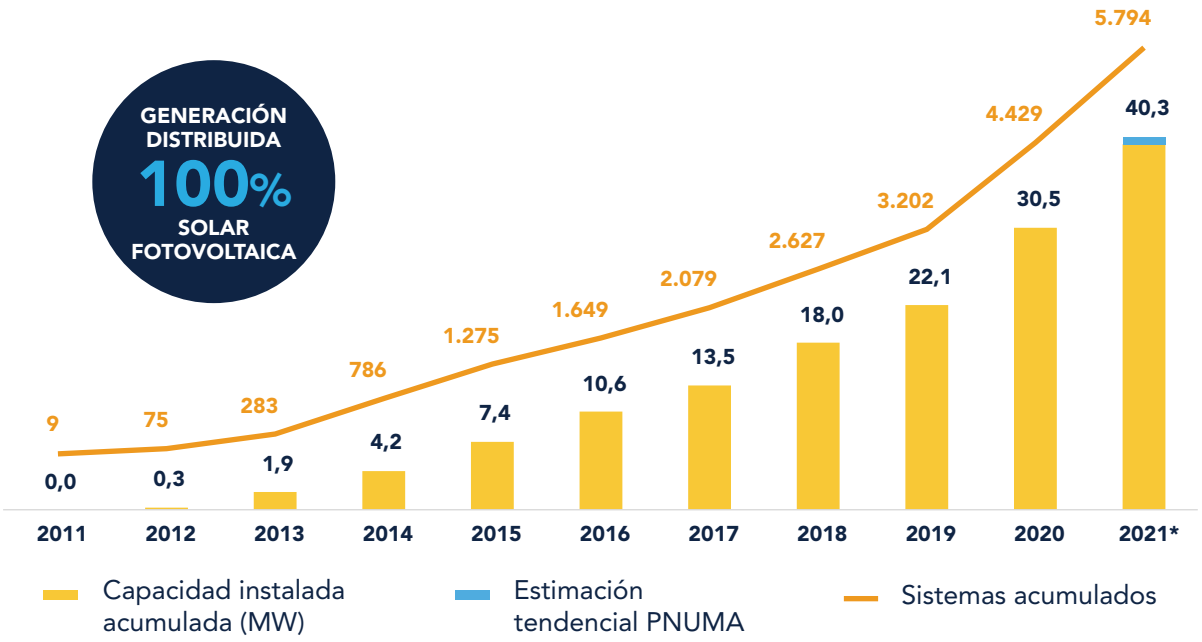
72. Según la clasificación establecida en este reporte.

Durante los años 2013 a 2015 el crecimiento interanual promedio fue de aproximadamente 250%. Luego se ralentizó su crecimiento debido a una actualización tarifaria que redujo las tarifas eléctricas en un 60%. Aun así, la modalidad de generación distribuida bajo la figura del UAEE muestra un crecimiento sostenido y significativo, con un promedio interanual de 107% y 4 MW en términos de capacidad.

Durante el año 2020, aún en contexto de la pandemia COVID-19, la capacidad instalada superó con creces al promedio, reportando una potencia de 8,4 MW en un año. El año 2021 superó dicho récord instalando casi 10 MW hacia fin del 2021.

El gráfico a continuación detalla la evolución de los UAEE en términos de capacidad instalada y clientes registrados, según lo reportado oficialmente por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala (CNEE) a noviembre de 2021. El año 2021 fue completado según una estimación tendencial realizada en función al promedio mensual.

Gráfico 31. Evolución de la capacidad instalada (MW) y cantidad de sistemas de generación distribuida en Guatemala.



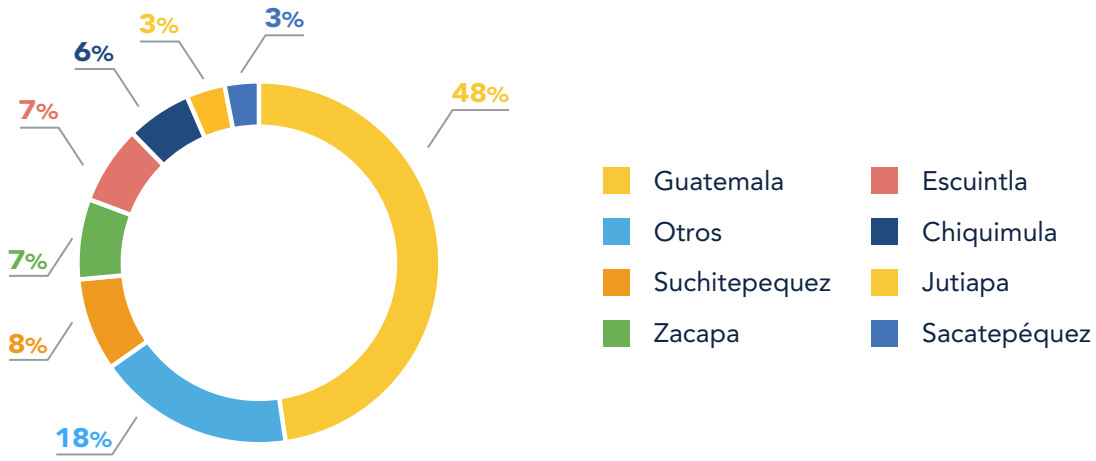
*Datos oficiales de la CNEE hasta noviembre 2021 y estimación tendencial de PNUMA

Fuente: elaboración propia en base a datos de la CNEE.

3.700 clientes autoproductores están conectados a la red de distribución de EEGSA, lo que representa el 62% de la capacidad instalada. Mientras que 1.588 UAEE están conectados en la red de DEORSA y 675 en la red de DEOCSA, representando 27% y 11% de la capacidad instalada respectivamente. Esto también deja en evidencia que la mayoría de los UAEE pertenecen a las ciudades más pobladas.

El siguiente gráfico muestra la distribución geográfica de la capacidad instalada, siendo los departamentos con mayor participación Guatemala, Suchitepéquez, Zacapa y Escuintla, con el 48%, 8%, 7% y 7% respectivamente.

Gráfico 32. Distribución de la capacidad instalada por departamento - Guatemala.



Fuente: elaboración propia en base a información de la CNEE.

De las distintas fuentes de generación renovables habilitadas en la NTGDR, el 100% de la tecnología adoptada por los UAEE corresponde a la solar fotovoltaica, justificado por la versatilidad en su implementación. A la fecha, la capacidad promedio de los sistemas resulta en 7 kW.

Según el Plan Nacional de Energía 2017-2032[73], el Ministerio de Energía y Minas proyectó para el año 2032 una capacidad instalada de 12,56 MW bajo la modalidad de UAEE, los cuales generarían 10,86 GWh anuales, y evitarían la emisión de 5,22 toneladas de dióxido de carbono (tCO_2). Dicha capacidad y los beneficios asociados han sido triplicados para fines de 2021.

"Considero a la generación distribuida renovable como un primer paso hacia la transición energética, el siguiente paso será el almacenamiento de energía. Por ser generación por medio de fuentes renovables, es amigable con el ambiente, ayuda a reducir Gases de Efecto Invernadero y a que los usuarios puedan usar su tecnología eficiente para mejorar la calidad de las redes de distribución."

Ing. Gabriel Armando Velázquez – Jefe de la Unidad de Planeación Energético Minero, Ministerio de Energía y Minas de Guatemala.

73. Plan Nacional de Energía 2017-2032 de Guatemala (enlace).

2.4. Indicadores

Se detallan a continuación los indicadores de penetración de generación distribuida solar fotovoltaica en Guatemala. Para la elaboración de los indicadores se han tenido en cuenta los sistemas de generación instalados por los Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía (UAEE).

Según los reportes anuales del sector, para finales del año 2020 la capacidad instalada de tecnología solar fotovoltaica en forma distribuida superó en un quinto la participación de la capacidad total de tecnología solar fotovoltaica instalada en el país. Cabe resaltar que la generación eléctrica estimada de los UAEE representa un 2,4% de la energía renovable no convencional del sistema interconectado en el año 2020.

Infografía 19. Indicadores de Generación Distribuida de Guatemala.



*Datos oficiales de la CNEE hasta noviembre 2021 y estimación tendencial de PNUMA

Fuente: elaboración propia.

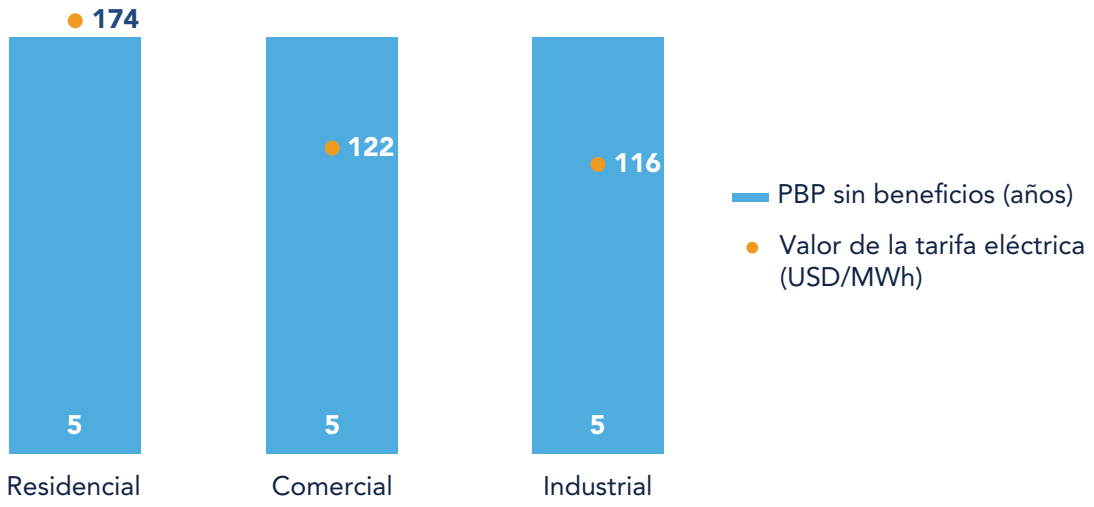
2.5. Incentivos promocionales

Los beneficios impositivos de la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable (Decreto N° 52-03) son aplicables a los generadores distribuidos renovables (GDR), pero no a los Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía (UAEE).

2.6. Viabilidad económica de los proyectos

Los resultados de un estudio de viabilidad económica simplificada reportan un periodo de repago de la inversión de cinco años para los sectores residencial, comercial e industrial.

Gráfico 33. Periodos de repago de proyectos (PBP) de generación distribuida en Guatemala



Fuente: elaboración propia.

Se seleccionaron para el análisis tarifas aplicables a los autoproductores de la distribuidora EEGSA que tiene mayor cantidad de clientes, una capacidad conectada bajo la modalidad de UAEE y presenta la tarifa más económica. Esto hace que los resultados de repago calculados sean conservadores. Para cada uno de los sectores se seleccionó una tarifa de referencia y se dimensionó un sistema fotovoltaico que genere en términos aproximados el consumo medio de cada una de las tarifas de referencia seleccionadas.

Cabe mencionar que, sumado a un buen retorno de inversión de los proyectos, existen empresas que ofrecen el servicio de tipo "leasing" donde el usuario final no enfrenta los costos iniciales de compra de equipamiento.

2.7. Oportunidades para profundizar el desarrollo de la generación distribuida

Del análisis, e intercambios con autoridades gubernamentales, entidades regulatorias del sector y representantes de las distribuidoras, se detectan oportunidades que contribuyen al despliegue de la tecnología.

El acceso a **información** de lectura e interpretación sencilla para el ciudadano es fundamental para que el público general conozca las ventajas de la tecnología y su potencial de ahorro económico. La comunicación y difusión de la información puede realizarse mediante una guía práctica de fácil comprensión sobre su modalidad de implementación y la simpleza de operación de los sistemas fotovoltaicos. Asimismo, dar a conocer los repagos atractivos y capacitar sobre la viabilidad económica de los proyectos, resultan buenas herramientas de difusión y promoción.

Oportunidades para profundizar el desarrollo de GD

Operativo

- Unificar y simplificar trámites de conexión entre distribuidoras.
- Ampliar comunicación y difusión sobre la tecnología y sus beneficios.

Por otro lado, el intercambio de buenas prácticas entre empresas distribuidoras permitiría la transferencia de lecciones aprendidas, y la consecuente simplificación y agilización de **trámites** para el conjunto de sus usuarios.

3. Recursos energéticos distribuidos

Al momento no se detectaron iniciativas ni marcos regulatorios respecto al desarrollo de otros recursos energéticos distribuidos como micro redes conectadas, almacenamiento, generación solar comunitaria o algún programa de respuesta a la demanda en la República de Guatemala.

4. Perfil de Guatemala

Información General			
Autoridades del Sector	Ministerio de Energía y Minas		https://mem.gob.gt/
	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)		https://www.cnee.gob.gt/
	Empresa Distribuidora EEGSA		https://eegsa.com/
	Empresa Distribuidora Energuate		https://www.energuate.com/
Referentes/ Asociaciones	Asociación de Generadores con Energía Renovable		https://ager.org.gt/
Tasa de cambio	$/USD	7,75	Aug-21
Recurso Solar promedio	Rango	2,8 - 6	kWh/kWp/d
	Ciudad de Guatemala	5,8	
Superficie	km^2	108.889	OLADE - SIELAC 2019
Población	Total	17.581.472	
	Urbana	9.043.733	
	Rural	8.537.739	

Información del Sector Eléctrico - Sistema interconectado		**2019**	**2020**
Capacidad instalada	GW	3,99	4,11
Demanda máxima	GW	1,78	1,78
Demanda eléctrica anual	TWh/a	12,84	11,70
Crecimiento interanual de la demanda eléctrica	(%)	*comportamiento histórico	5,9

Matriz de generación eléctrica por fuente (%)	Térmica fósil	45%	30%
	Hidroeléctrica	33%	48%
	Renovable no convencional	22%	22%
	Nuclear	0%	0%
Tecnología Solar Fotovoltaica en el SIN (no incluye GD)	MW (2020)		93
	GWh (2020)		184
Información del Sector Eléctrico		**Detalle**	**Fecha/ Referencia**
Factor de emisiones	tCO_2/MWh	0,30	OLADE-SIELAC,2020
Emisiones del Sector Eléctrico	tCO_2	3.335.580	
Usuarios Eléctricos	Cantidad	3.375.565	2020
% Acceso a la electricidad	%	95,7%	2019
Consumo final de electricidad por sector	Residencial (%)	36%	2018
	Comercial (%)	36%	
	Industrial (%)	28%	
	Agro y transporte (%)	0%	
Tarifas de referencia	Tarifa Residencial (USD/kWh)	0,174	Aug-21
	Tarifa Comercial (USD/kWh)	0,136	
	Tarifa Industrial (USD/kWh)	0,127	

Generación Distribuida		
Marco Regulatorio	Nivel de regulación	Resolución técnica CNEE N° 171-2008
	Año de entrada en vigencia	Reglamentado (CNEE) en 2008. Actualizado Resolución CNEE N° 227-2014
	Esquema de implementación	Facturación Neta
	Objetivo y metas nacionales	No se definen objetivos y metas cuantitativas.
Capacidad máxima habilitada	MW	5
Capacidad promedio de sistema	kW	7

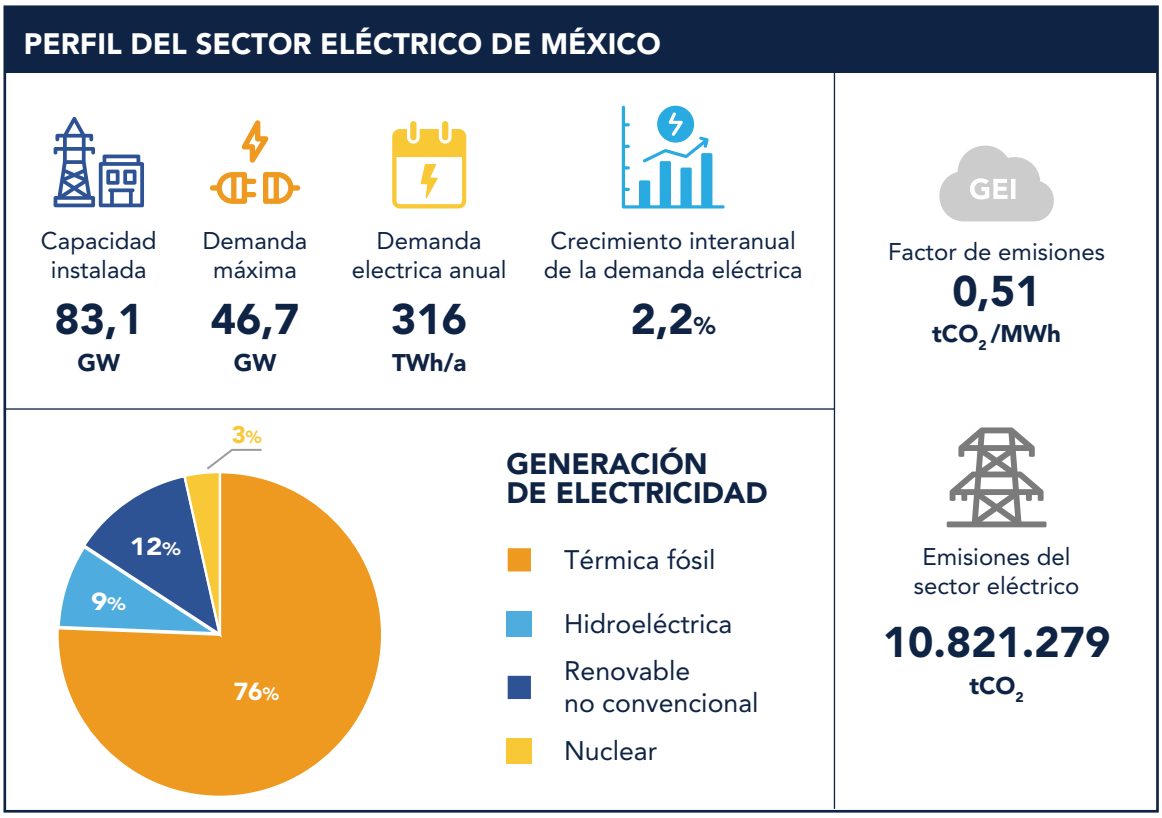
Capacidad instalada	MW (Estimado a dic 2021)	40,31	
Cantidad de sistemas	Cantidad (Estimado a dic 2021)	5.794	
Sectorización		**% por capacidad**	**% por cantidad de sistemas**
Sector Residencial		Sin clasificación sectorial.	
Sector Comercial			
Sector Industrial			
Crecimiento interanual promedio	%	107%	
	MW	4,0	
Costo promedio de equipamiento grid tie instalado	USD/W	<1 - 1,6>	
Periodo de repago representativo (en función a las tarifas detalladas)	PBP Residencial (años)	5	
	PBP Comercial (años)	5	
	PBP Industrial (años)	5	
Incentivos	Tarifarios	No	
	Fiscales	No	
	Económicos	No	
	Financieros	No	
	Impositivos	No	
	Arancelarios	No	
	Otros	No	
Programas de fomento		No	

MÉXICO

México se extiende sobre un territorio de 1,96 millones de kilómetros cuadrados, donde habitan 127,6 millones de habitantes, de los cuales el 80% reside en zonas urbanas. Según el Banco Mundial cuenta con una tasa de electrificación del 100%.

Al cierre del año 2020 la capacidad instalada en el sistema eléctrico nacional mexicano fue de 83.121 MW, mientras que al 30 de abril del 2021 se incrementó en un 7,6%, alcanzando 89.479 MW. Si bien la pandemia del COVID-19, y su consecuente suspensión de actividades productivas en todo el país, redujo la demanda eléctrica en un 2,7% respecto al año anterior, durante los últimos 10 años el consumo bruto del sistema creció a una tasa media interanual del 2,2%.

Infografía 20. Perfil del sector eléctrico de México.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de diversas fuentes (SENER, CRE, OLADE, SELAC 2020).

El sistema eléctrico nacional mexicano cuenta con interconexiones con Estados Unidos, Guatemala y Belice. México cuenta con recursos hidroeléctricos, renovables no convencionales, carbón, hidrocarburos líquidos y gas natural. En las últimas décadas el ciclo combinado ha ganado mayor participación, alcanzando un 58% en la matriz de generación eléctrica, y sumado al resto de fuentes fósiles, integran el 76% al año 2020. Seguido en términos de participación

se ubica la generación hidroeléctrica con un 9%, generación eólica con 6,3%, solar fotovoltaica con 4,3%, generación geotérmica con 1,5% y una pequeña participación de bioenergías que representan el 0,2% del total. La generación eléctrica nuclear representa el 3,4% de la matriz eléctrica.

Los factores climáticos, como tormentas tropicales, huracanes, fenómenos de "El Niño" o "La Niña", ocasionan variaciones significativas que afectan a la demanda eléctrica, situaciones que requieren una previsibilidad, programación y flexibilidad del sistema. El huracán *Grace* dejó a más de 800 mil usuarios eléctricos sin servicio en agosto de 2021, dejando en evidencia la necesidad de aumentar la resiliencia y seguridad del sistema, y apostar a la generación descentralizada y el almacenamiento.

Según el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2020-2035, mediante un nuevo modelo energético la Secretaría de Energía (SENER) conduce y coordina la transición energética en el país de forma gradual y sistemática. El objetivo es lograr el 35% de generación con Energías Limpias en el año 2024, 40% en el 2035 y 50% en el 2050.

México ratificó el Acuerdo de París en 2016 y cuenta con una Ley General de Cambio Climático (2018). Desarrolló el Programa Especial de Cambio Climático (2020—2024), alineado al Plan Nacional de Desarrollo y a la Estrategia Nacional de Cambio Climático. Presentó su primera NDC en 2015, la cual fue actualizada en diciembre del año 2020[74].

De acuerdo a su NDC[75] el país asume como compromisos no condicionados la **reducción del 22% de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y 51% de las emisiones de carbono negro al año 2030 respecto al escenario tendencial** (año 2013). A su vez, los compromisos condicionados apoyarán a reducir hasta en un 36% las emisiones de GEI y 70% de las emisiones de carbono negro al año 2030 respecto al escenario BAU.

En cuanto a energías renovables, las contribuciones incluyen:

- Incrementar la participación de energías limpias en la red eléctrica nacional, el fortalecimiento y la optimización de la infraestructura eléctrica y el fomento de tecnologías innovadoras en los ámbitos de almacenamiento y de redes inteligentes.
- Diseñar programas y acciones en diversos órdenes de gobierno que permitan optimizar el consumo de energía en la vivienda y comercios, pero también en impulsar mecanismos y normativas que fomenten la inclusión de mejores prácticas en construcciones nuevas y renovaciones, como sería el fortalecimiento de la **generación distribuida**.

74. NDC Registry, Naciones Unidas (enlace).
75. Contribuciones Nacionales Determinadas de México (enlace).

De acuerdo al Segundo Informe Bienal de Actualización de México a la CMNUCC[76], el país estima una reducción de 0,5 $MtCO_2$ eq al año 2030 debido a la generación distribuida en el sector residencial y comercial.

1. Energía solar fotovoltaica

México cuenta con un recurso solar que en términos de producción anual por unidad de potencia se encuentra entre los 1.617 y los 2.234 kWh/kWp/año.

A partir de la regulación del sector eléctrico respecto a las diferentes modalidades de implementación de energía solar fotovoltaica, los mercados que se han desarrollado en México corresponden a:

Generación a gran escala: los generadores cuentan con un permiso de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para instalar centrales eléctricas con capacidad mayor o igual a 0,5 MW y vender electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista (mercado de energía a corto plazo o subastas) o por medio de contratos. La capacidad instalada solar fotovoltaica por generadores alcanza al año 2020 a **5.149 MW**. A dicha capacidad se le suman **1.876 MW** que fueron adicionados entre enero y abril del año 2021.

Generación distribuida: son generadores exentos que conectan una central de generación de energía limpia a un circuito de distribución en baja o media tensión hasta 35 kV, sin requerir permiso de la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Bajo esta modalidad alcanzó una capacidad acumulada de tecnología solar fotovoltaica de **1.551 MW** a diciembre de 2020 y de **1.782 MW** a junio de 2021, representando respectivamente más del 99% de la capacidad total instalada de generación distribuida incluyendo todas las tecnologías consideradas limpias.

Infografía 21. Capacidad instalada (MW) solar fotovoltaica en México y recurso solar promedio.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de diversas fuentes (SENER, CRE, Solargis).

76. Reporte Bienal de Actualización presentado por las Partes no incluidas en el Anexo I (enlace).

De acuerdo con el último Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN 2021–2035), se proyectan dos escenarios para el desarrollo de la **generación distribuida**. El escenario más conservador proyecta una capacidad acumulada de **9.179 MW para el año 2035**, mientras que en el segundo escenario la generación distribuida fotovoltaica alcanzará los 13.869 MW de capacidad instalada.

2. Generación distribuida

2.1. Marco regulatorio

El marco que regula el subsector eléctrico renovable, y en particular la actividad de generación distribuida en México, se encuentra regido por las siguientes normas:

- **Ley de la Industria Eléctrica (LIE)** (actualiza la antigua Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)). Regula la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, y las demás actividades de la industria eléctrica. De acuerdo a la LIE, la generación distribuida es aquella que se realiza por un generador exento cuya capacidad instalada es menor a 0,5 MW y no requiere permiso para generar electricidad, y que se encuentra interconectado a un circuito de distribución con una alta concentración de centros de carga. En todos los casos, la generación distribuida deberá realizarse con energías limpias, incluyendo las renovables, cogeneración, hidrógeno, nucleoeléctrica y otras, todas tecnologías consideradas de bajas emisiones de carbono.

  Establece que el PRODESEN deberá considerar la expansión y modernización de las redes de distribución que se requieran para interconectar la generación distribuida.

- **Bases del Mercado Eléctrico.** Disposiciones administrativas de carácter general donde se definen las reglas y procedimientos que deberán realizar los participantes del mercado y las autoridades para mantener una adecuada administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista.

- **La Ley de Transición Energética (LTE).** Regula el aprovechamiento sustentable de la energía y las obligaciones en materia de energías limpias y de reducción de emisiones contaminantes de la industria eléctrica, manteniendo la competitividad de los sectores productivos. Fija como meta una participación mínima de energías limpias en la generación de energía eléctrica del 25% para el 2018, del 30% para el 2021, del 35% para el 2024 y 50% para el 2050.

- **La Ley General de Cambio Climático (LGCC).** Desarrolla programas y proyectos integrales de mitigación y adaptación al cambio climático en materia de energía eléctrica para lograr el uso eficiente y sustentable de los recursos energéticos fósiles y renovables del país. Dispone que la Secretaría de Energía (SENER) establecerá políticas e incentivos para promover la utilización de tecnologías de bajas emisiones de carbono, con el objetivo de impulsar la transición de modelos de generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles a tecnologías que generen menores emisiones.

Generación distribuida según LIE (Ley de la Industria Eléctrica):

- **Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0,5 MW – DOF 15/12/2016 (CRE).** Establece las disposiciones que se le aplican a la generación distribuida mediante centrales eléctricas de hasta 0,5 MW conectadas a un circuito de distribución con alta concentración de centros de carga.
- **Disposiciones Administrativas de Carácter General aplicables a la Generación Distribuida – Res 142/2017 (CRE).** Establece los lineamientos generales en materia administrativa, incluyendo modelos de contrato, metodología de cálculo de contraprestación y especificaciones técnicas generales aplicables a generación distribuida.

2.2. Especificaciones técnicas

De acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica y el Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0,5 MW, la generación distribuida se define como la generación de energía eléctrica de fuentes limpias interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de centros de carga.

La central de generación distribuida puede estar **localizada** dentro o fuera de las instalaciones de los centros de carga y la energía generada puede ser entregada en **uno o varios centros de carga**.

Los generadores se consideran exentos dado que **no se les requiere solicitar un permiso de generación ante la CRE**.

La central de generación distribuida se clasifica principalmente en:

- Contratos de interconexión en pequeña escala: uso residencial hasta 10 kW y uso general en baja tensión hasta 30 kW y 1 kV.
- Contratos de interconexión en mediana escala: demanda menor a 500 kW y tensión menor a 35 kV.

En todos los casos la conexión es realizada en un circuito de distribución y la **potencia máxima** de conexión habilitada de generación distribuida corresponde a **0,5 MW**.

Los generadores exentos se clasifican en dos tipos: generación distribuida y generación limpia distribuida, incluyendo estos últimos otras tecnologías no clasificadas como renovables.

Para operar bajo el esquema de generación distribuida es necesario primero celebrar un **contrato de interconexión** y luego contar con un **contrato de contraprestación**. Existen tres tipos de contratos de contraprestación: medición neta de energía, facturación neta y venta total de energía.

- **Medición Neta de Energía:** considera los flujos de energía eléctrica recibidos y entregados desde y hacia la red de distribución compensándolos a entre sí durante el periodo de facturación. Este contrato puede estar asociado a uno o varios contratos de suministro. El método de cálculo va a depender del nivel de tensión en el que se realice la interconexión de la central eléctrica.

- **Facturación Neta:** considera los flujos de energía eléctrica recibidos y entregados desde y hacia la red de distribución. El precio de compra será a la tarifa de servicio básico aplicable y la tarifa de venta se determinará de acuerdo al precio marginal local. El contrato de interconexión debe estar relacionado a un contrato de suministro.
- **Venta total:** considera el flujo de energía eléctrica entregada hacia la red de distribución. El precio de venta se determinará de acuerdo al precio marginal local. No existe un contrato de suministro eléctrico del mismo punto de interconexión de la central eléctrica.

En el esquema de Medición Neta, cuando la inyección supera el consumo, se configuran créditos que imputan en los periodos de facturación subsiguientes, pudiendo cancelar todos los cargos de la facturación con dicho crédito. Los créditos son acumulables hasta 12 meses, momento en el cual el generador exento puede exigir la liquidación no compensada al valor promedio simple del precio marginal local correspondiente al nodo en cuestión durante dicho intervalo de tiempo.

La Comisión Federal de Energía (CFE), quien presta los servicios a los usuarios finales de distribución, cuenta con una plataforma en línea para consultar el estado de la solicitud de interconexión, y conocer la capacidad de los circuitos de distribución y la capacidad de generación interconectada a dichos circuitos.

Las centrales de generación distribuida tienen derecho a recibir Certificados de Energía Limpia (CEL) emitidos por la CRE que acreditan la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de energías limpias y sirven para cumplir los requisitos asociados al consumo de los centros de carga. Un CEL ampara la generación de 1 MWh de energía eléctrica limpia.

Se resumen a continuación las características específicas principales de la normativa de generación distribuida en México:

Tabla 8. Características principales de la regulación de generación distribuida de México.

Características específicas de generación distribuida	
Nivel de Regulación	Ley de la Industria Eléctrica (LIE). Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0,5 MW (CRE) y Resolución 142/2017 (CRE)
Año de entrada en vigencia	2007 – Primera regulación de generación distribuida mediante Contratos de Interconexión de Pequeña y Mediana Escala (CIPyME), sin límite máximo de capacidad.
Última actualización	2017 – Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0,5 MW y Disposiciones administrativas (Res 142/2017).
Autoridad de Aplicación	Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Esquema de implementación77	Medición Neta Facturación Neta Venta Total
Esquema de facturación	Medición Neta: neteo de energía. Facturación Neta: consumo a precio de tarifa minorista, inyección a precio marginal local. Venta Total: energía vendida en cada periodo a precio marginal local.
Créditos	Medición Neta: acumulables por 12 meses. Facturación Neta: acumulables por 12 meses. Venta Total: n/a.
Potencia Máxima de conexión	0,5 MW.
Nivel de penetración máximo	Cuando no exista una evaluación sobre las características operativas de los circuitos de distribución, se considerará que la capacidad agregada de las centrales eléctricas deberá ser menor al 80% de la capacidad del transformador que alimenta el circuito de distribución o menor al 80% de la capacidad de los conductores.
Esquema de Medición	Medición Neta: medidor bidireccional. Facturación Neta: medidor independiente. Venta total: medidor independiente.
Acuerdo de Interconexión	Contrato de interconexión con el distribuidor + Contrato de contraprestación con el Suministrador de Servicios Básicos
Requisitos sobre el equipamiento	Normativa: UL 1741, IEEE 1547.
Requisitos sobre el servicio de instalación	Se requiere el dictamen de conformidad de una unidad de inspección acreditada por la CRE, para las centrales eléctricas conectadas en media tensión.
Último reporte oficial de Capacidad instalada	2.031,25 MW (diciembre 2021) – CRE.

2.3. Evolución de la Generación Distribuida

Los primeros proyectos de generación distribuida en México se encuentran enmarcados en la antigua Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), como Contratos de Interconexión de Pequeña y Mediana Escala (CIPyME). Éstos presentan su desarrollo entre el año 2007 y 2016, creciendo en forma sostenida.

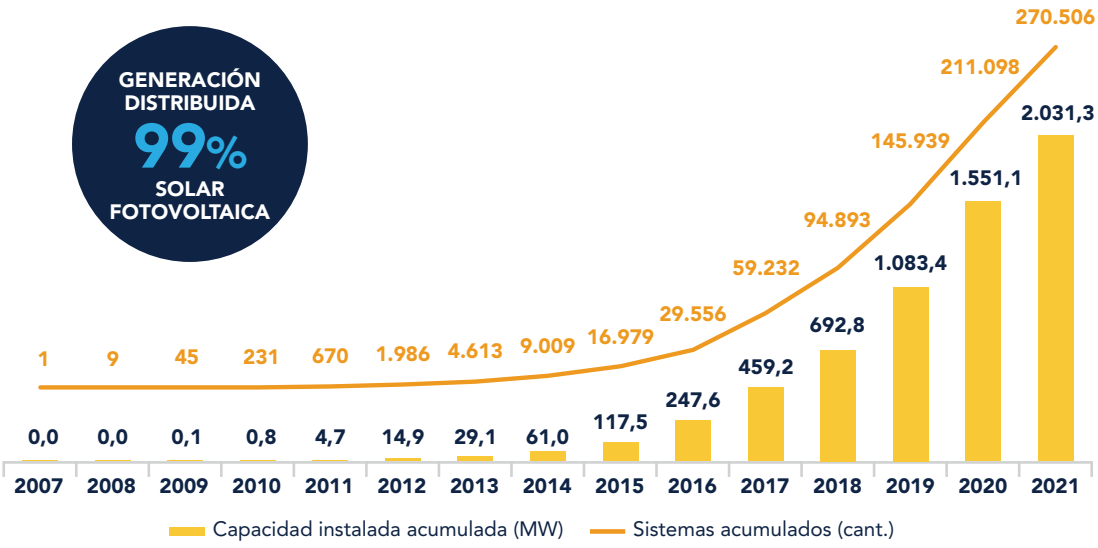
A partir de la reforma del sector, la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y, posteriormente en el año 2016, la actualización de la actividad mediante el Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad Menor

77. Según la clasificación establecida en este reporte.

a 0,5 MW y sus disposiciones administrativas (Resolución 142/2017), la tasa de crecimiento interanual promedio alcanza el 217%, representado por aproximadamente 145 MW en términos de capacidad instalada promedio anual. Solo en el año 2020 se han instalado 468 MW, alcanzando el récord anual de incorporación y superándolo en el último año con una incorporación de 480 MW.

El gráfico a continuación detalla la evolución de la implementación de generación distribuida, donde se incluyen los CIPyME y lo que hoy es considerado generación distribuida según LIE, de acuerdo a diferentes informes de la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Gráfico 34. Evolución de la capacidad instalada (MW) y cantidad de sistemas de generación distribuida en México.



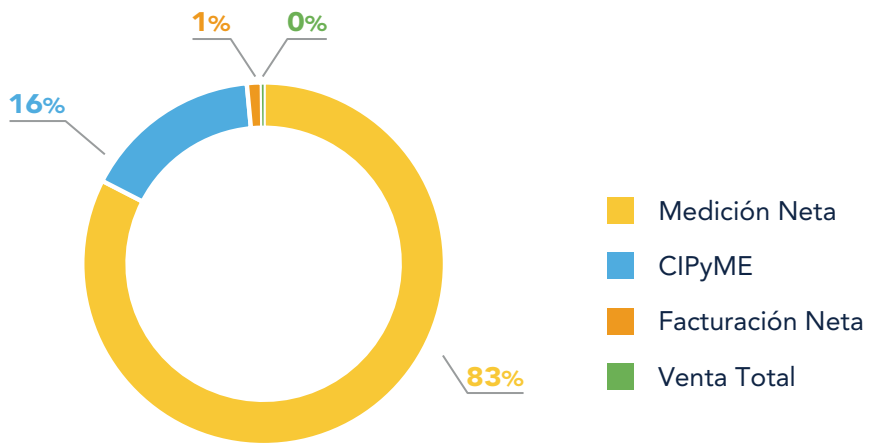
Fuente: elaboración propia en base a datos provistos por la CRE.

El primer semestre del año 2021 acumula una inversión estimada de USD 3.141 Millones según la CRE[78]. La capacidad promedio de los sistemas es de 8 kW y el **99,2%** de la capacidad instalada bajo la modalidad de generación distribuida corresponde a la tecnología solar fotovoltaica.

Respecto al régimen de contraprestación, un 16% de la capacidad instalada corresponde a Contratos de Interconexión de Pequeña y Mediana Escala (CIPyME) y el 84% a Generación Distribuida de LIE; de los cuales el 98% corresponde al régimen de Medición Neta y el 1,6% a Facturación Neta, con una mínima participación de contratos de Venta Total.

78. Comisión Reguladora de Energía (enlace)

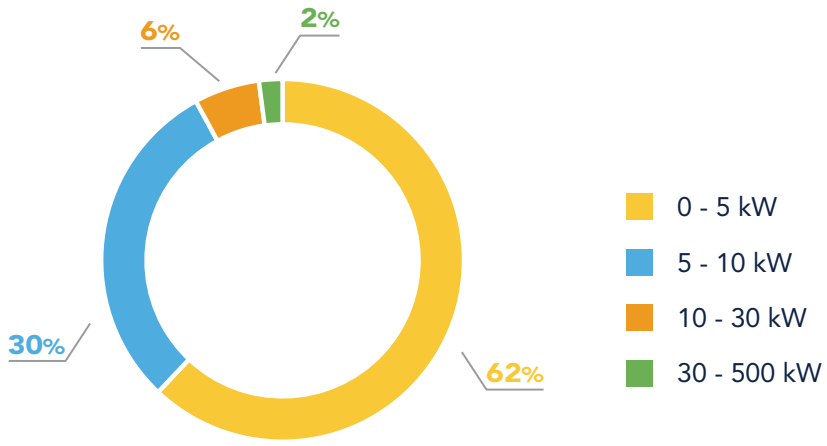
Gráfico 35. Distribución de la capacidad instalada por régimen de contraprestación - México.



Fuente: elaboración propia en base a información de la CRE.

Respecto a la distribución por tamaño, el 62% de los sistemas son menores a 5 kW y representan el 24% de la capacidad instalada, el 30% de los sistemas corresponde a una capacidad de entre 5 y 10 kW y representan el 28% de la capacidad total instalada, y el restante 6% corresponde a sistemas de entre 10 y 30 kW, reportando el 48% de la capacidad instalada. En menor proporción se encuentran los sistemas mayores a 30 kW, que en total reportan el 35% de la capacidad instalada.

Gráfico 36. Distribución de la capacidad instalada en función al tamaño del sistema - México.



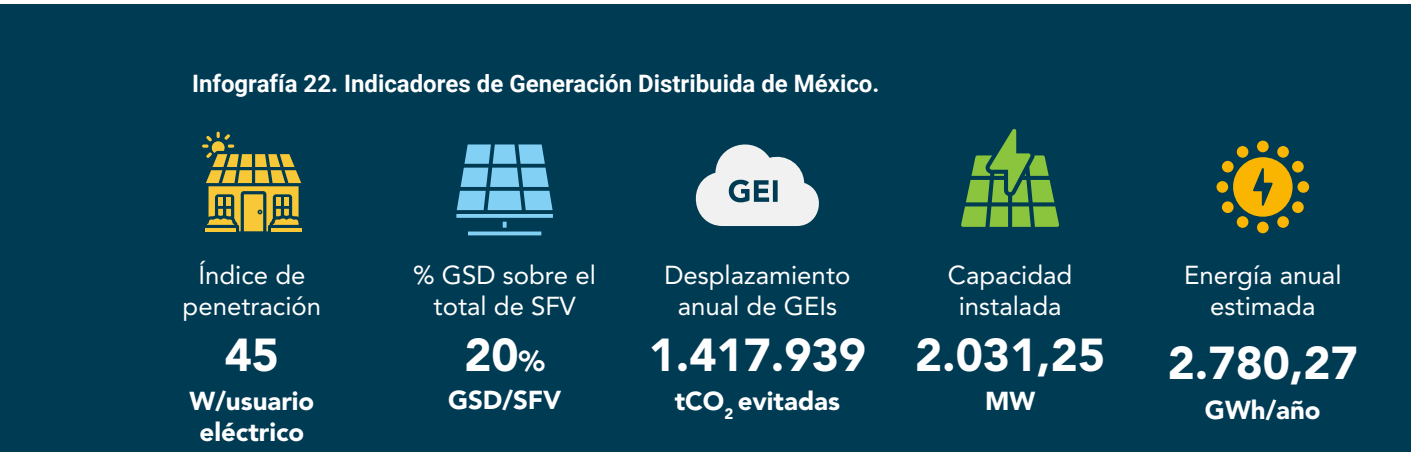
Fuente: elaboración propia en base a información de la CRE.

Respecto a la distribución geográfica, el 15% de la capacidad instalada y el 19% de los clientes pertenecen al estado de Jalisco. En segundo lugar, el 11% de la capacidad instalada y de los clientes corresponde al estado de Nuevo León y, en tercer lugar, el 7% de la capacidad instalada y 4% de los clientes se encuentran en el Estado de México.

2.4. Indicadores

Se detallan a continuación los indicadores de penetración de generación distribuida solar fotovoltaica en México. Cabe destacar que la capacidad instalada de tecnología solar fotovoltaica bajo la aplicación distribuida es un quinto de la capacidad instalada total en el país de dicha fuente.

Infografía 22. Indicadores de Generación Distribuida de México.



Fuente: elaboración propia.

2.5. Incentivos promocionales

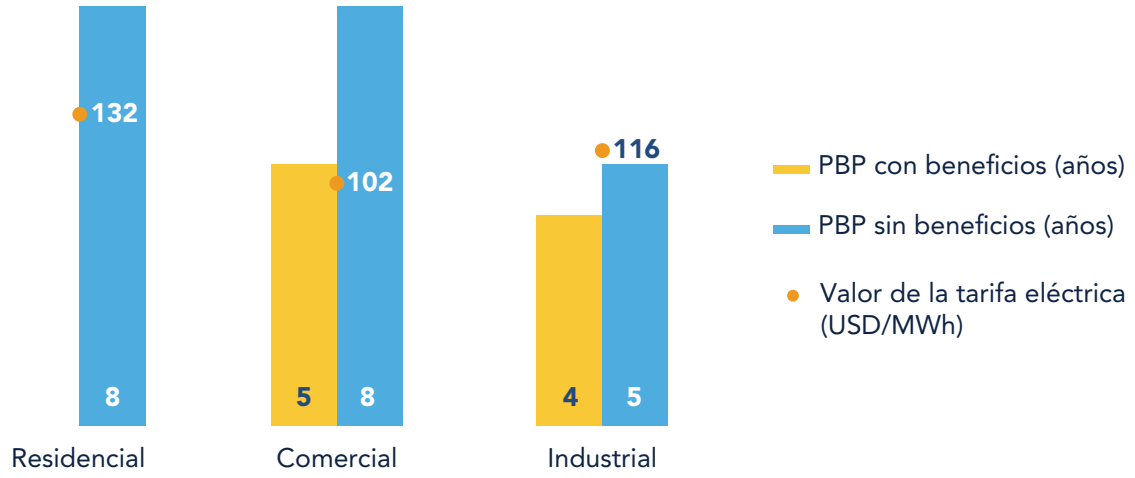
México cuenta con un beneficio fiscal para nuevas tecnologías, deducibles del Impuesto Sobre la Renta (ISR), que aplica a personas físicas y jurídicas. En términos generales, los usuarios residenciales no podrán gozar de este beneficio, mientras que los usuarios comerciales e industriales podrán utilizarlo.

Según el artículo 34, fracción XII, de la Ley del Impuesto Sobre la Renta, el porcentaje autorizado a la deducción para activos fijos de maquinaria y equipo para la generación de energía proveniente de fuentes renovables o de sistemas de cogeneración de electricidad eficiente asciende a 100%. Este beneficio es aplicable siempre que el equipo se encuentre en operación durante al menos cinco años inmediatos al ejercicio en el cual se aplica la deducción.

2.6. Viabilidad económica de los proyectos

Los resultados del estudio de viabilidad económica simple reportan un periodo de repago de ocho años para el sector residencial y comercial, y cinco años para el sector industrial.

Gráfico 37. Periodos de repago (PBP) de proyectos de generación distribuida en México.



Fuente: elaboración propia.

Según referentes del sector, el beneficio promocional del certificado de crédito fiscal alcanza en términos promedio al 30% del monto total de la inversión que realiza el usuario. Este beneficio refleja una reducción del periodo de repago de la inversión a cinco años para el sector comercial y a cuatro años para el sector industrial.

Para el presente análisis se seleccionaron tarifas de referencia de los sectores residencial, comercial e industrial de la CFE y se dimensionó un sistema fotovoltaico que genere en términos aproximados el consumo medio de cada una de las tarifas de referencia seleccionadas.

Por otro lado, existen diversos programas de financiamiento a la GD operados tanto por instituciones financieras privadas (bancarias y no bancarias) como por la banca de desarrollo.

Los créditos **FIDE** (Fideicomiso para el Ahorro de Energía), utilizados para financiar sistemas fotovoltaicos, particularmente a pequeñas y medianas empresas y consumidores residenciales, facilitan el otorgamiento de un incentivo financiero directo del 10% del costo total del sistema y el 90% restante a tasas preferenciales. En todos los casos el proyecto debe tener un período de recuperación simple de seis años, y los ahorros del proyecto y su amortización deben resultar menores al pago actual de suministro eléctrico de los acreditados. El repago del crédito se realiza a través de la factura eléctrica de la CFE, disminuyendo el riesgo por falta de pago.

El **FOTEASE** (Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía) se apoya en el FIDE para financiar sistemas fotovoltaicos de usuarios en tarifa 1-1F y ofrece el 25% de la inversión del proyecto a fondo perdido.

Existen a su vez **créditos de la banca comercial** y **de la banca de desarrollo**, como ser el Laboratorio de Innovación Financiera (LAB) México y Fideicomisos Instituidos en Relación con la Agricultura (FIRA), que ofrecen el financiamiento mediante un mecanismo de validación de proveedores.

Otros instrumentos presentes son los **modelos de negocios** que facilitan la decisión del usuario final, como el arrendamiento solar, el contrato de provisión de energía (PPA) y el esquema de ahorros compartidos.

2.7. Oportunidades para profundizar el desarrollo de la generación distribuida

El desarrollo de la generación distribuida en México reporta un crecimiento sostenido, donde año a año se supera la capacidad anual incorporada bajo esta modalidad. A partir del análisis del sector se han podido identificar oportunidades para continuar su desarrollo.

La planificación de la oferta de la industria solar fotovoltaica en forma local resulta una estrategia interesante para contribuir con el desarrollo de la actividad y la sostenibilidad en el tiempo de las instalaciones y la tecnología. Un estudio llevado a cabo por *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* (GIZ), Asolmex, Anex y Amif[79] identifica como barrera la falta de recursos humanos calificados para realizar instalaciones y el limitado acceso al material que cumpla con los estándares de calidad establecidos, sumado a la falta de información de los clientes y la competencia desleal de las empresas que ofrecen productos y servicios.

Oportunidades para profundizar el desarrollo de GD

Técnico

- Planificación estratégica de la oferta local de productos y servicios.

Económico

- Ampliar oferta de financiamiento.

Operativo

- Agilizar trámites de conexión y estandarizar documentación.

En términos económicos, ampliar la oferta de financiamiento para los proyectos, acreditando más entidades capaces de ofrecer financiamiento mediante FIDE, se detecta como oportunidad para expandir la adopción de la tecnología.

Por último, agilizar los trámites de conexión de las centrales de generación, homogeneizando y estandarizando la documentación que deben presentar los clientes, evita demoras en la habilitación de los contratos.

Un estudio llevado a cabo por la Asociación Mexicana de Energía Solar (Asolmex), en cooperación con Deutsche *Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* (GIZ) GmbH[80], ha cuantificado el impacto en el número de empleos, directos e indirectos requeridos para el desarrollo de la generación distribuida en México.

Utilizando la base de datos del Instituto Nacional de Estadística y Geografía, y analizando las necesidades de recursos en toda la cadena de valor de la aplicación tecnológica, fabricación, venta, instalación, etc., ha concluido

79. Monitor de información comercial e índice de precios de generación solar distribuida en México. AMIF, GIZ, ASOLMEX, ANEX.
80. Análisis Costo-Beneficio de la Generación Solar Distribuida en México (enlace)

en el requerimiento de **11.320 empleos** directos e indirectos **por cada GW de capacidad instalada**, según el siguiente desglose:

5.400 empleos para trabajos especializados en la construcción

1.000 empleos para servicios profesionales

800 empleos para comercio

800 empleos para fabricación de productos metálicos

20 empleos para servicios inmobiliarios

800 empleos para fabricación de equipos de generación eléctrica

2.580 – resto.

A su vez, cuantifica otros beneficios asociados a la incorporación de la tecnología, en términos económicos, ambientales y sociales.

3. Recursos energéticos distribuidos

México cuenta con la Ley de Transición Energética (LTE) que establece un Programa de **Redes Eléctricas Inteligentes**. La Ley tiene el objetivo de apoyar la modernización de la red nacional de transmisión y de las redes generales de distribución para mantener una infraestructura confiable y segura, que satisfaga la demanda eléctrica de manera económicamente eficiente y sustentable.

A su vez, la Ley busca facilitar la incorporación de nuevas tecnologías que promuevan la reducción de costos del sector eléctrico, la provisión de servicios adicionales a través de sus redes y la energía limpia, permitiendo una mayor interacción entre los dispositivos de los usuarios finales y el sistema eléctrico.

El Programa instrumenta estrategias donde se incluyen la digitalización de la información, la incorporación de demanda controlable, tecnologías inteligentes de medición, desarrollo de tecnologías de almacenamiento, entre otros.

Según el último reporte PRODESEN 2021-2035, los proyectos de Redes Eléctricas Inteligentes (REI) vigentes incluyen: operación remota y automatismo en las redes generales de distribución, colocación de nuevos medidores para atender el crecimiento de la demanda, instalación de puntos de medición para la gestión del balance de energía de las redes de distribución para el mercado eléctrico mayorista, y la modernización de medidores electrónicos para la autogestión (planificado para el periodo 2021-2025).

La regulación de la actividad de generación distribuida habilita **el esquema solar comunitario**. El Instituto Nacional de la Economía Social (INAES) de la Secretaría de Bienestar del Gobierno de México, trabaja de manera conjunta con la Sociedad Alemana de Cooperación Internacional (GIZ) y la Confederación Alemana de Cooperativas (DGRV) con el objetivo de desarrollar modelos comunitarios y cooperativos de energía sustentable en México como un instrumento para el

despliegue de energía renovable local con un enfoque social y solidario para la transición energética. Para ello han desarrollado la Guía de Cooperativas de energía sustentable de México[81].

Por otra parte, las tecnologías de almacenamiento resultan atractivas para el sector industrial debido a que la tarifa se mantiene por debajo del precio marginal local, motivando la venta de la energía almacenada. Sin embargo, no se ha desarrollado una reglamentación específica respecto a dichas tecnologías y las respectivas compensaciones de servicios auxiliares que podrían proveer, ni se cuenta con un registro individual del desarrollo o capacidad instalada.

"La generación distribuida ocupa sin duda un lugar importante dentro de la política pública de la administración actual, definiéndose proyectos con tecnología de Redes Eléctricas Inteligentes a fin de coadyuvar a mantener y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. La integración de Generación Distribuida se ha tenido en cuenta en los últimos Planes de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución dado que puede plantear retos en los pronósticos de demanda y consumo."

Víctor Antonio Preciado Méndez – Dirección Técnica de Potencia, Comisión Reguladora de Energía (CRE), México.

4. Perfil de México

Información General			
Autoridades del Sector	Secretaría de Energía - SENER		https://www.gob.mx/sener
	Comisión Reguladora de Energía - CRE		https://www.gob.mx/cre
	Centro Nacional de Control de Energía - CENACE		https://www.cenace.gob.mx/CENACE.aspx
Referentes/ Asociaciones	Asociación Nacional de Energía Solar - ANEX		https://anes.org.mx/
	Asociación Mexicana de Energía Solar - ASOLMEX		https://asolmex.org/
Tasa de cambio	$/USD	20,39	
Recurso Solar promedio	Rango	3,6 - 8,2	kWh/kWp/d
	Promedio país	5	

81. Guía de cooperativas de energía sustentable en México (enlace).

Superficie	km^2	1.964.375	OLADE - SIELAC 2019
Población	Total	127.575.529	
	Urbana	102.626.859	
	Rural	24.948.670	

Información del Sector Eléctrico - Sistema interconectado		**2019**	**2020**
Capacidad instalada	GW	78,44	83,12
Demanda máxima	GW	45,94	46,72
Demanda eléctrica anual	TWh/a	324,92	315,96
Crecimiento interanual de la demanda eléctrica	(%)	*Comportamiento de los últimos 10 años (2010-2020)	2.2
Matriz de generación eléctrica por fuente (%)	Térmica fósil	77%	76%
	Hidroeléctrica	7%	9%
	Renovable no convencional	13%	12%
	Nuclear	3%	3%
Tecnología Solar Fotovoltaica en el SIN (no incluye GD)	MW (jun 2021)		7.025
	GWh (jun 2021)		18.457

Información del Sector Eléctrico		**Detalle**	**Fecha/ Referencia**
Factor de emisiones	tCO_2/MWh	0,51	CRE, 2020
Emisiones del Sector Eléctrico	tCO_2	10.821.279	OLADE-SIELAC, 2020
Usuarios Eléctricos	Cantidad	45.600.000	2020
% Acceso a la electricidad	%	100%	2019
Consumo final de electricidad por sector	Residencial (%)	28%	2020
	Comercial (%)	9%	
	Industrial (%)	58%	
	Público y agro (%)	5%	
Tarifas de referencia	Tarifa Residencial (USD/kWh)	0,178	May-21
	Tarifa Comercial (USD/kWh)	0,185	
	Tarifa Industrial (USD/kWh)	0,113	

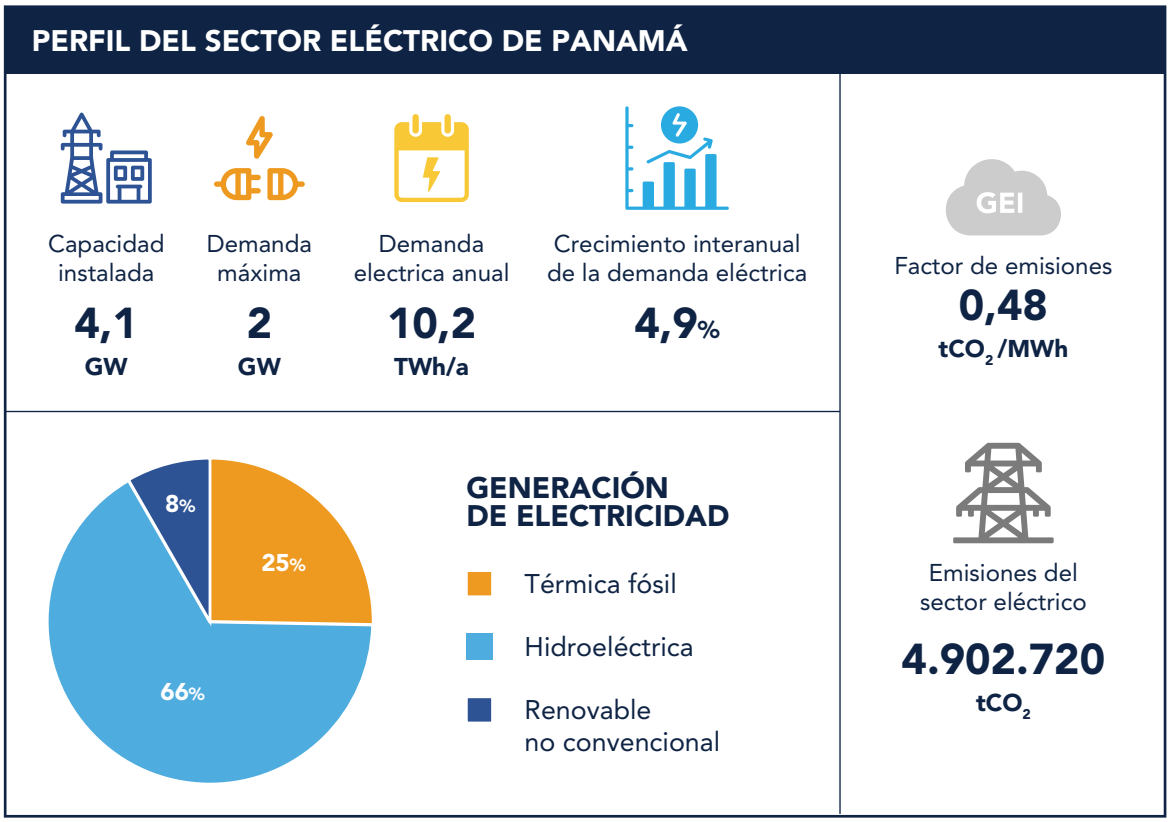
Generación Distribuida			
Marco Regulatorio	Nivel de regulación	Ley de la Industria Eléctrica (LIE)	
	Año de entrada en vigencia	2007 – CIPYME.	
	Esquema de implementación	Medición Neta Facturación Neta Venta total	
	Objetivo y metas nacionales	Política nacional: 30% al año 2021; 35% al año 2024; 40% al año 2035; 50% al año 2050.	
Capacidad máxima habilitada	MW	0,5	
Capacidad promedio de sistema	kW	8	
Capacidad instalada	MW (Estimado a dic 2021)	2.031	
Cantidad de sistemas	Cantidad (Estimado a dic 2021)	270.506	
Sectorización		**% por capacidad**	**% por cantidad de sistemas**
Sector Residencial		No se obtiene clasificación tarifaria.	
Sector Comercial			
Sector Industrial			
Crecimiento interanual promedio	%	217%	
	MW	145	
Costo promedio de equipamiento grid tie instalado	USD/W	<1 - 1,6>	
Periodo de repago representativo (en función a las tarifas detalladas)	PBP Residencial (años)	8	
	PBP Comercial (años)	8	
	PBP Industrial (años)	5	
Incentivos	Tarifarios	No	
	Fiscales	Si	
	Económicos	No	
	Financieros	Si	
	Impositivos	No	
	Arancelarios	Si	
	Otros	No	
Programas de fomento		No	

PANAMÁ

La República de Panamá se extiende sobre 75 mil kilómetros cuadrados, uniendo a la región centroamericana con Sudamérica, y aloja a más de 4 millones de habitantes. Aproximadamente dos tercios de su población habita en zonas urbanas y el restante habita en zonas rurales. Panamá cuenta con una tasa de electrificación del 93,8%.

El sector eléctrico de Panamá ha reportado en los últimos años un crecimiento sostenido en la oferta y la demanda, con un promedio interanual del 4,9% entre los años 2010-2019, alcanzando una demanda eléctrica de 10,2 TWh/año en el año 2020.

Infografía 23. Perfil del sector eléctrico de Panamá.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de la SNE y ASEP, 2020.

De la capacidad instalada total del sector eléctrico al año 2020 (4.128 MW), el 86,7% corresponde a plantas de generación que prestan el servicio público de electricidad, el 12,4% corresponde a autogeneradores conectados en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y un 0,8% pertenece a sistemas aislados. A su vez, un 58,5% de la capacidad instalada corresponde a generadores que utilizan fuentes renovables, mayoría que se mantiene a favor de las fuentes limpias desde el año 2010. La generación eléctrica es mayoritariamente hidroeléctrica.

Durante el año 2020 la hidroelectricidad tuvo una participación del 66,4% sobre la generación eléctrica, seguida del 5,4% de generación eólica, 2,9% de solar fotovoltaica, completando una mayoría renovable, mientras que el 25,3% restante corresponde a las tecnologías de generación térmica fósil.

Panamá posee tres empresas de distribución eléctrica: EDEMET, ENSA y EDECHI, distribuidas por regiones geográficas, a cargo de suministrar a 1,18 millones de usuarios regulados. El 99% de los usuarios está conectado en baja tensión y casi el 70% de los usuarios consume menos de 300 kWh mensuales.

Respecto a las conexiones internacionales, Panamá participa del Mercado Eléctrico Regional de Centroamérica y a su vez, proyecta una futura interconexión con Colombia.

En el año 2016, Panamá aprobó el Plan Energético Nacional (PEN) 2015-2050, un instrumento de planificación de la política energética cuyos ejes a largo plazo se enmarcan en el acceso universal y la reducción de la pobreza energética, la descarbonización de la matriz, la eficiencia y la seguridad energética.

Dentro de este marco, los Lineamientos Estratégicos de la Agenda de Transición Energética, publicados en 2020, ponen en marcha programas asociados a cambios de comportamiento de los consumidores. Dentro de las cinco estrategias para el sector eléctrico de la agenda se incluyen: 1. Acceso universal, 2. Uso racional y eficiente de la energía, 3. Movilidad eléctrica, 4. **Generación Distribuida**, 5. Innovación del Sistema Interconectado Nacional. Además, posee una estrategia transversal a todo el sector energético llamada "Estrategia de Fortalecimiento Institucional".

Panamá ha adoptado compromisos en materia de cambio climático al ratificar la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (Ley N°10 de 12 de abril de 1995), el Protocolo de Kyoto (Ley N°88 de 30 de noviembre de 1998), el Acuerdo De París (Ley N°40 de 12 de septiembre de 2016), la adopción de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) (Decreto Ejecutivo N°393 de 17 septiembre de 2015). Presentó su primera NDC en 2015, la cual fue actualizada en diciembre del año 2020[82].

De acuerdo a su NDC[83], el país logrará **una reducción de las emisiones totales del sector energía del país en al menos el 24% al 2050 y en al menos 11,5% al 2030**, con respecto al escenario tendencial, que representan un estimado de 60 $MtCO_2$ eq. acumuladas entre 2022-2050 y hasta 10 $MtCO_2$ eq. acumuladas entre 2022-2030. La Agenda de Transición Energética (ATE) oficializada en noviembre 2020 constituye la hoja de ruta para la acción climática del sector, la cual incluye una estrategia particular para el desarrollo de la **generación distribuida**.

82. NDC Registry, Naciones Unidas (enlace).
83. Contribuciones Nacionales Determinadas de Panamá (enlace)

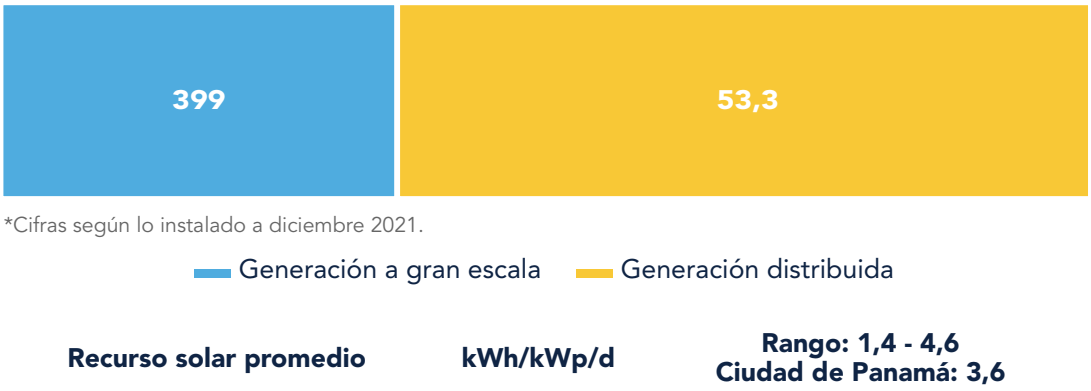
1. Energía solar fotovoltaica

El país cuenta con un recurso solar que en términos de producción anual por unidad de potencia se encuentra entre los 1.022 y los 1.606 kWh/kWp/año.

A partir de la regulación del sector eléctrico respecto a las diferentes modalidades de implementación de energía solar fotovoltaica, los mercados que se han desarrollado a la fecha en La República de Panamá corresponden a:

- **Generación a gran escala:** centrales fotovoltaicas que al cierre del año 2020 totalizaban una capacidad instalada de 194,4 MW y que a noviembre de 2021 se encontraban en **399 MW**, duplicando su capacidad solar instalada en menos de un año. Aquí se incluyen los autogeneradores, que corresponden a empresas que producen y consumen energía eléctrica en un mismo predio para atender sus propias necesidades, y que además pueden vender excedentes a la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA) y a otros agentes del mercado mayorista.
- **Generación Distribuida:** sistemas fotovoltaicos para autoconsumo con la posibilidad de inyectar excedentes en la red de distribución, sin límite de potencia, mientras se mantengan como clientes de distribución. Bajo esta modalidad se encontraban instalados para fines del año 2020 unos 42,4 MW, que ascendieron a **52,5 MW** a noviembre de 2021.

Infografía 24. Capacidad instalada (MW) solar fotovoltaica en Panamá y recurso solar promedio.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de diversas fuentes (SNE, Solargis).

2. Generación distribuida

2.1. Marco regulatorio

El marco que regula el subsector eléctrico renovable, y en particular la actividad de generación distribuida de Panamá, se encuentra regido por las siguientes normas:

- **Ley N° 6 de 1997.** Dicta el marco regulatorio e institucional que sirve como base para la reglamentación y ordenamiento del sector público de electricidad.
- **Ley N° 45 de 2004.** Establece requisitos para las centrales particulares de fuentes nuevas renovables y limpias, de hasta 500 kW de potencia, que utilizan energía hidráulica, geotérmica, solar, eólica, biomasa, entre otras, para uso particular y no público. Este marco apuntaba al desarrollo de proyectos de micro hidroelectricidad.
- **Ley N° 37 del 10 de junio de 2013** (modificada por la Ley N° 38-2016). Establece el régimen de incentivos para las inversiones en instalaciones solares. Norma sobre procedimientos, límites máximos y características para la contratación de generación de fuente solar, haciendo distinción entre las instalaciones pequeñas (de menos de 500 kW de capacidad instalada) y las de gran escala (conectadas al SIN). A su vez, establece los siguientes beneficios fiscales:
    1. **Exoneraciones impositivas** a la importación de equipos o compra local;
    2. **Crédito fiscal** por un monto del 5% del total de inversiones deducible sobre el Impuesto a la Renta;
    3. **Depreciación** *acelerada* del equipamiento.
- **Resolución AN N° 5.399 de 2012** (última modificación: Resolución AN N° 10.299-2016). El anterior "*Procedimiento para la Conexión de Centrales Particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta quinientos (500) kilowatts a las redes eléctricas de media y baja tensión de las empresas de distribución eléctrica*", es reemplazado por el vigente "**Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias**." Este último configura el marco para el desarrollo de la actividad de generación distribuida en Panamá.
- **Resolución de Gabinete N° 93 de 2020 – Lineamientos Estratégicos de la Agenda de Transición Energética.** Bajo el último Plan Energético Nacional (2015–2050) se sientan las bases para la construcción de políticas energéticas, como es la Agenda de Transición Energética, bajo la cual la Secretaría Nacional de Energía define seis estrategias con el objetivo de democratizar, descentralizar, digitalizar y descarbonizar el sector energético hasta el año 2030, dentro de las cuales se incluye a la actividad de Generación Distribuida.
- **Estrategia Nacional de Generación Distribuida (ENGED).** Tiene como objetivo general fomentar la implementación sostenible de generación distribuida en Panamá, mediante la producción de electricidad a base de fuentes renovables y limpias, instalada a nivel distribución.

Se encuentra en discusión el *proyecto de ley N° 258* (2019) que busca fomentar la utilización de sistemas de generación renovable en el sector público panameño. Este propone como objetivo alcanzar un mínimo del 15% del consumo energético total de las edificaciones públicas, hospitales y escuelas, por medios de sistemas de generación renovable. Incluye que las licitaciones públicas para edificación contemplen la instalación de sistemas de energía renovable para autoconsumo eléctrico y térmico que cubran al menos un 25% del consumo total.

"El cambio disruptivo que representa la innovación tecnológica y de modelos de gestión en el sector eléctrico, inicia a nivel técnico-regulatorio, pero se proyecta mucho más allá hacia lo financiero, económico, social e incluso político, sobre todo en el aspecto de democratización de la energía que da como resultado el nacimiento la figura del prosumidor, donde el cliente final pasa de una figura pasiva en la que solo consume energía, a un rol activo que produce y consume energía."

Dr. Jorge Rivera Staff – Secretario Nacional de Energía, República de Panamá.

"Con la implementación de la ENGED, el sector energético aporta a la reactivación económica post COVID-19 y a satisfacer el reto que como panameños nos hemos impuesto, de luchar contra el cambio climático y mantenernos como un país carbono negativo."

Mg. Ing. Rosilena Lindo Riggs – Subsecretaria de Energía, Secretaría Nacional de Energía, República de Panamá.

2.2. Especificaciones técnicas

En Panamá, el marco regulatorio vigente de generación distribuida es el "Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias", cuya última actualización corresponde al año 2016, mediante la Resolución AN N° 10.299.

El procedimiento de generación distribuida es aplicable a los **clientes de empresas distribuidoras**, conectados en **media y baja tensión**, que quieran abastecer su demanda mediante generación de energía renovable y limpia, con la posibilidad de **vender los excedentes** a la red. Dichos clientes no podrán participar entonces del mercado eléctrico mayorista, ni vender energía a terceros.

El reglamento vigente no admite acuerdos de venta de energía entre suministradores de equipos y clientes que coloquen un sistema de generación distribuida.

En función a la capacidad de la planta de generación, el procedimiento establece el **cumplimiento** de diferentes reglamentos y supervisiones, a saber:

- Las plantas de capacidad menor a 500 kW deberán cumplir únicamente con el Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Panamá (RIE).
- Las plantas de capacidad entre 500 y 2.500 kW deberán cumplir además del RIE, con una supervisión remota por el operador de distribución y el Centro Nacional de Despacho (CND), y con un control de desconexión remoto de la planta de generación.
- Las plantas de capacidad mayor a 2.500 kW deberán cumplir además del RIE, con el código de red aplicable.

Para la conexión del sistema, el cliente deberá notificar a la empresa distribuidora con un diseño eléctrico aprobado por el Cuerpo de Bomberos e Ingeniería Municipal, el detalle del sistema y sus correspondientes especificaciones técnicas. Luego se realizará entre las partes un **Acuerdo de Interconexión**, previo a las pruebas realizadas por el distribuidor.

El arbitraje ante desacuerdo entre las partes será abordado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

El **medidor bidireccional** deberá ser instalado a cargo del distribuidor y el cliente deberá contar con un sistema de medición propio para registro de la generación. A su vez, el cliente deberá conectar la planta de generación en el **mismo nivel de tensión** al que se encuentra conectado por su demanda.

Respecto al **esquema de medición y facturación**, se establece una medición neta en la que la energía entregada a la red se compensa con la consumida de la red a la misma tarifa vigente de su demanda, facturando los cargos fijos y por demanda correspondientes de forma independiente del neteo de energía.

En caso de que los excedentes entregados superen a la demanda de la red, se configura un crédito de energía medido en kWh que se acumula y se imputa automáticamente en el siguiente periodo de facturación. El cliente podrá acumular sus créditos por 6 o 12 meses, hasta un límite máximo que corresponde al 25% de su consumo histórico en dicho periodo. Al finalizar el periodo (6 o 12 meses) el cliente podrá solicitar el pago de sus créditos acumulados.

Respecto del **nivel de penetración** de las plantas de generación, se establece como límite general que la suma de la capacidad instalada no deberá superar el 10% de la demanda máxima anual (en MW), o el 2% del consumo máximo (en GWh) de cada empresa distribuidora. A su vez, la ASEP deberá revisar estos valores cada tres años, y realizar los estudios pertinentes con el fin de ampliar el límite establecido.

Aquellos clientes de empresas distribuidoras que no deseen acogerse a la norma, pero que tengan interés de autoabastecerse con plantas de generación, podrán hacerlo con su debida autorización de la empresa distribuidora. En estos casos deberán contar con dispositivos que eviten la inyección de excedentes, y garantizar que sus instalaciones sean seguras y no afecten la operación de la red.

Se resumen a continuación las características específicas principales del Programa para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias de Panamá.

Tabla 9. Características principales de la regulación de generación distribuida de Panamá.

Características específicas de generación distribuida	
Nivel de Regulación	Resolución AN N° 10.299.
Año de entrada en vigencia	2009.
Última actualización	2016.
Autoridad de Aplicación	Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).
Esquema de implementación84	Medición Neta.
Esquema de facturación	La energía intercambiada será neteada al valor de la tarifa aplicable al cliente. Se cobra cargo fijo y por demanda de forma independiente al neteo.
Créditos	Créditos imputados en las facturas subsiguientes. Créditos de energía acumulables hasta alcanzar el 25% de la energía consumida históricamente (anual o semestral, de acuerdo al Acuerdo de Interconexión) como máximo. Finalizado el periodo, puede solicitarse un reembolso.
Potencia Máxima de conexión	Sin límite establecido.
Nivel de penetración máximo	La capacidad instalada no deberá superar el 10% de la demanda máxima anual (en MW) o el 2% del consumo máximo (en GWh) de cada distribuidor.
Esquema de Medición	Medidor bidireccional + medidor de generación.
Acuerdo de Interconexión	Acuerdo de Interconexión, posterior a la entrega de documentación por parte de los clientes y previo a las pruebas de conexión realizadas por el distribuidor.
Requisitos sobre el equipamiento	Certificaciones de reconocimiento internacional obtenidos por los diversos fabricantes de equipamiento. Normas IEC.
Requisitos sobre el servicio de instalación	- Normas técnicas de instalación y operación - Especificaciones técnicas para conexión en paralelo. - Constancia de Seguridad del Cuerpo de Bomberos e Ingeniería Municipal. - Certificación de fabricantes respecto del factor de potencia de la planta. - Dispositivos de control y seguridad. - Reglamento para las Instalaciones Eléctricas (RIE), y recomendaciones respecto al medidor bidireccional, y las normas de Calidad de Servicio. - Inspección posterior a la instalación.
Último reporte oficial de Capacidad instalada	53,32 MW (diciembre 2021) – Secretaría Nacional de Energía.

84. Según la clasificación establecida en éste reporte.

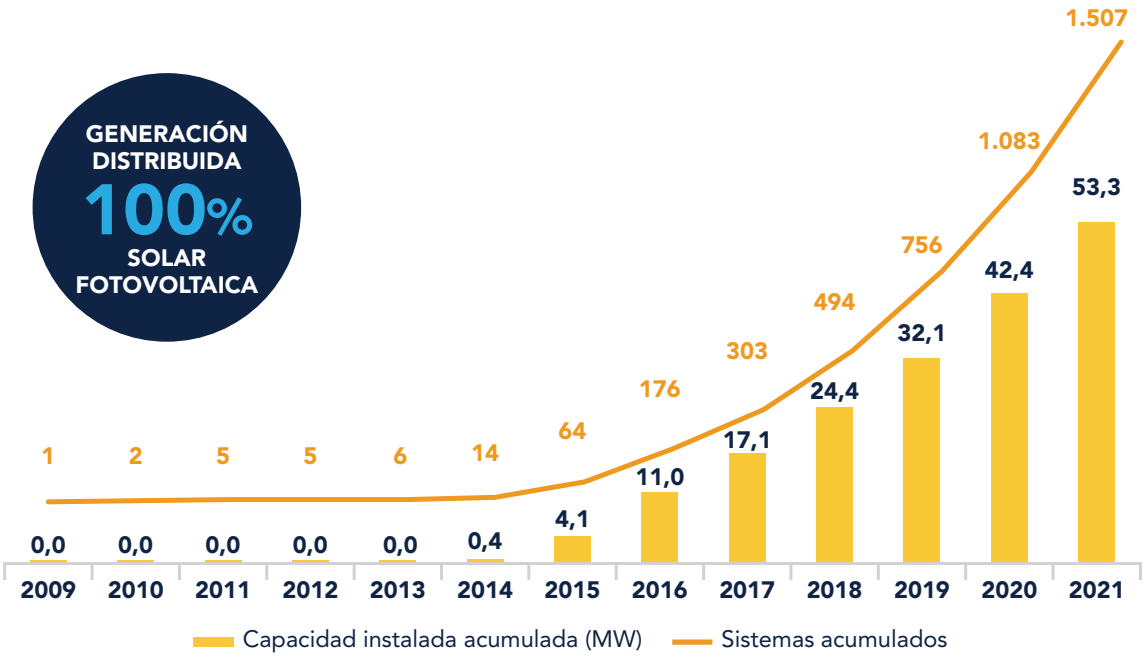
2.3. Evolución de la Generación Distribuida

Si bien la normativa de generación distribuida completa su reglamentación y se implementa en el año 2009 con las primeras resoluciones de la ASEP, la actividad experimenta un crecimiento exponencial a partir de año 2015-2016. En este periodo el mercado de la tecnología alcanzó un nivel de madurez y de precios competitivos que facilitó la decisión del usuario en realizar la inversión, al mismo tiempo que se realizó la última actualización de la norma vigente.

La Cámara Panameña de Energía Solar (CAPES)[85] contribuye en dinamizar el sector de una forma organizada y estratégica, formando recursos humanos especializados para la actividad.

A diciembre de 2021, Panamá cuenta con 1.507 centrales de generación instaladas que acumulan una capacidad de 53,32 MW, según la información provista por la Secretaría Nacional de Energía de Panamá (SNE). Durante el periodo 2015-2021 reportó un crecimiento interanual promedio de 212% y 4,4 MW en términos de capacidad anual promedio instalada.

Gráfico 38. Evolución de la capacidad instalada (MW) y cantidad de sistemas de generación distribuida en Panamá.



Fuente: elaboración propia en base a datos provistos por la SNE.

Si bien la capacidad promedio instalada supera los 35 kW, según los reportes del sector, los proyectos de entre 10 kW y 100 kW representan el 34% del total de sistemas y el 26% de la capacidad instalada. Solamente el 12% de los

85. Cámara Panameña de Energía Solar (**enlace**).

sistemas tienen una capacidad igual o mayor a 100 kW, pero éstos representan aproximadamente el 70% de la capacidad instalada. Los proyectos de entre 3 kW y 10 kW corresponden al 29% de los sistemas y el 4% de la capacidad instalada. Por último, los proyectos más pequeños, de menos de 3 kW de capacidad instalada, corresponden al 26% de las instalaciones y solamente al 1% de la capacidad instalada.

Según su distribución sectorial[86] puede observarse qué, si bien el 50% de la capacidad instalada se clasifica como comercial en función a su tarifa eléctrica, ésta representa el 14% de los proyectos, mientras que los clasificados como residenciales participan con el 82% de los sistemas, pero reportan una capacidad instalada del 28%. En menor medida, los industriales tienen el 4% de las instalaciones y en términos de capacidad participan con el 22%.

Gráfico 39. Participación sectorial por capacidad instalada de generación distribuida (izquierda) y por cantidad de instalaciones (derecha) - Panamá.



Fuente: elaboración propia en base a información provista por la SNE.

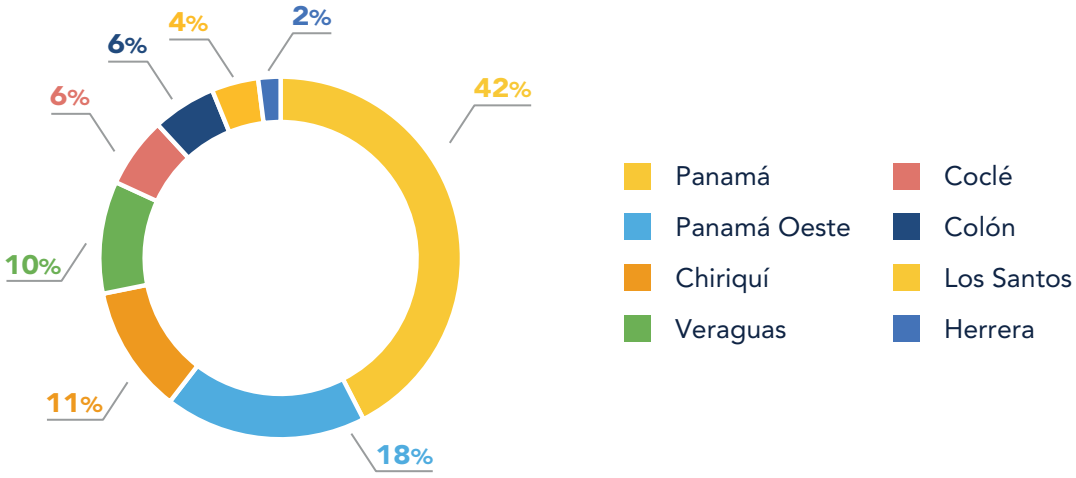
El 100% de la tecnología instalada en generación distribuida corresponde a la solar fotovoltaica.

Respecto a las empresas distribuidoras, se puede mencionar que el 50% de la capacidad instalada se encuentra bajo la empresa EDEMET que atiende a usuarios de la Ciudad de Panamá y se extiende sobre el territorio central del país; el 38% bajo la empresa ENSA que suministra el servicio sobre el sector Este; el restante 12% bajo EDECHI quien atiende a los usuarios de Chiriquí y Bocas del Toro.

Según la distribución geográfica, y como se grafica a continuación, el 42% de la capacidad instalada se encuentra en el departamento de Panamá, seguido por Panamá Oeste y Chiriquí. Entre las tres provincias suman aproximadamente dos tercios de la capacidad instalada en todo el país.

86. Se clasifica como residencial a la tarifa BTS, comercial a las tarifas BTD y BTH, e industrial a las tarifas MTD y MTH.

Gráfico 40. Distribución de la capacidad instalada por departamento - Panamá.



Fuente: elaboración propia en base a información publicada por la SNE.

Dados los límites técnicos establecidos en la normativa respecto a la capacidad instalada y la energía generada por la central, se registran y reportan los siguientes resultados al mes de junio de 2021:

- El nivel de penetración (GWh) de los sistemas fotovoltaicos para autoconsumo está cerca de alcanzar el 50% del límite técnico de penetración en función a la generación establecido en la normativa vigente.
- El nivel de penetración en términos de capacidad de los sistemas fotovoltaicos para autoconsumo alcanza un 3,1% de la demanda total. Es decir que Panamá superó el tercio del límite técnico de penetración por capacidad establecido.

En la actualidad, la Secretaría Nacional de Energía de Panamá desarrolla una **Estrategia Nacional de Generación Distribuida (ENGED)**, en el marco de la Agenda de Transición Energética 2020-2030, a través de la cual implementará iniciativas tendientes a fomentar la instalación de sistemas fotovoltaicos de pequeña y mediana escala en todo el territorio. La estrategia ENGED tiene como objetivo fomentar el despliegue de esta aplicación para descentralizar, democratizar y descarbonizar el sector eléctrico, como así también, aumentar su resiliencia.

Tomando como base el análisis de potencial de mercado desarrollado por la iniciativa Generación SOLE[87] del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), junto con la proyección de la demanda y las acciones concretas propuestas, la meta de la ENGED define alcanzar los **1.700 MW** de capacidad instalada de generación distribuida al año **2030**, representando un **14%** de la demanda, y desplazando aproximadamente **3,8 millones de toneladas de CO_2** ($MtCO_2$) entre el 2021 y el año 2030.

87. Generación SOLE – PNUMA (enlace)

2.4. Indicadores

Se detallan a continuación los indicadores de penetración de generación distribuida solar fotovoltaica en la República de Panamá.

Cabe destacar que la capacidad instalada de tecnología solar fotovoltaica en modalidad distribuida representa aproximadamente el 6% de la capacidad instalada de fuentes renovables no convencionales en el sistema interconectado nacional a diciembre del 2020.

Infografía 25. Indicadores de Generación Distribuida de Panamá.



Fuente: elaboración propia.

2.5. Incentivos promocionales

De acuerdo a la Ley N° 45 de 2004 y a la Ley N° 37 de 2013, las personas naturales o jurídicas que desarrollen sistemas de centrales particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta 500 kW de capacidad instalada, gozarán de la **exoneración del impuesto** de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes, así como del impuesto de transferencia de bienes corporales muebles y prestación de servicios que pudiesen causarse por razón de la importación de equipos, máquinas, materiales, repuestos y demás que sean necesarios para su construcción, operación y mantenimiento.

Respecto a **beneficios fiscales**, se establece:

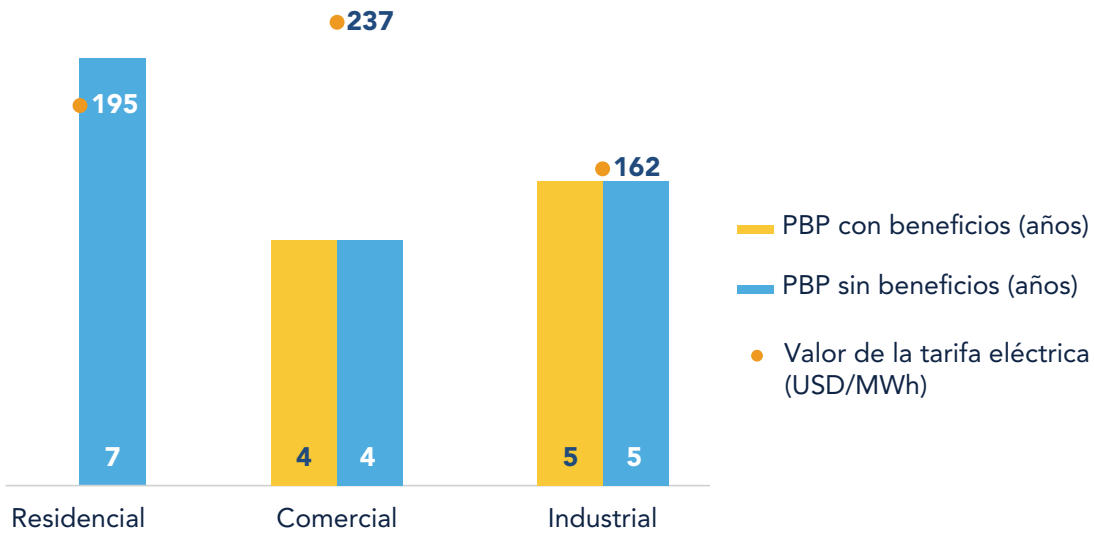
- *Compensaciones fiscales* por hasta un 25% de la inversión total, con base en la reducción de toneladas de CO_2 (precio determinado por ASEP, MEF y autoridad nacional del ambiente) a deducirse sobre el impuesto a la renta durante los primeros 10 años desde la entrada en operación de la central. Se descontarán potenciales ventas de bonos de carbono generados por las centrales.
- Un *bono fiscal* por el 5% de la inversión directa aplicable al Impuesto sobre la Renta, siendo este beneficio intransferible.

La Dirección Nacional de Electricidad de la Secretaría Nacional de Energía queda a cargo de la aplicación y fiscalización de los beneficios, y de la verificación del cumplimiento con lo reglamentado.

2.6. Viabilidad económica de los proyectos

Los resultados del estudio de viabilidad económica simple reportan un periodo de repago de cuatro años para el sector comercial, cinco años para el sector industrial y siete años para el sector residencial.

Gráfico 41. Periodos de repago de proyectos de generación distribuida en Panamá.



Fuente: elaboración propia.

Para el presente análisis se utilizaron tarifas representativas de los sectores residencial, comercial e industrial correspondientes a la empresa distribuidora EDEMET que agrega el 45% de la facturación, y donde está instalada el 50% de la capacidad de generación distribuida. El sistema fotovoltaico se dimensiona en función a los consumos medios de las tarifas de referencia seleccionadas.

Para el escenario con beneficios se utilizó el crédito fiscal deducible sobre el impuesto a la renta del 5% de la inversión. El mismo no se modela sobre un usuario residencial, que normalmente no es alcanzado por el impuesto a la renta.

Si bien por la normativa, al no estar permitida la comercialización de energía por el usuario final, no existen los modelos ESCO, sí existe la opción de *leasing* que incentiva y facilita a la toma de decisiones.

2.7. Oportunidades para profundizar el desarrollo de la generación distribuida

En función a las iniciativas del Primer Taller de Trabajo de Estrategia de Generación Distribuida y las reuniones del Consejo de Transición Energética, que realizan recomendaciones al sector público y privado, se han detectado oportunidades para alcanzar objetivos en materia de generación distribuida.

Técnicamente se sugiere revisar los límites máximos de penetración de la tecnología en las redes de distribución, que ha alcanzado el 50% del límite respecto al consumo

de energía anual de las distribuidoras y el 33% respecto a la capacidad. A su vez, desarrollar capacidades específicas para las acciones y tareas que intervienen en toda la cadena de valor de la implementación de la tecnología, contribuye a que la implementación y evolución de la actividad sea sostenible en el tiempo.

Desde el punto de vista regulatorio se detectó la oportunidad de actualizar la norma con la finalidad de permitir la figura de comercialización, habilitando la venta de excedentes y, de este modo, facilitar los modelos de negocios como son las ESCOs. Al mismo tiempo, establecer mecanismos financieros, sobre todo para impulsar sistemas residenciales, ha sido observado como una herramienta para dinamizar dicho sector.

La simplificación de trámites de conexión y la estandarización de los procedimientos en todos los municipios es importante al momento de acotar demoras y evitar dificultades que pueden enfrentar tanto usuarios como distribuidores al momento de la implementación. Por último, reforzar la comunicación y difusión sobre la tecnología, su implementación y los beneficios asociados es fundamental para impulsar su desarrollo.

Oportunidades para profundizar el desarrollo de GD

Regulatorio

- Habilitar la comercialización de excedentes facilita la apertura de modelos de negocios para la generación distribuida.

Técnico

- Evaluar el limite máximo de penetración.
- Desarrollo de capacidades específicas.

Económico

- Habilitar financiamiento para el sector residencial.

Operativo

- Simplificación y estandarización de trámites.
- Comunicación y difusión.

Según estimaciones realizadas por la Cámara Panameña de Energía Solar (CAPES), los más de **40 MW** instalados de generación distribuida al cierre del año 2020 han empleado más de **400 trabajadores** en todo el país.

Asimismo, en el marco de la Agenda de Transición Energética, se considera que la Estrategia de Generación Distribuida puede contribuir a la **recuperación económica** de Panamá en el escenario post COVID-19, siendo una fuente importante de generación de empleos con equidad de género. Se estima la creación de **3.000 nuevos empleos** verdes al año **2030** en este sector.

3. Otros recursos energéticos distribuidos

Existen fuertes iniciativas lanzadas como políticas de Estado en Panamá para el desarrollo de otros recursos energéticos distribuidos. Dentro de las líneas de acción prioritarias de la Agenda de Transición Energética, particularmente sobre la Estrategia Nacional de Generación Distribuida (ENGED), se destacan las siguientes:

- Establecer una regulación para instalaciones de **generación distribuida comunitaria y remota.** La reglamentación actual admite la implementación de sistemas para autoconsumo en el lugar donde se encuentra la demanda, pero se considera modificarla con la finalidad de incluir propiedades donde una misma instalación GD pueda tener varios beneficiarios, vinculados física o virtualmente, e incluso en forma remota.
- Análisis del impacto de las **tarifas dinámicas** y nodales, configurando las tarifas horarias y dinámicas una señal de precio y un incentivo importante para la incorporación de **almacenamiento** y programas de **respuesta a la demanda**.
- Análisis del impacto en el desarrollo de mercados para **nuevos recursos energéticos distribuidos** (DERs) y para la implementación de la **figura del agregador** de servicios técnicos, incluyendo estudios técnico-económicos para desarrollar modelos de negocios asociados.
- Desarrollo de un programa para incrementar la instalación de **medidores inteligentes** con el objetivo de facilitar el aumento en la penetración de GD y la integración de otros DERs.
- Desarrollo de un programa para incrementar la instalación de sistemas de **comunicación** remota, de **protecciones** remotas y **captura de información a tiempo real** por las empresas distribuidoras, en pos de apoyar la integración y optimización de DERs.

4. Perfil de Panamá

Información General			
Autoridades del Sector	Secretaría Nacional de Energía (SNE)		https://www.energia.gob.pa/
	Autoridad Nacional de los Servicios Públicos - ASEP		https://www.asep.gob.pa/?page_id=177457
Referentes/ Asociaciones	Cámara Panameña de Energías Renovables - CAPES		https://camarasolarpanama.org/capes/
Tasa de cambio	$/USD	1	
Recurso Solar promedio	Rango	1,4 - 4,6	kWh/kWp/d
	Ciudad de Panamá	3,6	
Superficie	km^2	75.420	OLADE - SIELAC 2019
Población	Total	4.246.439	
	Urbana	2.890.084	
	Rural	1.356.355	

Información del Sector Eléctrico - Sistema interconectado		2019	2020
Capacidad instalada	GW	4,09	4,12
Demanda máxima	GW	1,96	1,96
Demanda eléctrica anual	TWh/a	9,80	10,21
Crecimiento interanual de la demanda eléctrica	(%)	4,9	4,9
Matriz de generación eléctrica por fuente (%)	Térmica fósil	47%	25%
	Hidroeléctrica	44%	66%
	Renovable no convencional	9%	8%
	Nuclear	0%	0%
Tecnología Solar Fotovoltaica en el SIN (no incluye GD)	MW (nov 2021)		399
	GWh (nov 2021)		649

Información del Sector Eléctrico		Detalle	Fecha/ Referencia
Factor de emisiones	tCO_2/MWh	0,48	2020
Emisiones del Sector Eléctrico	tCO_2	4.902.720	SNE - 2020
Usuarios Eléctricos	Cantidad	1.206.148	2021
% Acceso a la electricidad	%	93,8%	2019
Consumo final de electricidad por sector	Residencial (%)	44%	2020
	Comercial (%)	38%	
	Industrial (%)	2%	
	Gobierno (%)	13%	
Tarifas de referencia	Tarifa Residencial (USD/kWh)	0,182	Jul-21
	Tarifa Comercial (USD/kWh)	0,154	
	Tarifa Industrial (USD/kWh)	0,137	

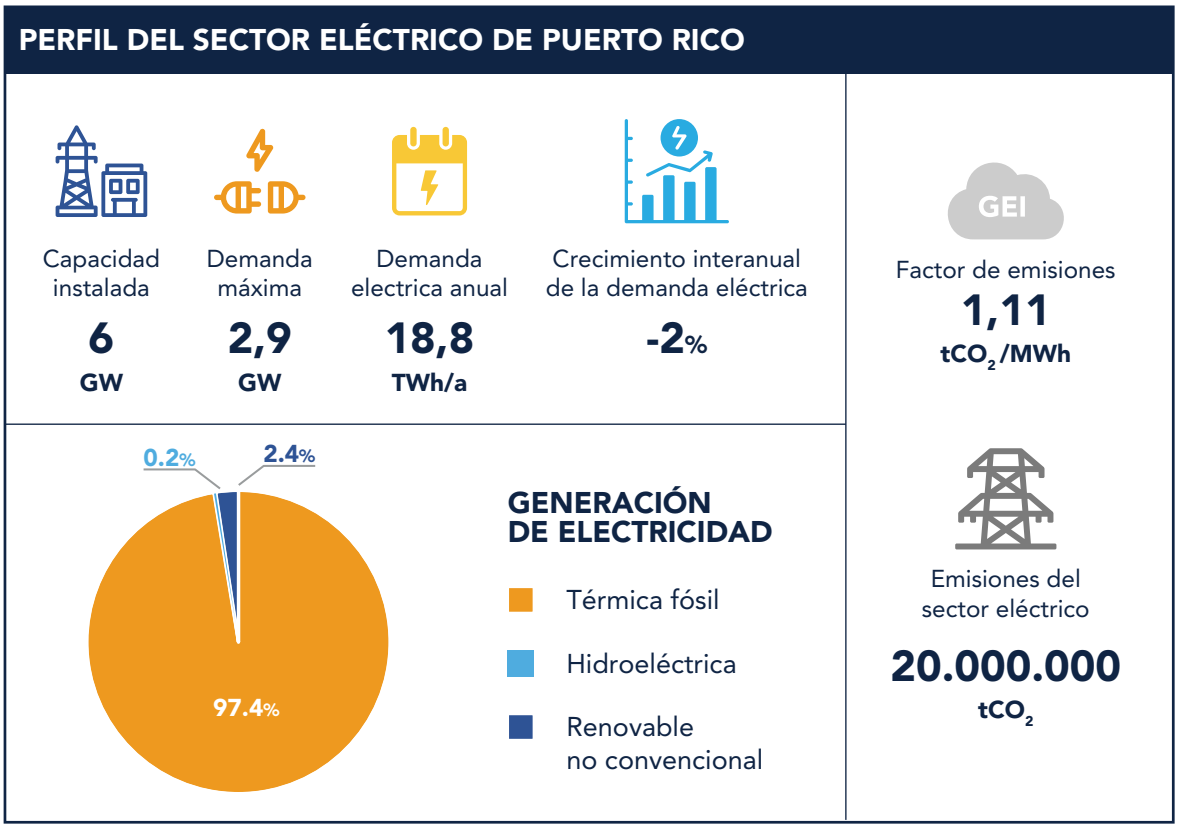
Generación Distribuida			
Marco Regulatorio	Nivel de regulación	Resolución AN N° 10.299	
	Año de entrada en vigencia	2009	
	Esquema de implementación	Medición Neta	
	Objetivo y metas nacionales	Estrategia Nacional de Generación Distribuida (ENGED) en la Agenda de Transición Energética 2020-2030. Resolución de Gabinete N° 93 de 2020	
Capacidad máxima habilitada	MW	Sin límite	
Capacidad promedio de sistema	kW	35	
Capacidad instalada	MW (Reportado a dic 2021)	53,3	
Cantidad de sistemas	Cantidad (Reportado a dic 2021)	1.507	
Sectorización		**% por capacidad**	**% por cantidad de sistemas**
Sector Residencial	Estadistica por clasificación tarifaria - 2020	28%	82%
Sector Comercial		50%	14%
Sector Industrial		22%	4%
Crecimiento interanual promedio	%	212%	
	MW	4,4	
Costo promedio de equipamiento grid tie instalado	USD/W	<1 - 1,6>	
Periodo de repago representativo (en función a las tarifas detalladas)	PBP Residencial (años)	7	
	PBP Comercial (años)	4	
	PBP Industrial (años)	5	
Incentivos	Tarifarios	No	
	Fiscales	Si	
	Económicos	No	
	Financieros	No	
	Impositivos	No	
	Arancelarios	Si	
	Otros	No	
Programas de fomento		No	

PUERTO RICO

El Estado Libre Asociado de Puerto Rico está formado por las islas más orientales de las Antillas Mayores en el Mar Caribe, al sureste de Florida, y cuenta con una extensión de 8.870 kilómetros cuadrados. La población alcanzó los 3,8 millones en 2000, pero ha disminuido en las últimas dos décadas debido a migraciones al continente estadounidense luego de una gran recesión en 2006 y los desastres ocasionados por el huracán María en 2018. Actualmente cuenta con una población de 3,2 millones de habitantes, que se concentra en la isla principal, con mayor densidad poblacional alrededor de la ciudad capital San Juan.

La generación eléctrica en Puerto Rico es mayoritariamente a base de combustibles fósiles. La capacidad instalada de generación alcanza los 5.980 MW y la demanda eléctrica es de aproximadamente 19 TWh/año, la cual fue disminuyendo en los últimos años, promediando una reducción del 2% en los últimos diez años, y 2,5% en los últimos cinco años.

Infografía 26. Perfil del sector eléctrico de Puerto Rico.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de diversas fuentes (Negociado de Energía, LUMA Energy, 2020, U.S. Energy Information Administrator 2018).

Durante el año 2020, la generación eléctrica provino en un 49,5% por generación a petróleo, 29% en base a gas natural, y 19% a base de carbón, resultando su matriz de generación en un 97,5% de fuentes fósiles. La energía solar ha sido la fuente de generación renovable de más rápido crecimiento, aumentando del 0,3% de la generación total en el año 2015 al 1,4% en el año fiscal 2020. Para fines del año 2020, la generación renovable provino en un 56% de fuente solar, un 30% eólica y el 14% restante incluye hidroeléctrica y biomasa.

Los precios de la energía en Puerto Rico fluctúan junto con los precios internacionales del petróleo y varían mensualmente con los costos del combustible y la energía comprada, debido a la fuerte dependencia de los combustibles fósiles.

En promedio, los residentes del Estado Libre Asociado de Puerto Rico usan menos energía eléctrica que la que usan los consumidores en los 50 estados de Estados Unidos, siendo el consumo per cápita de aproximadamente un tercio. Sin embargo, las tarifas eléctricas de la isla son elevadas.

En 2017, los huracanes Irma y María, catalogados por Federal Emergency Management Agency (FEMA) como *"el peor desastre natural en la historia de los Estados Unidos"*, devastaron gran parte de la infraestructura eléctrica de Puerto Rico. El 80% de la red de transmisión y distribución colapsó.

Fallas submarinas desencadenaron una secuencia de terremotos que comenzaron en diciembre de 2019 culminando con un terremoto de magnitud 6,4 en enero de 2020, afectando significativamente la infraestructura, dos plantas de generación eléctrica de la isla (Costa Sur y EcoEléctrica) y dejando a dos tercios de los residentes sin electricidad. El Servicio Geológico de Estados Unidos estima que las réplicas podrían continuar durante años.

Ante la reconstrucción de la infraestructura eléctrica después de los huracanes, y la reestructuración del negocio, el Gobierno del Estado Libre Asociado de Puerto Rico privatizó parte de los activos de generación, transporte y distribución. Mediante la "Ley de Transformación y ALIVIO Energético" y el Plan Integrado de Recursos, el Negociado de Energía de Puerto Rico estableció que el avance en el desarrollo de mini y micro redes que forman parte de la estrategia para aumentar la generación de energía renovable, junto con tecnologías de almacenamiento, podrán garantizar el desarrollo del sistema de energía eléctrica.

Bajo la Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico, se deberá obtener el 40% de la electricidad por medio de recursos renovables para 2025, el 60% para 2040 y el 100% para el año 2050. A su vez, incluye el mandato de eliminar gradualmente la generación a carbón para el año 2028.

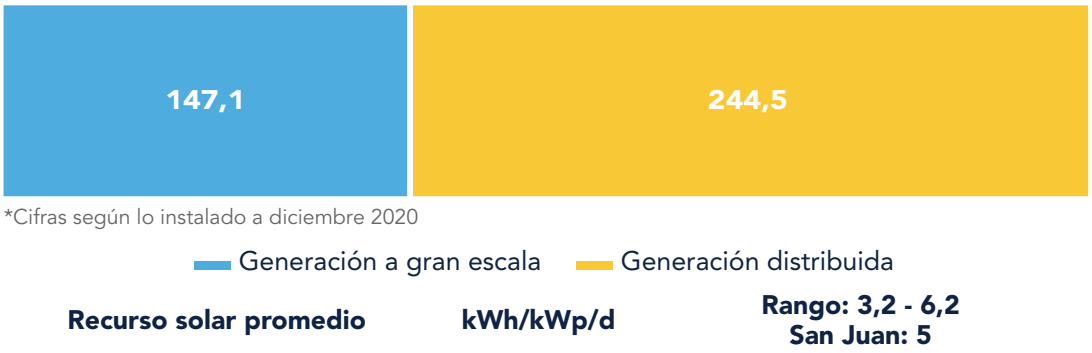
1. Energía solar fotovoltaica

El país cuenta con un recurso solar que en términos de producción anual por unidad de potencia se encuentra entre los 1.168 y los 2.263 kWh/kWp/año.

A partir de la regulación del sector eléctrico respecto a las diferentes modalidades de implementación de energía solar fotovoltaica, los mercados que se han desarrollado en Puerto Rico y las capacidades instaladas corresponden a:

- **Generación de gran escala**: plantas de generación fotovoltaicas que suministran energía al sistema interconectado. Para fines del año 2020 la capacidad instalada era de **147,1 MW**.
- **Generación distribuida**: usuarios residenciales, comerciales, industriales, entre otros usuarios eléctricos de distribución que conecten equipos de generación renovable bajo el **Programa de Medición Neta**. Para fines del año 2020 la capacidad instalada era de **244,5 MW**.

Infografía 27. Capacidad instalada (MW) solar fotovoltaica en Puerto Rico y recurso solar promedio.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de diversas fuentes (Negociado de Energía, LUMA Energy, Solargis).

2. Generación distribuida

2.1. Marco regulatorio

El marco que regula el subsector eléctrico renovable, y en particular la actividad de generación distribuida en Puerto Rico, se encuentra regido por las siguientes normas:

- **Ley N° 83-1941 – Ley de la Autoridad Eléctrica de Energía (AEE) de Puerto Rico.** Crea un cuerpo corporativo y político, sujeto al control de su Junta de Gobierno, autónoma del Gobierno de Puerto Rico. La Autoridad y la Junta de Gobierno son reguladas por el Negociado de Puerto Rico. Organiza el sector eléctrico de Puerto Rico.
- **Ley N° 114-2007 – Programa de Medición Neta.** Habilita la interconexión de clientes residenciales, comerciales e industriales con sistemas de generación de energía renovable a la red eléctrica, permitiendo inyectar los excedentes y compensarlos.
- **Ley N° 82-2010 – Ley de Política Pública de Diversificación Energética por Medio de la Energía Renovable Sostenible y Alterna en Puerto Rico.** Establece la cartera de energía renovable aplicable a cada proveedor de energía integrada por: 20% de energía renovable para el periodo 2015-2022, 40% para el periodo 2023-2025, 60% para el periodo 2026-2040 y 100% para el periodo 2041-2050. Habilita el mercado de los Certificados de Energía Renovable (CER) como uno de los instrumentos para verificar que los proveedores de electricidad cumplan con las disposiciones de la ley.

Las actualizaciones de la citada normativa establecen la obligación de utilizar medidores de lectura remota para clientes dentro del Programa de Medición Neta, y la creación de un portal en línea para la radicación electrónica de los documentos de interconexión del Programa.

A su vez, establece determinar las metas específicas de sistemas de almacenamiento de energía a todos los niveles, como mecanismo para facilitar la integración de fuentes de energía renovable sostenible y energía renovable alterna a la red y lograr el cumplimiento con la Cartera de Energía Renovable.

- **Ley N° 83 – 2010 – Ley de Incentivos de Energía Verde de Puerto Rico.** Crea el Fondo de Energía Verde para proveer incentivos económicos para proyectos de energía renovable.
- **Ley N° 57-2014 – Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico.** Adoptó nuevas medidas para promover una reforma integral del sector eléctrico, con el objetivo de aumentar la estabilidad, seguridad y alcanzar un costo justo y razonable. Mediante dicha normativa, se ordena a la AEE a adoptar procedimientos expeditos para los proyectos enmarcados en el Programa de Medición Neta, y lograr que la aprobación para la interconexión sea transparente, eficiente y moderna.
- **Ley N° 17-2019 – Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico.** Nuevo marco regulatorio que da lugar a la desagregación del sistema eléctrico y la incorporación del sector privado en la operación de activos y en la prestación del servicio de energía eléctrica. Establece los medios para una programación efectiva que permita lograr los parámetros y metas claras con relación a eficiencia energética, la Cartera de Energía Renovable, interconexión de generación distribuida y micro redes y el manejo de la demanda.

2.2. Especificaciones técnicas

La **Ley N° 114 de 2007** crea el **Programa de Medición Neta**, que es aplicable a distintos tipos de usuarios que instalen hasta cierta capacidad de generación, según lo siguiente:

- Residenciales hasta 25 kW;
- Comerciales, gubernamentales, industriales, agrícolas, instituciones educativas o facilitadores médico-hospitalarias, conectados a líneas de **distribución** de hasta 13,2 kV de tensión, hasta 1 MW;
- Comerciales, gubernamentales, industriales, agrícolas, instituciones educativas o facilitadores médico-hospitalarias, conectados a líneas de **subtransmisión o transmisión** (38 kV o 115 kV de tensión), hasta **5 MW**.

La Autoridad de Energía Eléctrica (AEE) emitió dos documentos técnicos para la conexión de sistemas bajo el Programa de Medición Neta: el *Reglamento para conectar generadores con el sistema de distribución eléctrica de AEE*, y el *Reglamento para conectar generadores con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de AEE*. Cada reglamento contiene las especificaciones técnicas que deberán cumplir los equipos para su conexión en los sistemas de distribución y transmisión o subtransmisión correspondientemente.

Los Programas de Medición Neta incluyen:

- **Medición Neta Básica**: el generador tiene una capacidad máxima de 25 kW para residenciales y 1 MW para comerciales, industriales, gubernamentales, agrícolas, instituciones universitarias, y médico-hospitalarias.
- **Medición Neta Agregada**: para entidades gubernamentales e instituciones universitarias sin fines de lucro, con capacidad máxima de 1 MW. Todas las propiedades deben tener el servicio de electricidad al mismo nivel de tensión, y estar en la misma localidad o en otras conectadas a la misma línea de distribución a una distancia menor a 2 millas.
- **Medición Neta Compartida**: para clientes residenciales y comerciales bajo el régimen de propiedad horizontal, y residenciales públicos administrados por el Departamento de Vivienda. Las propiedades deben estar en la misma localidad, contar con el mismo nivel de tensión y el mismo punto de entrega donde se interconecta el sistema. La capacidad máxima de conexión es de 25 kW para residenciales y 1 MW para comerciales. El dueño firma un Acuerdo con el distribuidor, y los participantes firman un acuerdo de participación de medición neta compartida.

Los clientes que conecten un generador de hasta 5 MW en el sistema de subtransmisión o transmisión podrán participar de los Programas de Medición Neta Básica y Medición Neta Agregada.

El valor de la **energía exportada** por el cliente es igual al valor de la tarifa aplicable al cliente. Cuando la energía exportada supere a la consumida, se cobrará un cargo mínimo correspondiente a su tarifa. El crédito por exportación de energía se aplica a la factura del siguiente mes.

Para el período fiscal, que cierra en junio de cada año, cualquier sobrante de los **créditos** por kilovatios-horas acumuladas por el cliente durante el año previo que no se haya utilizado hasta ese momento, se compensará de la siguiente manera:

1) 75% del sobrante será comprado por la Autoridad de Energía Eléctrica o el Contratante de la red de transmisión y distribución de conformidad con lo que establezca el Negociado de Energía.

2) 25% restante será concedido a la Autoridad de Energía Eléctrica para distribuirlos en créditos o rebajas en las facturas de electricidad de las escuelas públicas.

Las enmiendas a la citada norma establecen que luego de un periodo de cinco años a partir de la aprobación de la Ley de Política Pública Energética (Ley N° 17 del 2019), el Negociado podrá tomar cualquier determinación relacionada a la **tarifa aplicable a los clientes de medición neta**, incluyendo la tarifa o mecanismo mediante el cual se compensará al cliente por la energía suplida a la red eléctrica. Antes de que el Negociado de Puerto Rico establezca su determinación final respecto al Programa, todo aquel usuario que tenga un contrato o haya notificado al Negociado sobre la certificación del equipo instalado, será automáticamente considerado como cliente de Medición Neta con la tarifa inicial de su contrato por un término no menor a 20 años.

La instalación del **medidor bidireccional** deberá ser realizada por la Autoridad o el Contratante con base en el medidor existente al momento de la solicitud de interconexión.

Los procedimientos de interconexión para generadores distribuidos con capacidad de hasta 5 MW que deseen participar del Programa de Medición Neta, deberán usar como modelos los "*Small Generator Interconnection Procedures*" (SGIP) y "*Small Generator Interconnection Agreement*" (SGIA).

Aquellos generadores distribuidos que cuenten con una capacidad menor de un 1 MW tendrán procesos expeditos siempre y cuando las características técnicas del generador distribuido a interconectarse y las condiciones existentes de la red eléctrica lo permitan. Para conectar sistemas mayores a 500 kW y hasta 1 MW, el Negociado puede requerir los estudios de confiabilidad. Aquellos sistemas de hasta 25 kW que se inscriban en el registro de renovables se interconectarán automáticamente a la red de transmisión y distribución; operarán luego de su certificación por un ingeniero o perito eléctrico licenciado y colegiado, no siendo necesaria la presentación de una solicitud de interconexión.

Los clientes que conecten sistemas de generación distribuida deberán contar con un Seguro de Responsabilidad Pública General, exceptuando aquellos sistemas con inversor con una capacidad menor a 300 kW, quienes firman un acuerdo para su exoneración.

Se resumen a continuación algunas de las características específicas del Programa de Medición Neta de Puerto Rico:

Tabla 10. Características principales de la regulación de generación distribuida de Puerto Rico.

Características específicas de generación distribuida	
Nivel de Regulación	Ley N° 114-2007.
Año de entrada en vigencia	2007.
Última actualización	2019.
Autoridad de Aplicación	AEE – Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, y LUMA Energy.
Esquema de implementación88	Medición Neta.
Esquema de facturación	Facturación periódica donde se netea energía consumida con energía inyectada al mismo precio.
Créditos	Créditos acumulables con tope máximo, hasta junio de cada año, donde se compensa el 75% mediante una tarifa establecida por el Negociado, y se cede el 25% a escuelas públicas para créditos o rebajas en la facturación.
Potencia Máxima de conexión	1 MW en red de distribución. 5 MW en red de transmisión.

88. Según la clasificación establecida en este reporte.

Nivel de penetración máximo	No se establece un límite. Requiere estudio suplementario al alcanzar el 15% de la demanda pico anual del alimentador.
Esquema de Medición	Medidor bidireccional.
Acuerdo de Interconexión	Acuerdos de interconexión, una vez verificado el cumplimiento con las normas de interconexión y realizado el procedimiento correspondiente a su capacidad de conexión.
Requisitos sobre el equipamiento	IEEE 519/ 1453/ 1159/ 1547. UL 1741, entre otros estándares aplicables. Los equipos mayores (inversores, controladores de carga, módulos fotovoltaicos) deberán estar aprobados por el Programa de Política Pública Energética. Garantía de 5 años por el fabricante o distribuidor del equipo.
Requisitos sobre el servicio de instalación	Instalado por ingeniero licenciado o un perito electricista licenciado, ambos colegiados y conforme con lo establecido en la Ley N° 173 de 1988.
Último reporte oficial de Capacidad instalada	255,24 MW (febrero 2021) - LUMA Energy.

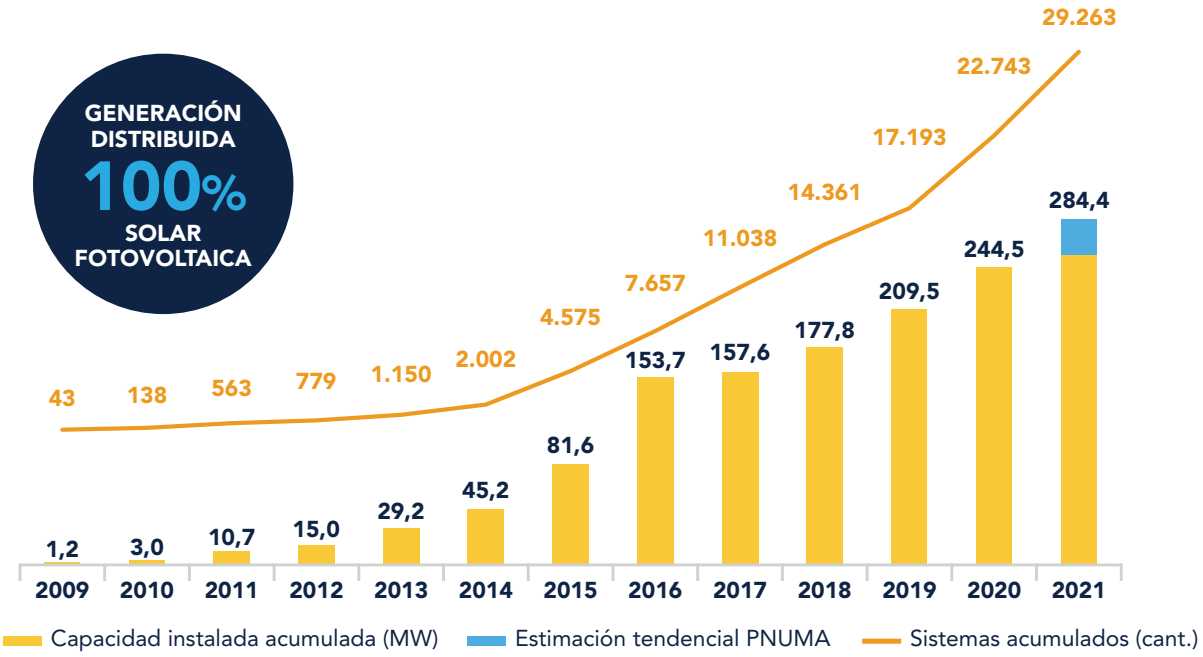
2.3. Evolución de la Generación Distribuida

Desde el comienzo de su implementación, la generación distribuida creció a un ritmo anual promedio del 70% incorporando un promedio de 23,6 MW de capacidad por año. Durante los últimos tres años, se ha incorporado un promedio de 35 MW anuales. El gráfico a continuación detalla la evolución de la actividad.

Según información provista por LUMA Energy, concesionaria del sistema de transmisión y distribución de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (AEE), a febrero de 2021 se registraron un total de 24.638 sistemas, acumulando una capacidad instalada de 255,24 MW. El gráfico a continuación detalla la evolución de la actividad de generación distribuida. El año 2021 fue completado con una estimación tendencial realizada en función al promedio mensual del año previo.

Respecto a la distribución sectorial de la capacidad instalada en función al último reporte publicado por la AEE en junio del año 2018, casi la totalidad de los sistemas instalados corresponden al sector residencial, los cuales acreditan dos tercios de la capacidad instalada. Por el contrario, los sistemas comerciales participan con el 4% en términos cuantitativos pero el 32% en términos de capacidad instalada. Los sistemas del sector industrial tienen una participación menor.

Gráfico 42. Evolución de la capacidad instalada (MW) y cantidad de sistemas de generación distribuida en Puerto Rico.



Fuente: elaboración propia en base a datos provistos por LUMA Energy.

Gráfico 43. Participación sectorial por capacidad instalada de generación distribuida (izquierda) y por cantidad de instalaciones (derecha) – Puerto Rico.



Fuente: elaboración propia en base a información de la AEE.

Según el Plan Integrado de Recursos (PIR) de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (PREPA, sus siglas en inglés, o AEE por sus sigas en español), se proyecta que la generación distribuida solar alcanzará 1 GW de capacidad instalada para el año 2038, lo que representará un 14% de la capacidad total del sistema eléctrico interconectado.

Gráfico 44. Proyección del crecimiento de generación distribuida en Puerto Rico.



Fuente: Plan Integrado de Recursos (PIR) de la AEE.

"Desde la adopción de los primeros reglamentos de interconexión de generación distribuida en 2008, el incentivo principal ha sido económico. Puerto Rico ha dependido principalmente de la generación a base de combustibles fósiles para satisfacer sus necesidades energéticas. El aumento significativo en el precio de estos combustibles ha resultado en un incremento en el costo de la energía eléctrica en la isla. Nuestros clientes vieron los sistemas de generación distribuida, principalmente fotovoltaicos, como una protección contra el aumento en el costo de electricidad.

Recientemente, los avances y reducción de precios en los sistemas de almacenamiento, junto al impacto de los huracanes Irma y María en el 2017 (que causaron interrupciones de servicio prolongadas en toda la isla) han cambiado el énfasis a uno de confiabilidad y resiliencia."

Ing. Miguel F. Irizarry Silvestrini – System planning, LUMA Energy, Puerto Rico

2.4. Indicadores

Se detallan a continuación los indicadores de penetración de generación distribuida solar fotovoltaica en Puerto Rico, según la capacidad instalada bajo el Programa de Medición Neta.

Se destaca que la capacidad instalada bajo la modalidad distribuida supera a la capacidad instalada solar fotovoltaica en forma centralizada. A su vez, la generación de energía fotovoltaica distribuida estimada representa un 86% de la generación renovable no convencional instalada en el sistema interconectado al año 2020. Puerto Rico presenta la mayor penetración por usuarios eléctricos y per cápita de los mercados analizados en el presente reporte.

Infografía 28. Indicadores de Generación Distribuida de Puerto Rico.



Fuente: elaboración propia

2.5. Incentivos promocionales

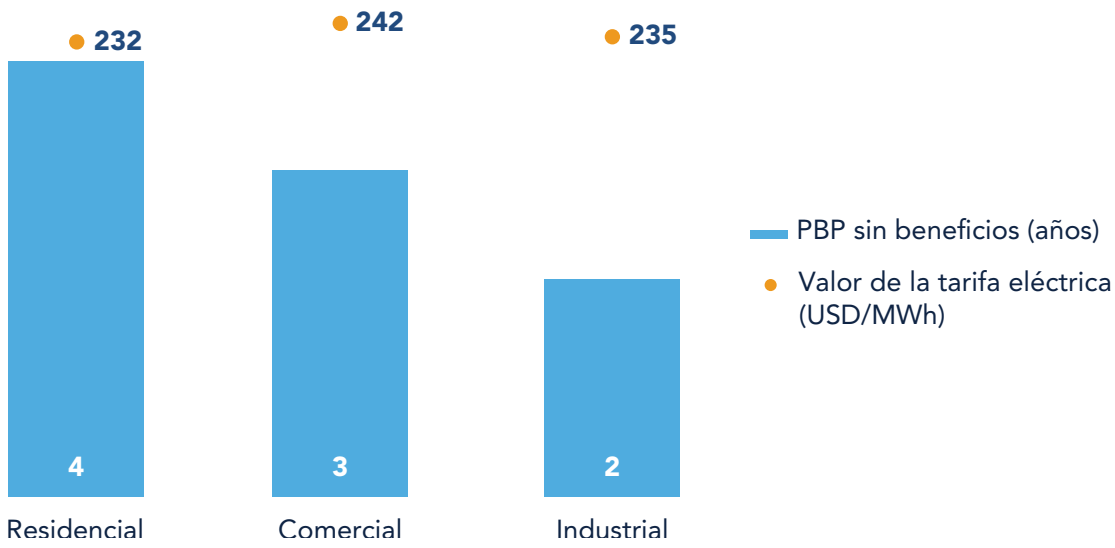
La **Ley N° 83 de 2010 "Ley de Incentivos de Energía Verde de Puerto Rico"**, crea el Fondo de Energía Verde para proveer incentivos económicos para proyectos de energía renovable, y provee beneficios contributivos para proyectos renovables de pequeña, mediana y gran escala.

Por otra parte, el Gobierno de Puerto Rico asignó USD 20 millones provenientes del *American Rescue Plan Act* (ARPA), para implementar el programa **Apoyo Energético**. Este proveerá hasta un máximo de USD 25.000 a pequeños y medianos comerciantes que cualifiquen para instalar sistemas de energía verde en sus negocios, lo que les ayudará a estabilizar su funcionamiento, reducir costos y consumo energético a largo plazo. Las actividades elegibles para el uso del incentivo incluyen: proyectos de energía renovable y almacenamiento, medidas de eficiencia energética, e infraestructura para carga de vehículos eléctricos.

2.6. Viabilidad económica de los proyectos

Los resultados de un estudio de viabilidad económica simplificada reportan un periodo de repago de cuatro años para el sector residencial, tres años para el sector comercial y dos años para el sector industrial.

Gráfico 45. Periodos de repago (PBP) de proyectos de generación distribuida en Puerto Rico.



Fuente: elaboración propia.

Los resultados expuestos responden a escenarios sin beneficios promocionales o incentivos. Las tarifas eléctricas por sí mismas devuelven períodos de repago atractivos en todos los sectores.

Cabe mencionar que existen en el mercado modelos de negocios de arrendamiento de equipamiento ("*leasing*") con contratos de largo plazo, usualmente cercano a los 20 años, o la posibilidad de firmar contratos de compra de energía "PPA" por sus siglas en inglés (*Power Purchase Agreement*). Ambos modelos contribuyen a expandir la tecnología, sobre todo en los sectores que encuentran la inversión inicial como una barrera de acceso.

A su vez, mediante la implementación de un sistema de generación distribuida se pueden obtener Certificados de Energía Renovable (REC, por sus siglas en inglés), los cuales pueden ser comprados, vendidos, cedidos y transferidos entre personas para cualquier fin que sea legal.

Oportunidades para profundizar el desarrollo de GD

Económico

- Estandarizar costos de estudios de conexión.

Operativo

- Simplificación de trámites de conexión.
- Desarrollo de capacidades específicas.

2.7. Oportunidades para profundizar el desarrollo de la generación distribuida

Un estudio del Laboratorio Nacional de Energía Renovable de los Estados Unidos (NREL) detalla recomendaciones para implementar y extender recursos energéticos distribuidos en general, y generación distribuida en particular, en la infraestructura eléctrica de Puerto Rico. El citado estudio fue realizado con el objetivo de asegurar una recuperación sostenible y de largo plazo del sistema eléctrico de Puerto Rico afectado por los huracanes María e Irma, y para desarrollar la capacidad de gestionar potenciales futuros desastres naturales de una manera segura y resiliente.

En su informe NREL detectó que, para solucionar la incertidumbre respecto a los costos de interconexión de algunos usuarios, se deberán proveer precios estimados de los estudios complementarios para sistemas mayores a 10 kW ya que no se encuentran especificados en las normas de PREPA. Los precios de los estudios de interconexión para sistemas de hasta 10 kW de capacidad se encuentran establecidos.

Por otro lado, sugiere la simplificación de los trámites de conexión, eliminando documentos y pasos procedimentales. Para esto, se ha desarrollado una plataforma digital que automatiza la administración de la conexión. Por último, el desarrollo de capacidades específicas para implementar la tecnología, es necesario para expandir la capacidad instalada en la isla.

"Consciente de la importancia de la generación distribuida para nuestros clientes, LUMA está desarrollando estrategias nuevas para atender de mejor manera la integración de las tecnologías a la red eléctrica de la isla. Desde la perspectiva del cliente, LUMA implementó cambios al proceso interno de evaluación de GD para hacer el proceso más simple y eficiente, que resulte en menores tiempos de espera. También desarrolló una aplicación que incluye mapas con la capacidad disponible de interconexión de los circuitos de distribución para clientes y desarrolladores.

Con respecto a la integración de recursos de GD a la red, se están evaluando maneras de utilizar las funciones avanzadas de los inversores para maximizar el uso de estos recursos y permitir una mayor penetración en la red. La versión más reciente del Plan Integrado de Recursos incluye la participación de plantas virtuales, particularmente aquellas que utilicen una agregación de recursos de GD, energías renovables y almacenamiento.

A su vez se trabaja en el desarrollo de un reglamento de interconexión nuevo con miras de adelantar el desarrollo de estas tecnologías.

Ing. Miguel F. Irizarry Silvestrini – System planning, LUMA Energy, Puerto Rico

3. Otros recursos energéticos distribuidos

En Puerto Rico la **Ley N° 17-2019 "Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico"**, crea un nuevo marco regulatorio que da lugar al desarrollo de la interconexión de generación distribuida, el almacenamiento, las micro redes y la gestión de la demanda. La citada norma establece alcanzar el 100% de energías renovables al año 2050; es esperable que se alcance este objetivo con el despliegue de todos los recursos energéticos distribuidos.

En su **Plan Integrado de Recursos**, la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico proyecta una capacidad instalada de **generación distribuida** que alcanza **1 GW para el año 2038**, lo cual representaría el 14% de la capacidad del sistema eléctrico del país.

Por otro lado, en mayo de 2018 el Negociado de Puerto Rico publicó la Regulación N° 9028, un conjunto de normas con el objetivo de promover el desarrollo de **micro redes**. Estas se clasifican en tres grupos: 1) mini redes personales para una vivienda, 2) mini redes cooperativas, 3) micro redes para terceras partes desarrolladas para vender energía u otros servicios a clientes o a la Autoridad.

El Plan Integrado de Recursos actualizado incluye 48 micro redes que acoplan 236 MW de generación sincrónica y 189 MW de tecnología combinada fotovoltaica con almacenamiento, a nivel de distribución. A su vez, solicita estudios adicionales para la incorporación de 1.380 MW de fotovoltaica, 920 MW de almacenamiento y 414 MW de mini turbinas mediante **mini redes** a nivel transmisión, para lugares específicos que podrían demorar más de un mes su recuperación posterior a algún evento mayor.

Por último, el Plan Integrado de Recursos considera diversas medidas **de respuesta a la demanda** para clientes residenciales y comerciales. Las medidas incluyen el control de cargas de aires acondicionados de clientes residenciales en forma remota, que es un programa ofrecido en otros estados de los Estados Unidos, y el control de cargas de climatización e iluminación, así como la reducción de carga al cliente, controladas por el distribuidor para

el sector comercial. Las proyecciones sobre los programas de respuesta a la demanda para los sectores residencial y comercial agregados estiman un ahorro acumulado de **1,23 GW de carga pico**, y USD 302,5 millones de dólares en costos evitados para la empresa de distribución, **para el año 2038**. En términos anuales, los ahorros de capacidad pico de las medidas proyectadas alcanzarían los 82 MW anuales.

4. Perfil de Puerto Rico

Información General			
Autoridades del Sector	Autoridad de Energía Eléctrica		https://aeepr.com/es-pr/Paginas/default.aspx
	Negociado de Energía		https://energia.pr.gov/
	Puerto Rico Energy Bureau		http://energia.pr.gov/en/data-and-statistics/
	EIA - U.S. Energy Information Administrator		https://www.eia.gov/state/data.php?sid=RQ
	LUMA Energy ServCo		www.lumapr.com
Moneda	USD		
Recurso Solar promedio	Rango	3,2 - 6,2	kWh/kWp/d
	San Juan	5	
Superficie	km^2	8.870	Banco Mundial - 2019
Población	Total	3.193.694	
	Urbana	2.988.531	
	Rural	205.163	

Información del Sector Eléctrico - Sistema interconectado		2019	2020
Capacidad instalada	GW	5,89	5,98
Demanda máxima	GW	2,86	2,94
Demanda eléctrica anual	TWh/a	18,21	18,77
Crecimiento interanual de la demanda eléctrica	(%)	*comportamiento histórico en los últimos 10 años	-2
Matriz de generación eléctrica por fuente (%)	Térmica fósil	97,4%	97,4%
	Hidroeléctrica	0,2%	0,2%
	Renovable no convencional	2,4%	2,4%
	Nuclear	0%	0%

Tecnología Solar Fotovoltaica en el SIN (no incluye GD)	MW (2020)		147
	GWh (2020)		259
Información del Sector Eléctrico		**Detalle**	**Fecha/ Referencia**
Factor de emisiones	tCO_2/MWh	1,1	US. Energy Information Administrator, 2018
Emisiones del Sector Eléctrico	tCO_2	20.000.000	
Usuarios Eléctricos	Cantidad	1.482.866	2021
% Acceso a la electricidad	%	100%	Banco Mundial
Consumo final de electricidad por sector	Residencial (%)	43%	2020
	Comercial y servicios (%)	43%	
	Industrial (%)	12%	
	otro (%)	2%	
Tarifas de referencia	Tarifa Residencial (USD/kWh)	0,232	Jun-21
	Tarifa Comercial (USD/kWh)	0,242	
	Tarifa Industrial (USD/kWh)	0,235	

Generación Distribuida		
Marco Regulatorio	Nivel de regulación	Ley 114-2007
	Año de entrada en vigencia	2008
	Esquema de implementación	Medición Neta
	Objetivo y metas nacionales	Ley 17-2019: 40% de fuentes renovables para 2025, 60% para 2040, 100% para 2050. Eliminación de la generación a carbón para 2028. Plan Integrado de Recursos 2019: 1 GW GD para el año 2038.
Capacidad máxima habilitada	MW	5
Capacidad promedio de sistema	kW	10

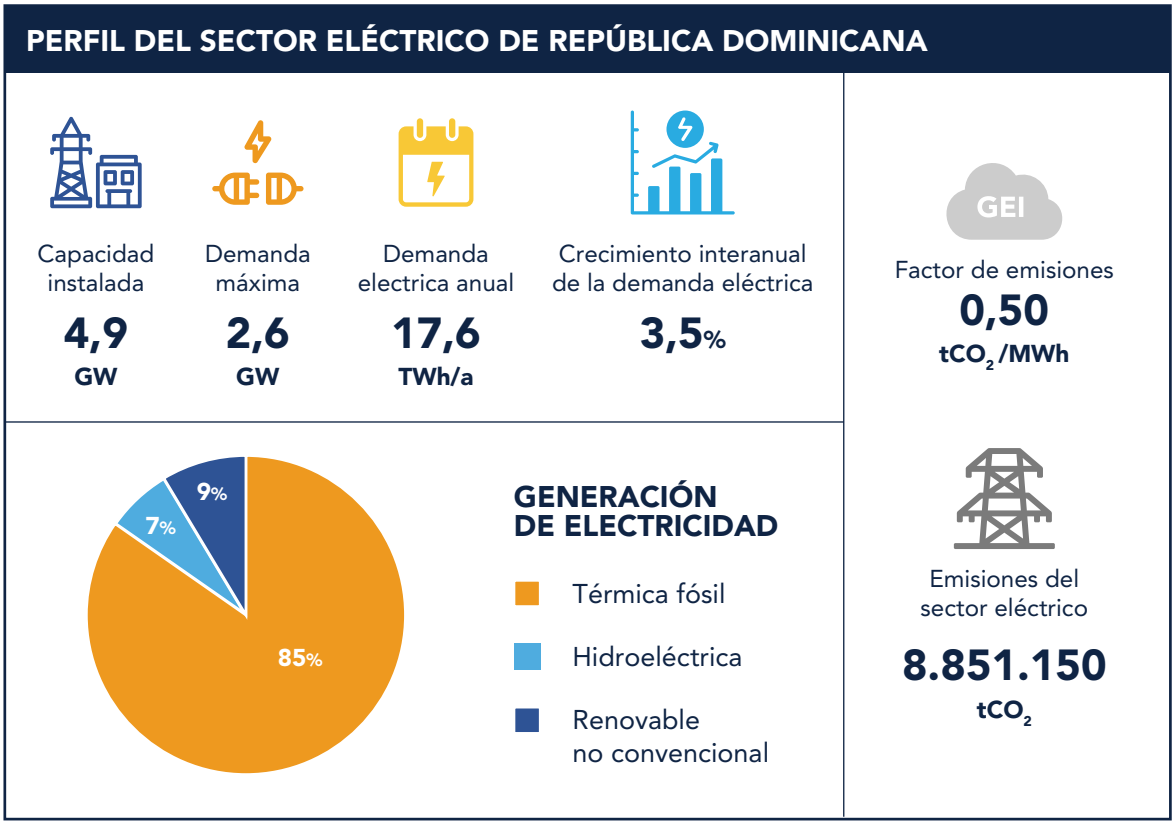
Capacidad instalada	MW (Estimado a dic 2021)	284,41	
Cantidad de sistemas	Cantidad (Estimado a dic 2021)	29.263	
Sectorización		**% por capacidad**	**% por cantidad de sistemas**
Sector Residencial	Actualizado junio 2018	61%	96%
Sector Comercial/ Industrial		32%	4%
Organismos Oficiales/ otros		7%	0%
Crecimiento interanual promedio	%	70%	
	MW	24	
Costo promedio de equipamiento grid tie instalado	USD/W	<1 - 1,6>	
Periodo de repago representativo (en función a las tarifas detalladas)	PBP Residencial (años)	4	
	PBP Comercial (años)	3	
	PBP Industrial (años)	2	
Incentivos	Tarifarios	No	
	Fiscales	No	
	Económicos	Si	
	Financieros	Si	
	Impositivos	No	
	Arancelarios	No	
	Otros	No	
Programas de fomento		- Apoyo Energético	

REPÚBLICA DOMINICANA

República Dominicana se sitúa en la isla La Española, en la región del Caribe, limitando con Haití hacia el oeste. Su territorio de 48 mil kilómetros cuadrados y más de 10 millones de habitantes conforma el segundo país más poblado de la región del Caribe, luego de Cuba. Del total de la población, el 82% pertenece a zonas urbanas y el restante 18% habita zonas rurales. Según datos del Banco Mundial reporta un porcentaje de electrificación del 100%.

El Informe Anual 2020[89] del Organismo Coordinador (OC) del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) reporta un crecimiento sostenido en la demanda y generación desde el año 2015. Este alcanzó en 2020 una demanda eléctrica de 17,6 TWh, incrementándose un 1,4% respecto del año anterior y un 11,1% en comparación al año 2018.

Infografía 29. Perfil del sector eléctrico de República Dominicana.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de diversas fuentes (Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, CNE, OLADE, SIELAC, 2020).

89. Informe Anual 2020 OC SENI (**enlace**).

Respecto a la matriz eléctrica, en el año 2020, el 84,7% de la generación resultó ser a base de combustibles fósiles, principalmente carbón, seguido de gas natural y fueloil. En el 15,3% restante, la hidroeléctrica participa con el 6,7%. Respecto de las energías renovables no convencionales, la eólica reporta una participación del 6,1%, la solar un 1,6% y un pequeño porcentaje proviene de la biomasa.

No obstante la capacidad instalada total, la potencia máxima anual registrada en el año 2020 fue de 2.576 MW de los cuales el 90% estuvo destinado a las empresas distribuidoras.

El SENI de República Dominicana es un sistema que carece de interconexiones con otros países y de productos energéticos propios. La alta dependencia de combustibles fósiles y la volatilidad en sus precios son factores que propician fluctuaciones en la matriz. Esto motiva la creación de instrumentos normativos que promuevan el despliegue de fuentes de energías alternativas al sistema, aumentando la diversidad energética del país.

La República Dominicana, por su ubicación geográfica, su clima predominantemente tropical, y por el historial de huracanes que han afectado a la isla, constituye uno de los países donde la importancia de descentralizar la matriz eléctrica, y aumentar la flexibilidad y resiliencia de las redes, justifica aún más la necesidad de acelerar la transición energética.

República Dominicana creó el Consejo Nacional de Cambio Climático y Mecanismo de Desarrollo Limpio en 2008 (Decreto 601-08) y desarrolló en 2012 la Estrategia Nacional de Desarrollo 2030 (Ley N° 1-12). Al ratificar el Acuerdo de París en 2015, adoptó la Política Nacional de Cambio Climático. En 2016 crea la Comisión de Alto Nivel para los Objetivos de Desarrollo Sostenible (Decreto 23-16) y en 2020 establece el Sistema Nacional de Monitoreo, Reporte y Verificación de los gases de efecto invernadero (Decreto 541-20). Presentó su primera NDC en 2015, actualizada en diciembre del año 2020[90].

De acuerdo a su NDC[91], el país se compromete a la **reducción del 27% de las emisiones de GEI con respecto al escenario BAU 2030**, con los siguientes objetivos: un 20% condicionado a finanzas externas y un 7% Incondicionado a finanzas domésticas (5% al sector privado y 2% sector público). A partir de opciones de mitigación evaluadas y propuestas reducirá 13.853,71 $MtCO_2$ eq, con una inversión requerida estimada de USD $ 8.916.950.000 expresada de forma condicionada e incondicionada.

En cuanto a energías renovables, las opciones de mitigación incluyen la generación eléctrica a partir de nuevos parques eólicos, nuevas instalaciones fotovoltaicas, plantas de generación a partir de la biomasa, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, y generación híbrida mediante renovables no convencionales.

90. NDC Registry, Naciones Unidas (enlace).
91. Contribuciones Nacionales Determinadas de República Dominicana (enlace).

De acuerdo al Primer Informe Bienal de Actualización de República Dominicana a la CMNUCC[92], la capacidad instalada bajo el Programa de Medición Neta (**generación distribuida**), ha sido contemplada para la actualización 2018 del Inventario GEI de la Industrial Eléctrica.

1. Energía solar fotovoltaica

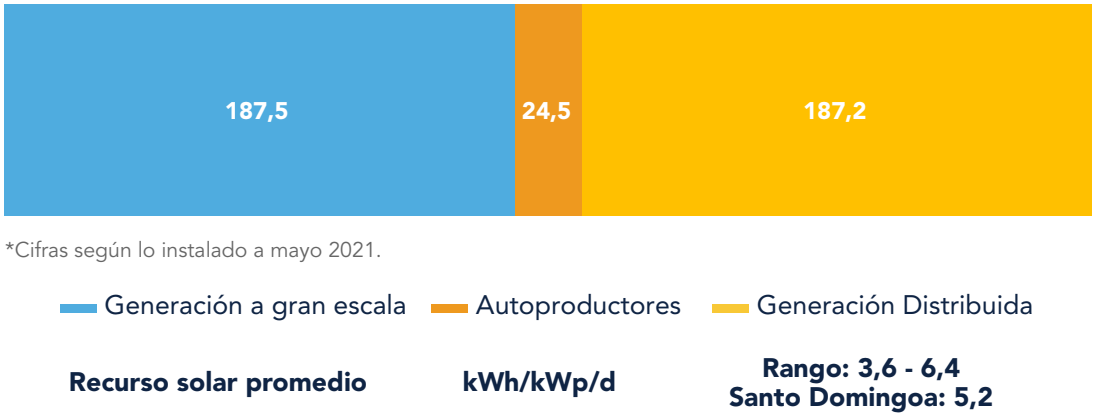
El país cuenta con un recurso solar que en términos de producción anual por unidad de potencia se encuentra entre los 1.314 y los 2.337 kWh/kWp/año.

A partir de la regulación del sector eléctrico respecto a las diferentes modalidades de implementación de energía solar fotovoltaica, los mercados que se han desarrollado en la República Dominicana y las capacidades instaladas corresponden a:

- **Generación a gran escala:** plantas de generación fotovoltaicas concesionadas, que inyectan energía al SENI administradas por el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC). Al mes de mayo de 2021, la potencia instalada de estos proyectos alcanza los **187,5 MW** de capacidad.
- **Autoproductores:** titulares de instalaciones cuya producción energética se destina al consumo propio en al menos un 50%, con potencia instalada inferior a los 1,5 MW. Corresponde a clientes mayoristas, quienes pueden vender sus excedentes de energía a terceros en el SENI. Al mes de mayo de 2021, la capacidad instalada, siendo en su totalidad sistemas de tecnología solar fotovoltaica, alcanza los **24,5 MW**.
- **Generación Distribuida bajo el Programa de Medición Neta:** aplicable a usuarios de la red de distribución que han instalado equipos de generación distribuida conforme al reglamento técnico de la Comisión Nacional de Energía (CNE). Al mes de mayo de 2021 la capacidad instalada acumulada bajo esta modalidad alcanzó los **187,2 MW**.

92. Reporte Bienal de Actualización presentado por las Partes no incluidas en el Anexo I (enlace).

Infografía 30. Capacidad instalada solar fotovoltaica en República Dominicana y recurso solar promedio.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de diversas fuentes (Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, CNE, Solargis).

2. Generación distribuida

2.1. Marco regulatorio

El marco que regula el subsector eléctrico renovable, y en particular la actividad de generación distribuida en República Dominicana, se encuentra regido por las siguientes normas:

- **Ley General de la Electricidad N° 125-001.** Establece el marco regulatorio del subsector eléctrico que rige sobre la producción, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, y sobre las funciones de los organismos del Estado relacionados a dichas actividades.
- **Ley de Incentivos a las Energías Renovables y Regímenes Especiales N° 57-07** (Decreto reglamentario N° 202-08). Establece las directrices e incentivos necesarios para atraer nuevas inversiones asociadas al despliegue de las tecnologías de fuente renovable, sumado al objetivo de propiciar la seguridad energética.

  El ámbito de aplicación incluye a todos los proyectos de instalaciones públicas, privadas, mixtas, corporativas y cooperativas de producción de energía renovable, incluyendo: eólica (<50 MW), hidroeléctrica (<5 MW), fotovoltaica, termosolar concentrada de potencia (<120 MW), biomasa (<80 MW), biocombustibles, energías oceánicas y solar térmica de media temperatura.
- **Reglamento de Medición Neta.** Establece las condiciones para acceder al Programa de Medición Neta y los derechos y responsabilidades de las partes: distribuidor y cliente. Fue emitido por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en 2012.

- **Reglamento de Interconexión de Generación Distribuida.** Establece los requisitos para la instalación y operación de los sistemas de generación interconectados con el sistema de distribución eléctrica. Fue emitido en el año 2012 y su vigencia corre a partir del año 2018. Actualmente no hay usuarios eléctricos que hayan optado por esta modalidad, la cual permite la conexión de sistemas bajo el esquema de Facturación Neta y Venta Total.

De aquí en adelante se especificarán las características y evolución de la generación distribuida solar fotovoltaica con referencia exclusiva al Programa de Medición Neta de República Dominicana.

2.2. Especificaciones técnicas

De acuerdo al artículo 20° de la Ley Nº 57-07 "sobre el incentivo al desarrollo de fuentes renovables de energía y sus regímenes especiales", el **Programa de Medición Neta (PMN)** permite a los clientes de las empresas distribuidoras autoabastecerse, parcial o totalmente, a través de generadores de fuentes renovables, y vender excedentes inyectándolos en la red.

El programa está destinado a personas naturales o jurídicas, privadas o públicas. Dicho programa abarca usuarios residenciales, que se autoabastecen con sistemas de capacidad menor o igual a **25 kW** y se encuentran conectados a la red del distribuidor, y a usuarios comerciales, industriales, agrícolas, e instituciones educativas u hospitalarias que conecten equipos de hasta **1 MW** de capacidad en la red de distribución o transporte.

El esquema implementado corresponde al de **medición neta**. En cada periodo de **facturación** el distribuidor mide de forma separada la energía consumida y exportada a la red. Cuando la energía consumida supera la exportada, se cobra el consumo neto de energía, el cargo fijo y el cargo por potencia. Cuando la energía exportada supera a la energía consumida, el distribuidor acredita la exportación de energía, y realiza un débito por potencia y cargo fijo considerando su máxima potencia de exportación como si ésta fuera de consumo, tomando en cuenta la tarifa aplicada para dicho consumo en el período de facturación.

En caso de que existan sucesivos **créditos** por exportación, se acumularán hasta el 31 de diciembre de cada año. Estos serán compensados de la siguiente manera: se le pagará al cliente el 75% del crédito acumulado a un precio establecido[93], mientras que el 25% restante será derivado a las distribuidoras para destinarse a programas de eficiencia energética y reducción de pérdidas.

La **CNE** es responsable de certificar los equipos instalados y recomendar el otorgamiento de los incentivos fiscales asociados.

Se resumen a continuación las características específicas principales del Programa de Medición Neta de República Dominicana:

93. Precio correspondiente al primer rango de consumo de energía del bloque tarifario BTS1 para el mes de diciembre del año transcurrido. Las categorías tarifarias de las distribuidoras comprenden: BTS-1, BTS-2, BTD, BTH, MTD-1, MTD-2, MTH, siendo BTS-1 la categoría más baja de clasificación, en baja tensión, de tipo monómica.

Tabla 11. Características principales de la regulación de generación distribuida de República Dominicana.

Características específicas de generación distribuida	
Nivel de regulación	Reglamento técnico (Artículo 20° de la Ley N° 57-07).
Año de entrada en vigencia	Reglamentado por la CNE en 2011. Permisos otorgados por la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) en 2012.
Última actualización	2012.
Autoridad de aplicación	Comisión Nacional de Energía (CNE).
Esquema de implementación94	Medición Neta.
Esquema de facturación	Se compensa la energía consumida y exportada al mismo precio en cada periodo de facturación. Se abonan independientemente los cargos fijos y de potencia (máxima potencia de exportación del periodo).
Créditos	Imputados en la factura del siguiente periodo. Acumulable hasta el 31 de diciembre de cada año, momento en que se cancela parcialmente (75%) y el restante es donado.
Potencia máxima de conexión	1 MW.
Nivel de penetración máximo	Se solicita al usuario abonar estudios complementarios una vez alcanzado el 15% de la demanda máxima del alimentador.
Esquema de medición	Medidor bidireccional.
Acuerdo de interconexión	Se requiere completar y formalizar un Acuerdo de Medición Neta y mantener vigente el Acuerdo de Interconexión.
Requisitos sobre el equipamiento	Normativa SFV: UL1703, IEC61215, IEC61730 / Inversores: UL1741, IEC62109. Garantía de fabricante o proveedor igual o mayor a 5 años.
Requisitos sobre el servicio de instalación	Deberá ser realizado por un Ingeniero Colegiado, de conformidad con la Normativa Vigente.
Último reporte oficial de capacidad instalada	209,58 MW (diciembre 2021) – CNE.

El reglamento de medición neta no contiene objetivos o metas nacionales específicas para la actividad de generación distribuida. No obstante, la ley de incentivos al desarrollo de energías renovables, en su artículo 21, especifica el objetivo de contar con el 25% de las necesidades del subsector eléctrico cubierto con fuentes de energías renovables al año 2025.

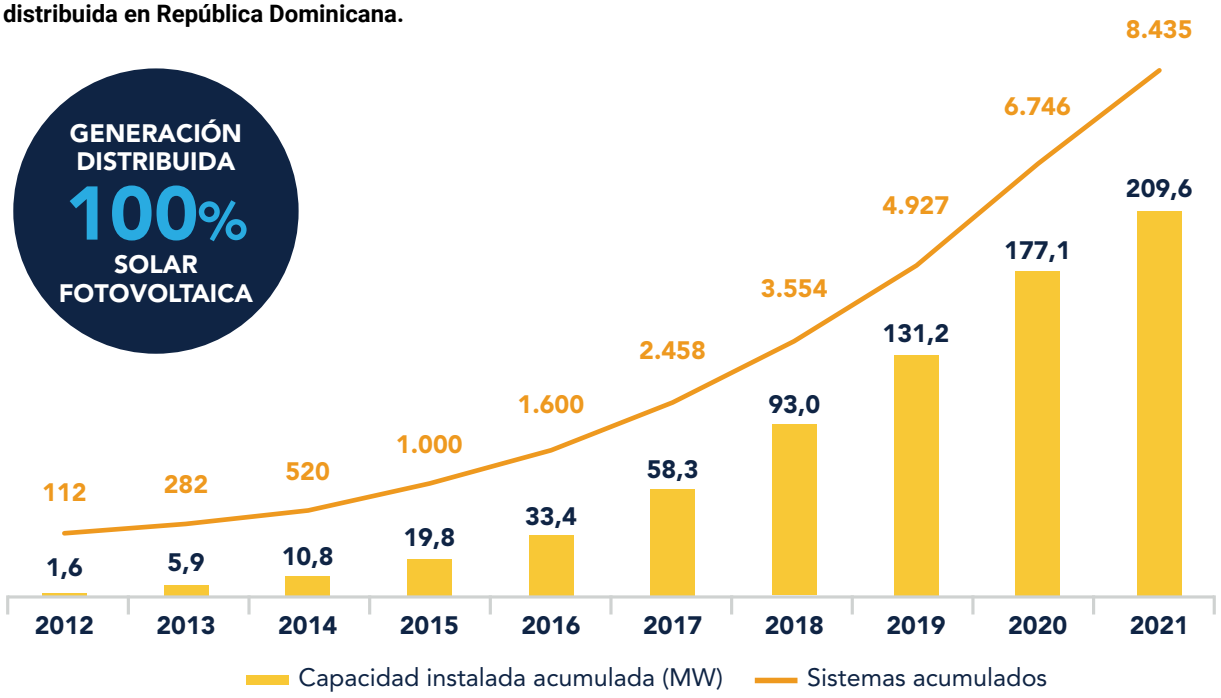
94. Según la clasificación establecida para este reporte.

2.3. Evolución de la Generación Distribuida

Desde su reglamentación por la Comisión Nacional de Energía en 2011 y posterior habilitación de permisos por parte de la CDEEE en julio de 2012, el Programa de Medición Neta en la República Dominicana crece sostenidamente a un ritmo interanual promedio de 82%, y una incorporación media anual de 20,7 MW.

A diciembre de 2021 la Comisión Nacional de Energía de la República Dominicana (CNE) reporta 8.435 usuarios que han conectado sistemas fotovoltaicos, alcanzando casi 210 MW de capacidad instalada acumulada. El gráfico a continuación detalla la evolución del programa en términos de capacidad instalada y sistemas habilitados.

Gráfico 46. Evolución de la capacidad instalada (MW) y cantidad de sistemas de generación distribuida en República Dominicana.

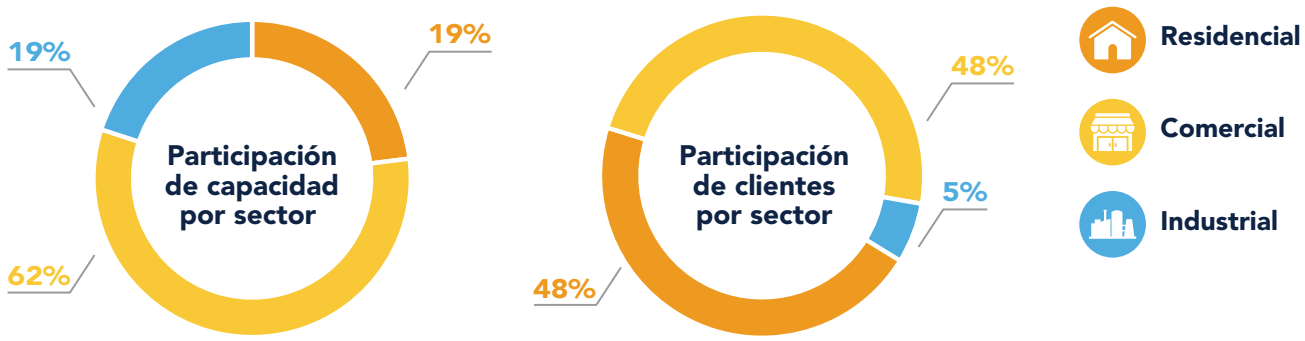


Fuente: elaboración propia en base a datos de la CNE.

Si bien la participación por tipo de usuario demuestra una distribución donde aproximadamente la mitad de los clientes son residenciales y la otra mitad comerciales, con baja participación de clientes industriales, la contribución respecto a la capacidad instalada de solar fotovoltaica en el Programa de Medición Neta es del 62% para el sector comercial mientras que el restante se divide en igual proporción entre establecimientos de tipo residencial e industrial[95].

95. El porcentaje de participación sectorial de los sistemas y capacidad corresponde a las últimas estadísticas reportadas según dicha clasificación en diciembre de 2018.

Gráfico 47. Participación sectorial por capacidad instalada de generación distribuida (izquierda) y por cantidad de instalaciones (derecha) – República Dominicana.



Fuente: elaboración propia en base a información provista por la CNE.

Como se detalló, el 100% de la tecnología adoptada en el Programa de Medición Neta corresponde a la tecnología solar fotovoltaica. A la fecha, la capacidad promedio de los sistemas instalados resulta en 23 kW.

2.4. Indicadores

Se detallan a continuación los indicadores de penetración de generación distribuida solar fotovoltaica en República Dominicana. Para la elaboración de los indicadores se han tenido en cuenta los sistemas de generación distribuida instalados en el marco del Programa de Medición Neta.

La generación eléctrica estimada de los equipos instalados bajo la modalidad de generación distribuida prácticamente iguala a aquella proveniente de las plantas de generación solar fotovoltaica conectadas al sistema eléctrico nacional interconectado (SENI) sumadas a los proyectos de los autoproductores, según lo reportado oficialmente a mayo del año 2021. De la misma manera, la capacidad instalada bajo el Programa de Medición Neta iguala a la capacidad instalada fotovoltaica mediante proyectos de generación conectados al SENI y autoproductores.

Infografía 31. Indicadores de Generación Distribuida de República Dominicana.



Fuente: elaboración propia.

2.5. Incentivos promocionales

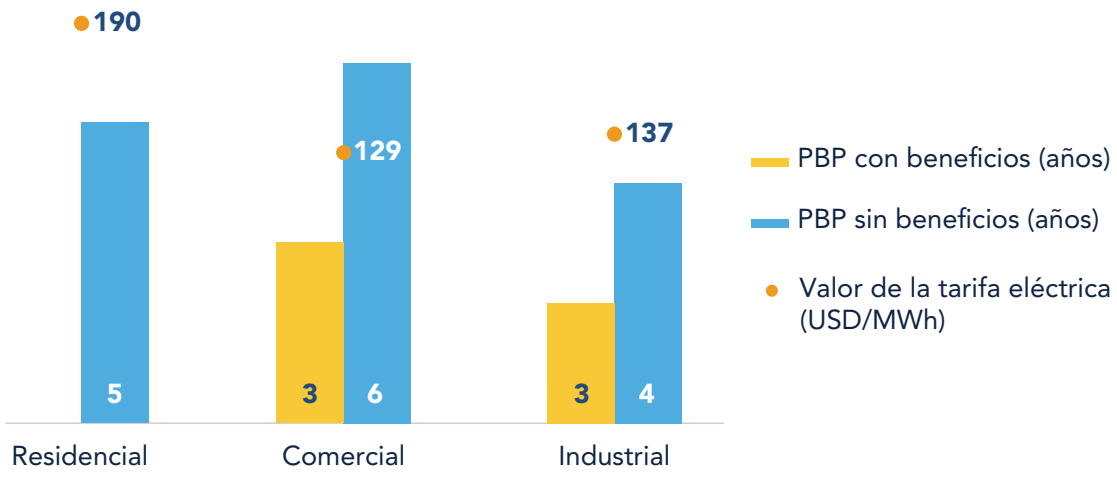
En la actualidad los usuarios del Programa de Medición Neta pueden acogerse a los siguientes beneficios promocionales:

- Exención de impuestos aduaneros para la importación o exención del ITBIS (Impuesto sobre Transferencia de Bienes Industrializados y Servicios) para compras locales, lo que contribuye a la disminución del precio del equipamiento para la demanda.
- Crédito Fiscal, el cual otorga un 40% del costo de la inversión en equipos como crédito frente al impuesto a la renta, que será descontado durante los tres años siguientes a razón de un 33,33% anual.

2.6. Viabilidad económica de los proyectos

Los resultados de un estudio de viabilidad económica simplificada reportan un periodo de repago de cinco años para el sector residencial; entre tres y seis años para el sector comercial; y entre dos y cuatro años para el sector industrial.

Gráfico 48. Periodos de repago (PBP) de proyectos de generación distribuida en República Dominicana.



Fuente: elaboración propia.

Los resultados expuestos responden a los escenarios sin beneficio promocional y con el crédito fiscal como incentivo. El beneficio promocional del programa reduce a la mitad el periodo de repago de la inversión. Cabe considerar que generalmente los usuarios residenciales no resultan beneficiarios del certificado de crédito fiscal por no estar grabados con el impuesto a la renta.

Se seleccionaron para el análisis tarifas de referencia de los sectores residencial, comercial e industrial vigentes a junio del 2021, según los cuadros publicados por la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) de las tres distribuidoras estatales (EDEESTE, EDENORTE, EDESUR), quienes representan el 93% de los clientes y el 98% de la capacidad instalada en el marco del Programa de Medición Neta.

Por otro lado, un estudio del Laboratorio Nacional de Energía Renovable de los Estados Unidos (NREL)[96] ha evaluado el período de repago de inversión de sistemas fotovoltaicos para clientes residenciales, comerciales e industriales, contemplando beneficios promocionales. Dicho estudio reporta períodos de repago simple de 3,7 años para clientes residenciales, un repago simple de entre 2,1 y 3,3 años para clientes con consumos medios (tipo comercial) y 3,3 años para clientes industriales, confirmando resultados similares a los que resultan del análisis de repago simplificado realizado en este informe.

Dentro del sitio web de la Comisión Nacional de Energía se informa un período de repago estimado de inversión de cinco años para los proyectos instalados en el marco del Programa de Medición Neta.

Es importante considerar también que, sumado a un buen retorno de inversión de proyectos, existe un mercado financiero que ofrece préstamos a tasas bajas para este tipo de proyectos, facilitando la opción de compra del usuario final.

2.7. Oportunidades para profundizar el desarrollo de la generación distribuida

El Programa de Medición Neta de República Dominicana demuestra un avanzado desarrollo y se encuentra sumamente extendido en su territorio. Actualmente se encuentran en discusión determinados ajustes para permitir que continúe desarrollándose de igual manera la tecnología.

Un reciente estudio llevado a cabo por el Ministerio de Energía y Minas a través del Proyecto Transición Energética[97], con colaboración de la Sociedad Alemana de Cooperación Internacional (GIZ), analiza los niveles máximos de penetración de la tecnología solar fotovoltaica en una serie de alimentadores de distribución representativos, con la finalidad de expandir el límite técnico establecido en el reglamento que permite una penetración máxima del 15%. Dicho estudio analiza la capacidad de los alimentadores más representativos, y sugiere recomendaciones sobre los actuales procesos de interconexión para **extender el límite técnico** al 50% para alimentadores urbanos y al 25% para alimentadores rurales.

Por su parte, la Asociación para el Fomento de Energías Renovables (ASOFER) propulsa un cambio en la normativa mediante un proyecto legislativo que solicita establecer la obligatoriedad de incorporación de tecnología solar fotovoltaica en **edificios públicos y nuevas construcciones**, con el fin de aumentar en un 50% la capacidad de energía renovable en las redes de distribución.

El citado proyecto de ley propone que se establezca una ventanilla única para atender los **trámites** asociados a proyectos renovables de diferentes escalas con el fin de evitar demoras y la falta de sistematización en los procedimientos de autorización. Esto es debido a que el mercado de la generación distribuida solar en República Dominicana se expandió más rápidamente de lo esperado, mientras que las distribuidoras debieron prepararse en un tiempo acotado para recibir a los nuevos usuarios generadores.

96. NREL – Dominican Republic Net Metering Analysis (enlace).
97. Nivel de penetración fotovoltaica permisible en las redes de distribución Dominicanas (**enlace**)

En este sentido, un estudio del Laboratorio Nacional de Energía Renovable de los Estados Unidos (NREL) sugiere un proceso de interconexión simple o de vía rápida para sistemas con capacidad instalada menor a 10 kW, con filtros tipo "*checklist*", resaltando la importancia de contar con un **proceso de interconexión claro y transparente** para asegurar que no se creen barreras artificiales para la expansión de la generación distribuida.

Actualmente se encuentra bajo análisis la posibilidad de introducir **sanciones por incumplimiento** de plazos durante el procedimiento de conexión por parte de las distribuidoras, así como de establecer **metas y objetivos particulares** para la actividad de generación distribuida. Estas son señales claras para el sector que contribuyen a continuar expandiendo el programa.

Por último, en lo que respecta a preservar la efectividad y eficiencia del régimen de promoción, se evalúa la necesidad de **actualizar los incentivos** introducidos en el marco regulatorio del año 2007 para adaptarlos a la situación actual del mercado.

Oportunidades para profundizar el desarrollo de GD

Regulatorio

- Revisión del marco regulatorio para su actualización.

Económico

- Ampliar oferta de financiamiento o incentivos para el sector residencial.

3. Otros recursos energéticos distribuidos

La ley N° 57-07 de incentivos a las Energías Renovables y Regímenes Especiales contiene en su artículo 13 una mención especial para fomentar proyectos **comunitarios** y los reglamenta. No obstante, siendo que el público objetivo de los proyectos comunitarios corresponde a instituciones de interés social (organizaciones comunitarias, asociaciones de productores, cooperativas registradas e incorporadas) con menor disponibilidad de recursos, este esquema no ha tenido implementaciones.

4. Perfil de República Dominicana

Información General			
Autoridades del Sector	Ministerio de Energía y Minas		https://mem.gob.do/
	Comisión Nacional de Energía (CNE)		https://www.cne.gob.do/
	Regulador eléctrico (SIE)		https://www.sie.gob.do/
	Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC)		https://www.oc.do/
Referentes/ Asociaciones	Asociación para el Fomento de Energías Renovables		https://www.asofer.org/
Tasa de cambio	$/USD	57,04	May-21
Recurso Solar promedio	Rango	3,6 - 6,4	kWh/kWp/d
	Santo Domingo	5,2	

Superficie	km^2	48.442	OLADE - SIELAC 2019
Población	Total	10.358.320	
	Urbana	8.457.450	
	Rural	1.900.870	

Información del Sector Eléctrico - Sistema interconectado		**2019**	**2020**
Capacidad instalada	GW	4,92	4,92
Demanda máxima	GW	2,43	2,57
Demanda eléctrica anual	TWh/a	17,41	17,63
Crecimiento interanual de la demanda eléctrica	(%)	3,6	3,5
Matriz de generación eléctrica por fuente (%)	Térmica fósil	88%	85%
	Hidroeléctrica	6%	7%
	Renovable no convencional	6%	9%
	Nuclear	0%	0%
Tecnología Solar Fotovoltaica en el SIN (no incluye GD)	MW (may 2021)		187
	GWh (may 2021)		305

Información del Sector Eléctrico		**Detalle**	**Fecha/ Referencia**
Factor de emisiones	tCO_2/MWh	0,50	OLADE-SIELAC,2020
Emisiones del Sector Eléctrico	tCO_2	8.851.150	
Usuarios Eléctricos	Cantidad	2.974.225	2020
% Acceso a la electricidad	%	100%	2019
Consumo final de electricidad por sector	Residencial (%)	31%	2018
	Comercial (%)	26%	
	Industrial (%)	35%	
	Agro y transporte (%)	7%	
Tarifas de referencia	Tarifa Residencial (USD/kWh)	0,192	Jun-21
	Tarifa Comercial (USD/kWh)	0,121	
	Tarifa Industrial (USD/kWh)	0,108	

Generación Distribuida			
Marco Regulatorio	Nivel de regulación	Reglamento técnico (Artículo 20° de la Ley N° 57-07 - "sobre incentivo al desarrollo de fuentes renovables de energía y sus regímenes especiales"	
	Año de entrada en vigencia	Reglamentado (CNE) en 2011. Permisos otorgados (CDEEE) en 2012.	
	Esquema de implementación	Medición Neta	
	Objetivo y metas nacionales	Ley N° 57-07: Para el 2015 el 10% de la energía contractualizada de las distribuidoras debe ser renovable; 25% para el 2025.	
Capacidad máxima habilitada	MW	1	
Capacidad promedio de sistema	kW	25	
Capacidad instalada	MW (Reportado a dic 2021)	209,58	
Cantidad de sistemas	Cantidad (Reportado a dic 2021)	8.435	
Sectorización		**% por capacidad**	**% por cantidad de sistemas**
Sector Residencial	Estadística a 2018	19%	48%
Sector Comercial		62%	48%
Sector Industrial		19%	5%
Crecimiento interanual promedio	%	82%	
	MW	21,0	
Costo promedio de equipamiento grid tie instalado	USD/W	<1 - 1,6>	
Periodo de repago representativo (en función a las tarifas detalladas)	PBP Residencial (años)	5	
	PBP Comercial (años)	< 3 - 6 >	
	PBP Industrial (años)	< 2 - 4 >	
Incentivos	Tarifarios	No	
	Fiscales	Si	
	Económicos	No	
	Financieros	Si	
	Impositivos	No	
	Arancelarios	Si	
	Otros	No	
Programas de fomento		No	

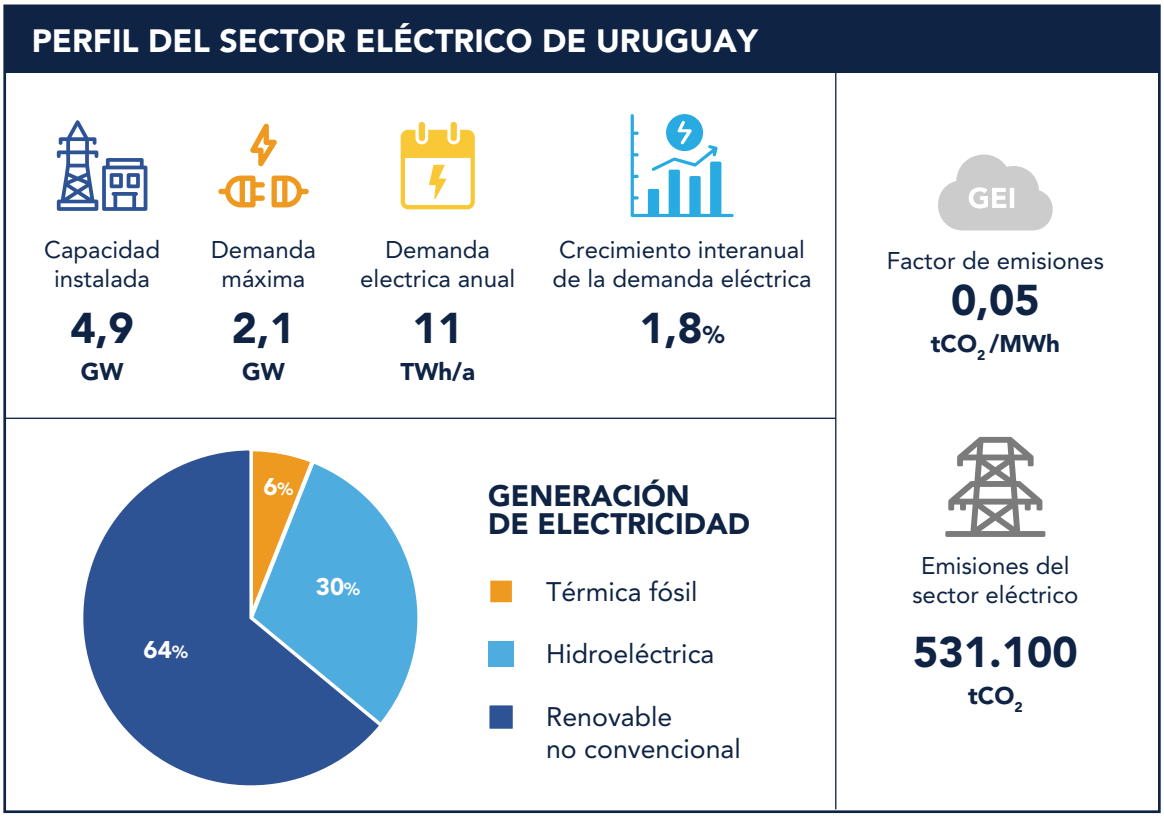
URUGUAY

Uruguay se extiende sobre 176 mil kilómetros cuadrados, donde viven más de 3,5 millones de habitantes, mayoritariamente en zonas urbanas. Según el Área de Planificación, Estadística y Balance de la Dirección Nacional de Energía de Uruguay la tasa de electrificación es de 99,8%.

La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) es la empresa pública que mediante las actividades de trasmisión, distribución y comercialización brinda la energía eléctrica en todo el país. Representa el 87% del parque generador, compuesto por plantas diversificadas tecnológicamente, contando con hidroeléctrica, eólica, solar, biomasa y térmica.

En los últimos años Uruguay redefinió su estrategia de expansión de generación eléctrica mediante la incorporación de energías renovables no convencionales debido a la evolución de los costos de las tecnologías y a la crisis de abastecimiento de gas natural desde Argentina.

Infografía 32. Perfil del sector eléctrico de Uruguay.



Fuente: elaboración propia a partir de datos del Administrador de Mercado Eléctrico (ADME) y Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) 2020.

Durante el año 2020, una disminución del 50% en la generación hidroeléctrica respecto al año anterior, causó que las fuentes térmicas fósiles aumentaron cerca del 4% su participación en la matriz. Por otra parte, la generación proveniente de fuentes renovables no convencionales aumentó más del 17% respecto a 2019, con un fuerte ingreso de energía eólica, que representó el 40% de la matriz eléctrica, sumado a un 20% de energía proveniente de biomasa, y un 3,6% de generación solar fotovoltaica.

El porcentaje interanual de crecimiento de la demanda de los últimos 10 años reporta un promedio de 1,75%.

Uruguay es un país netamente exportador de energía eléctrica, contando con enlaces internacionales con Argentina y Brasil. La capacidad de generación eléctrica instalada alcanza los 4.925 MW, donde la capacidad hidroeléctrica iguala a la eólica con más de 1.500 MW cada una. La tecnología térmica fósil solo representa el 24% de la capacidad instalada, mientras que la biomasa participa con un 9% y la solar fotovoltaica con un 5%.

Dado que el suministro de origen fósil en Uruguay es importado en su totalidad, la incorporación de energías renovables le permite aumentar su autonomía energética y mejorar su balanza comercial.

Según el Consejo Mundial de Energía, Uruguay ocupa el lugar N° 13 a nivel mundial respecto al índice del Trilema Energético, el cual contempla seguridad energética, equidad energética y sustentabilidad ambiental, resultando el mejor de la región[98].

La República Oriental del Uruguay elaboró la Política Nacional de Cambio Climático (PNCC) en 2016 y conforme a su ratificación del Acuerdo de Paris, presentó su primera NDC en noviembre de 2017[99]. En 2021 elaboró la Estrategia Climática a Largo Plazo para un Desarrollo Bajo en Emisiones y Resiliente al Clima (ECLP).

De acuerdo a su NDC[100], el país tiene objetivos globales de **reducción (incondicional) en la intensidad de emisiones (emisiones GEI por unidad de PBI) que incluyen: 24% de $C0_2$, 57% de CH_4 y 48% N_2O al año 2025**, en el sector energía, entre otros.

Las principales medidas de mitigación respecto a energías renovables incluyen:

- Generación eólica: 1.450 MW de potencia instalada a 2025 (32% de la potencia instalada del SIN).

98. World Energy Council (enlace)
99. NDC Registry, Naciones Unidas (enlace).
100. Contribuciones Nacionales Determinadas de Uruguay (enlace).

- Generación solar: 220 MW de potencia instalada a 2025 (5% de la potencia instalada del SIN).
- Generación a partir de la biomasa: 160 MW de potencia instalada a 2025 (4% de la potencia instalada del SIN), y 250 MW de potencia instalada para autoconsumo del sector privado-industrial a 2025, incluyendo 10 MW de **microgeneración**.
- Inicio del cierre del anillo de la red eléctrica de alta tensión a nivel nacional para sostener la generación de energía eléctrica descentralizada de fuentes renovables: 207 km instalados a 2025.
- Colectores solares para agua caliente sanitaria en grandes usuarios, industria y residencial: 50 MW_{th} de capacidad instalada a 2025.
- Implementación de un piloto residencial de redes inteligentes sustituyendo 100.000 medidores de energía eléctrica por medidores inteligentes a 2025.

1. Energía solar fotovoltaica

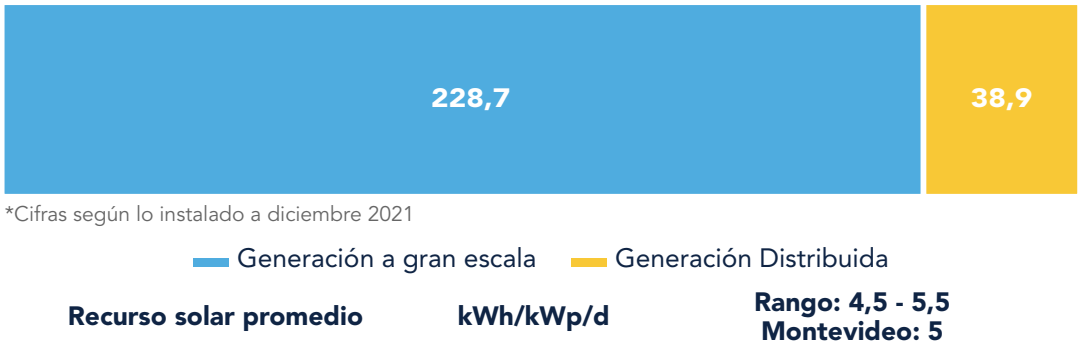
El país cuenta con un recurso solar que en términos de producción anual por unidad de potencia se encuentra entre los 1.642 y los 2.007 kWh/kWp/año.

En el año 2009, Uruguay firmó un Acuerdo de Donación con JICA (Agencia Internacional de Cooperación Japonesa) para el desarrollo de la primera **planta piloto solar fotovoltaica** del país. Durante la primera etapa se instalaron 480 kWcon el objetivo de desarrollar capacidades locales, formar profesionales técnicos y evaluar el desempeño de esta tecnología sobre el sistema eléctrico. La segunda etapa del proyecto fue concluida en un centro turístico donde se instalaron 250 kW con el objetivo de enriquecer el conocimiento y crear conciencia ambiental en la sociedad.

Las instalaciones de energía solar fotovoltaica en Uruguay han tenido un crecimiento exponencial en los últimos ocho años, tanto a pequeña como a gran escala, pasando de su nula participación en 2012 a contar con **268 MW** instalados en 2021. A diciembre de 2021 la tecnología se encontraba instalada bajo las siguientes modalidades:

- **Generación a gran escala**: formalizados mediante acuerdos de compra-venta de energía con UTE, y convocatorias según el Decreto Nº 133/2013. La capacidad instalada de las plantas alcanza los **228,7 MW**.
- **Micro generación:** instalaciones en baja tensión hasta un máximo de 150 kW de capacidad, con posibilidad de inyección a la red de distribución. Bajo este esquema se encuentran instalados 1.103 proyectos que totalizan **32,9 MW**.
- **Generación sin inyección a la red**: generación exclusivamente para autoconsumo, sin posibilidad de inyectar excedentes a la red. Bajo este esquema se cuenta con 18 instalaciones fotovoltaicas que alcanzan una capacidad instalada de **5,95 MW**.

Infografía 33. Capacidad instalada (MW) solar fotovoltaica en Uruguay y recurso solar promedio.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de diversas fuentes (MIEM, Solargis).

2. Generación distribuida

2.1. Marco regulatorio

El marco que regula el subsector eléctrico renovable, y en particular la actividad de generación distribuida de Uruguay, se encuentra regido por las siguientes normas:

- **Ley Orgánica de UTE N° 15.031/1980.** Establece el ordenamiento del sector eléctrico atribuido a la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), quien tiene a su cargo la prestación del servicio eléctrico y la realización de cualquiera de sus actividades, pudiendo generar, transformar, transmitir, distribuir, exportar, importar y comercializar.
- **Decreto N° 173/010 – Micro generación.** Autoriza a los usuarios de la red de distribución de baja tensión a instalar generación de origen renovable, pudiendo intercambiar energía en forma bidireccional con la red. Establece requisitos generales respecto a la conexión de los micro generadores.
- **Decreto N° 133/013 – Generación de mediana y gran escala.** Convocatoria para empresas interesadas en generar energía eléctrica a partir de plantas solares fotovoltaicas de gran escala. La potencia máxima a contratar establecida en dicho decreto fue de 200 MW.
- **Decreto N° 114/014 – Generación sin inyección.** Habilita la generación de electricidad para autoconsumo, sin posibilidad de inyectar excedentes a la red.
- **Ley N° 16.906 de promoción y protección de inversiones.** Brinda un marco de incentivos y beneficios fiscales para proyectos de generación de energía a través de fuentes renovables y tecnología de eficiencia energética, aplicable a empresas que aportan impuesto a la renta (IRAE).
- **Decreto N° 46/016 – Certificados de Eficiencia Energética (CEE).** Permite obtener un ingreso monetario por medidas de eficiencia energética, incluyendo instalaciones fotovoltaicas.

- **Decreto N° 27/2020**. Habilita a los usuarios conectados en baja y media tensión a generar energía eléctrica a partir de una instalación de baterías que funcione en paralelo a la red eléctrica, sin inyectar energía a la red del distribuidor.

Para los fines de este reporte, serán considerados los proyectos instalados como **micro generadores** y los **generadores sin inyección** para describir la actividad de generación solar distribuida.

2.2. Especificaciones técnicas

Mediante el Decreto N° 173/010, desde 2010 se autoriza a los **usuarios conectados a la red de distribución** de **baja tensión** a instalar generación de origen renovable eólica, solar, de biomasa o mini hidráulica.

La **potencia** nominal de la Instalación de Micro Generación (IMG) deberá ser menor o igual a la potencia contratada por el usuario en el suministro. A su vez, la **generación** estimada de energía eléctrica anual de la IMG deberá ser menor o igual al consumo anual de energía eléctrica del usuario, según la actualización de la norma en el año 2017.

La **potencia máxima** habilitada para la conexión de una IMG corresponde a 100 kW para tensiones nominales de 230 V en trifásica, y 150 kW para tensiones nominales de 400 V en trifásica.

La medición se realiza con un **medidor bidireccional** capaz de medir energía en ambos sentidos (energía eléctrica consumida provista por la red de UTE y energía entregada).

El distribuidor (UTE) se encuentra obligado a comprar la totalidad de la energía inyectada al mismo precio de la tarifa a la cual se encuentra acogido el usuario, por el término de 10 años, según la normativa que entró en vigencia en diciembre de 2010.

Se resumen a continuación las características específicas principales de las instalaciones de micro generación:

Tabla 12. Características principales de la regulación de generación distribuida de Uruguay.

Características específicas de Generación Distribuida	
Nivel de Regulación	Decreto N° 173/010.
Año de entrada en vigencia	2010.
Última actualización	2017.
Autoridad de Aplicación	Ministerio de Industria, Energía y Minas (MIEM)
Esquema de implementación101	Medición Neta.

101. Según la clasificación establecida en este reporte.

Esquema de facturación	La energía inyectada se reconoce al precio de la energía demandada correspondiente a la tarifa a la cual está acogido el usuario.
Créditos	No aplica a partir de la actualización normativa de 2017.
Potencia Máxima de conexión	150 kW. La generación de energía por parte del micro generador, no debe superar la energía consumida por éste en términos anuales. La capacidad instalada no debe superar la contratada.
Nivel de penetración máximo	No se establece límite.
Esquema de Medición	Medidor bidireccional + medidor al pie de generación
Acuerdo de Interconexión	Convenio de conexión para micro generadores.
Requisitos sobre el equipamiento	Deberá cumplir con normativa técnica internacional. Generador: IEC 61000-3-2/3/4/5/11/12. Ensayos para la puesta en servicio. Se recomienda repetición a los 5 años para garantizar el adecuado funcionamiento.
Requisitos sobre el servicio de instalación	Instaladores autorizados por UTE. Técnico Instalador Categoría A o B.
Último reporte oficial de Capacidad instalada	51,9 MW (diciembre 2021) – MIEM.

Por otra parte, los **generadores sin inyección** son habilitados por el **Decreto N° 114/014**, que establece que el usuario puede generar su propia energía para autoconsumo utilizando cualquier fuente de generación. Este marco no tiene limitaciones en la **tensión** de conexión a la red eléctrica, no establece límite de **potencia** instalada y no habilita la inyección de energía eléctrica a la red eléctrica nacional.

Para estar habilitado a instalar generación para autoconsumo se debe firmar un **Convenio de conexión con UTE**, el cual establece las normas de seguridad y requisitos técnicos de cumplimiento obligatorio. La **instalación** debe ser realizada por instaladores autorizados por UTE de categoría A o B. La firma instaladora y el técnico actuante serán responsables de la instalación.

Para instalaciones de hasta 150 kW, la autorización de generación queda otorgada automáticamente, y solo se requiere un registro ante la Dirección Nacional de Energía, mientras que aquellas instalaciones de más de 150 kW, deberán realizar el trámite de Autorización de Generación.

En términos generales, los usuarios que utilizan esta modalidad de conexión resultan ser industrias o consumidores mayores, que se encuentran conectados en media tensión, que quieren mantenerse como clientes regulados y no pasar a ser agente de mercado eléctrico mayorista.

Actualmente el **marco normativo de generación distribuida se encuentra bajo revisión y actualización**. Los criterios establecidos en el año 2010, en contexto de un mercado de generación distribuida y tecnología solar fotovoltaica incipiente, se están analizando para adaptarlos al nivel de madurez actual y hacer sostenible la actividad a futuro.

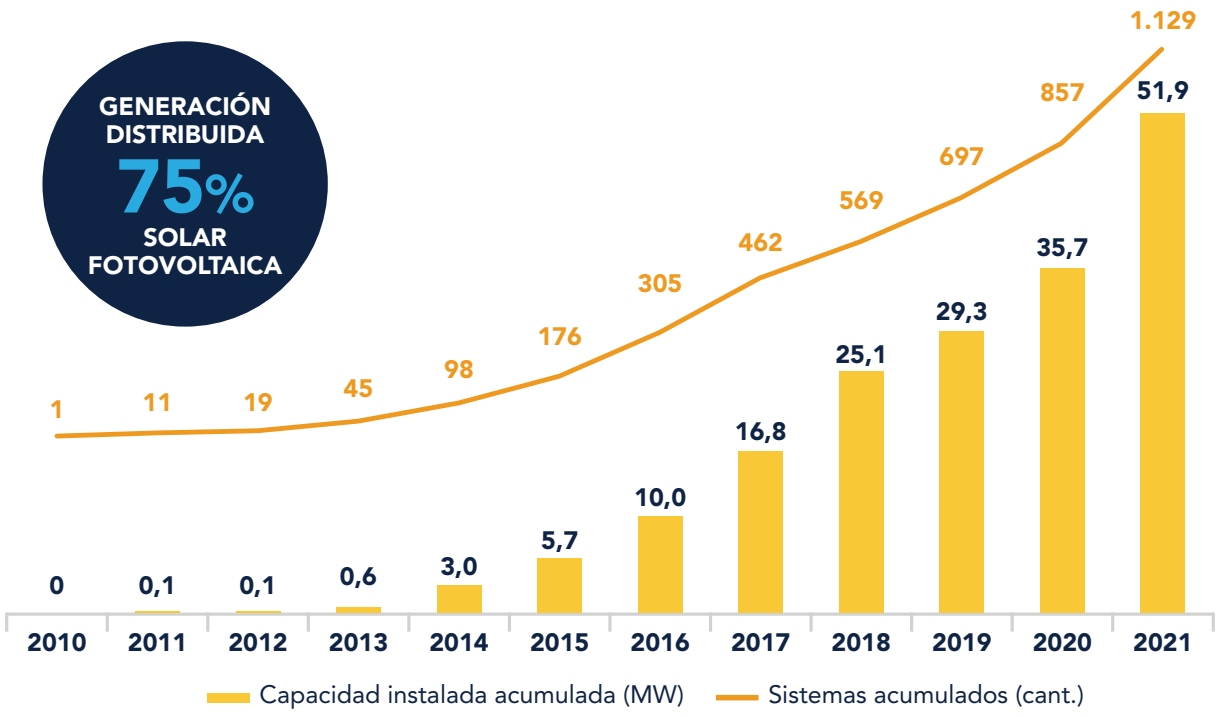
2.3. Evolución de la Generación Distribuida

El gráfico a continuación muestra la evolución de la implementación de generación distribuida, según el Decreto N° 173/010 aplicable a los micro generadores, y el Decreto N° 114/014 aplicable a los generadores sin inyección, según información provista por el Ministerio de Industria, Energía y Minería a diciembre del 2021.

La mayoría de la capacidad instalada de generación distribuida corresponde a micro generadores, que totalizan 1.103 proyectos solares con una capacidad instalada de 32,9 MW. Dentro de este esquema se encuentran también dos proyectos de bioenergía con un total de 220 kW de potencia instalada. Por otra parte, 18 proyectos fotovoltaicos han sido instalados como generadores sin inyección, totalizando una capacidad de casi 6 MW. Se suman a este último esquema 12 MW eólicos y 800 kW de biomasa.

Desde sus inicios en 2010, el crecimiento se mantuvo sostenido, pero el despegue de incorporación se logró a partir del año 2015. Su crecimiento interanual promedio es de 127%, con una incorporación promedio anual de 4,7 MW en términos de potencia.

Gráfico 49. Evolución de la capacidad instalada (MW) y cantidad de sistemas de generación distribuida en Uruguay.

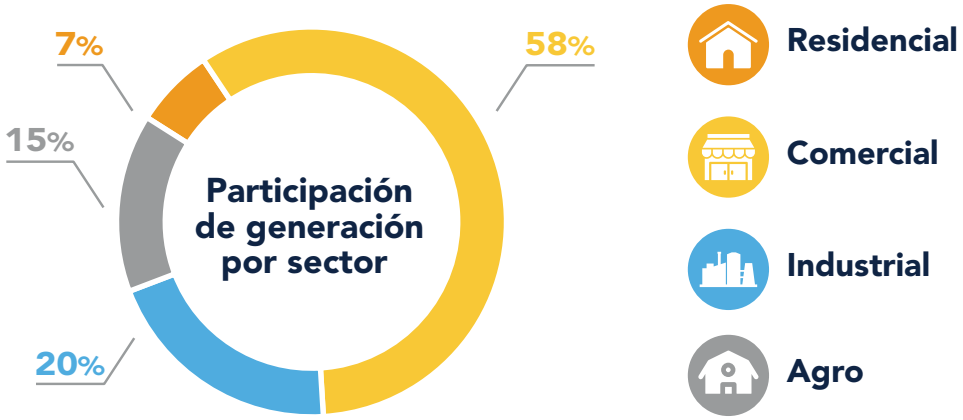


Fuente: elaboración propia en base a provistos por el MIEM.

La capacidad promedio de los sistemas instalados resulta en 46 kW, pero si discriminamos únicamente los sistemas fotovoltaicos, la capacidad promedio de los sistemas es de 35 kW. El **75%** de la capacidad instalada corresponde a la tecnología solar fotovoltaica, con cinco proyectos eólicos y tres de bioenergía.

El Balance Energético Nacional registra la generación de energía eléctrica de los micro generadores, siendo en parte medida y en parte estimada. En términos de generación de energía eléctrica de micro generación, el 58% proviene del sector comercial, el 20% del sector industrial, un 15% del agro, y en menor medida el sector residencial aporta un 7%.

Gráfico 50. Participación sectorial por generación de energía eléctrica- Uruguay.



Fuente: elaboración propia en base a información provista por el MIEM.

Respecto a su distribución geográfica, la mayoría de las instalaciones se encuentran en los departamentos con mayor densidad poblacional. Montevideo reporta el 29% de los micro generadores, seguido por el departamento de Canelones con el 19%, y Salto, Maldonado y Soriano con un 7% de las instalaciones. El resto de los departamentos reportan una participación menor.

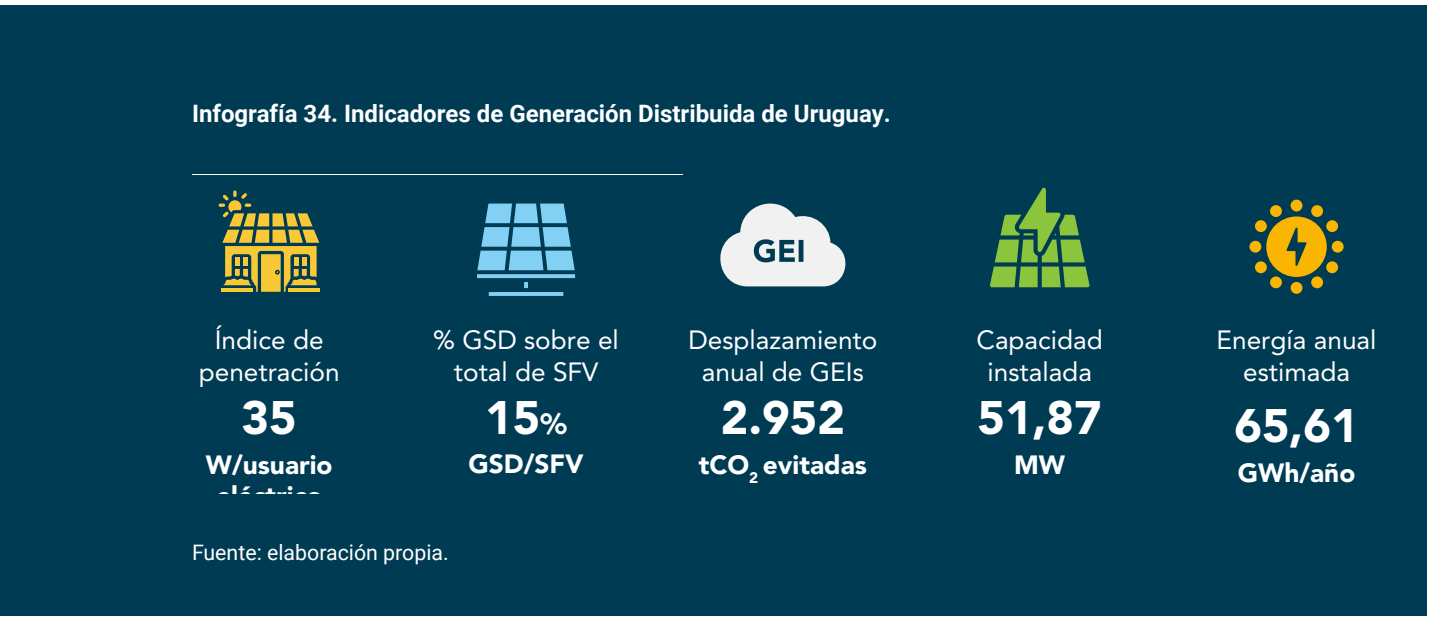
El Ministerio de Industria, Energía y Minería cuenta con la plataforma "Energía Solar"[102] donde comunica lo relacionado a la energía solar fotovoltaica y térmica, incluyendo tanto políticas energéticas, como el marco regulatorio específico, las medidas promocionales para fomentar las tecnologías, listados de proveedores, información respecto a innovación e investigación y material para capacitación.

102. Programa de Energía Solar en Uruguay (enlace)

2.4. Indicadores

Se detallan a continuación los indicadores de penetración de generación solar distribuida fotovoltaica en Uruguay. Para la elaboración de los indicadores se han tenido en cuenta las instalaciones de los micro generadores (Decreto N° 173/010) y los suscriptores de generación sin inyección (Decreto N° 114/014).

Infografía 34. Indicadores de Generación Distribuida de Uruguay.



Fuente: elaboración propia.

2.5. Incentivos promocionales

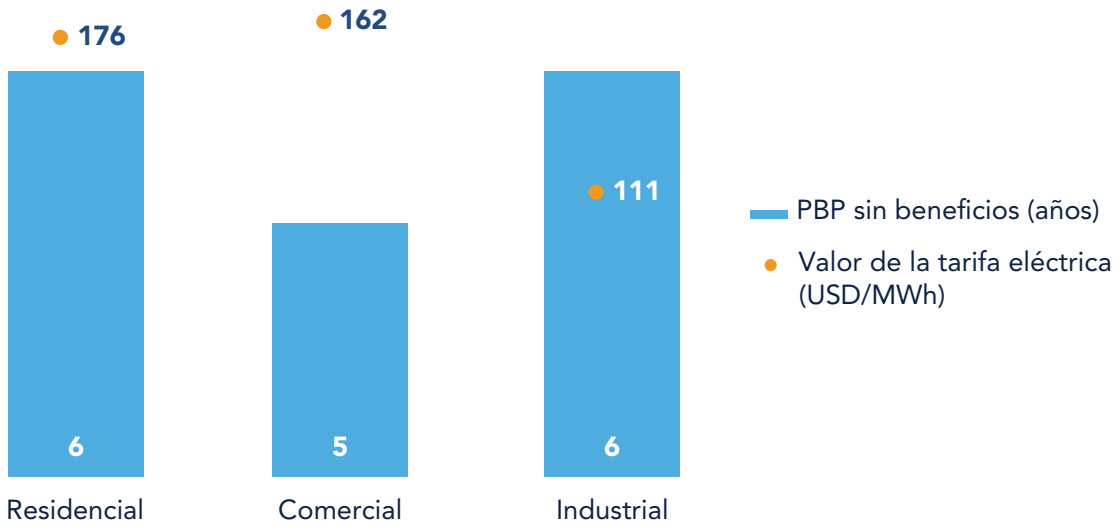
La Ley N° 16.906 de Promoción y Protección de Inversiones brinda beneficios fiscales aplicables a este tipo de tecnologías, entre otras limpias, para utilizar como deducción del impuesto a la renta. Dada la naturaleza del beneficio, aplica en sectores comerciales e industriales que puedan deducir el impuesto, y cuyo valor dependerá de la evaluación y ponderación del proyecto.

Si bien no se cuenta con un promedio de representación del beneficio sobre el total del monto de inversión del proyecto dado que depende de la evaluación del mismo, existen proyectos en los que, por su puntuación, el certificado de crédito fiscal ha alcanzado a representar hasta el 70% de la inversión en equipamiento.

2.6. Viabilidad económica de los proyectos

Los resultados de un estudio de viabilidad económica simplificada reportan un periodo de repago de seis años para el sector residencial, cinco años para el sector comercial y seis años para el sector industrial.

Gráfico 51. Periodos de repago (PBP) de proyectos de generación distribuida en Uruguay.



Fuente: elaboración propia.

Los resultados expuestos responden a los escenarios sin la aplicación de incentivos promocionales. Los beneficios fiscales aplicables a usuarios comerciales o industriales pueden llegar a reducir a la mitad del tiempo el periodo de repago de la inversión.

Se seleccionaron para el análisis tarifas de referencia de los sectores residencial, comercial e industrial, según el cuadro tarifario publicado por UTE vigente a junio de 2021.

2.7. Oportunidades para profundizar el desarrollo de la generación distribuida

La generación distribuida en Uruguay se desarrolló de diferente manera en los distintos sectores. Como ocurre en muchos mercados, los sectores comercial e industrial, quienes acceden a menores precios por economía de escala y deducción de IVA, y al mismo tiempo, cuentan con incentivos fiscales, representan mayor participación en su implementación.

Mientras tanto, los usuarios residenciales, quienes realizan la inversión y abonan las tarifas sin deducción de IVA, representan al sector menos desarrollado en referencia a la solar fotovoltaica distribuida. El acceso al financiamiento, u otros instrumentos que contribuyan a disminuir la barrera de acceso económica, resultan de particular interés para este sector.

Dado que Uruguay presenta un notable recurso eólico, al desarrollar la reglamentación en el año 2008 se proyectó que la implementación de energía distribuida sería mayoritariamente de dicha tecnología. Actualmente la tecnología eólica representa aproximadamente la mitad de la capacidad instalada de las tecnologías renovables de gran escala y tanto las capacidades como los recursos se encuentran ampliamente desarrollados. A pequeña escala, sin embargo, presenta desafíos técnicos.

En Uruguay la generación distribuida (micro generación) es casi en su totalidad (99%) fotovoltaica, la cual, dadas sus bondades y facilidad de implementación y mantenimiento, es también la desarrollada en forma masiva globalmente.

3. Otros recursos energéticos distribuidos

Se detalla a continuación los avances en materia de otros recursos energéticos distribuidos desarrollados en Uruguay.



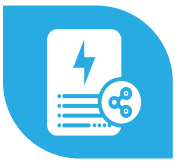
Almacenamiento

El **Decreto N° 27/2020** habilita a los suscriptores conectados en baja tensión y media tensión a generar energía eléctrica a partir de una instalación de baterías que funcionen en paralelo a la red eléctrica y que no inyecten energía a la red del distribuidor. El sistema de almacenamiento puede funcionar como respaldo de red ante falta de suministro de distribución, previa desconexión de UTE.

La instalación debe estar equipada con protecciones para no energizar la red. En los suministros monofásicos las instalaciones de autoconsumo deben ser monofásicas. En suministros trifásicos, dependerá del tamaño de la instalación de autoconsumo: si es menor a 10 kW puede ser monofásica, bifásica o trifásica, siempre que no genere desequilibrios; cuando sea mayor de 10 kW la instalación de autoconsumo deberá ser trifásica.

El usuario es responsable del mantenimiento y los ensayos de rutina que correspondan por intermedio de un instalador categoría A o B. Se permite el uso de diferentes tecnologías de baterías siempre y cuando cuenten con respaldo técnico y sean reconocidas internacionalmente. La integración de baterías y conversores deben estar avaladas y certificadas por el fabricante.

Para mediados del año 2021 se contaba con un proyecto aprobado bajo lo establecido en dicha reglamentación. El desarrollo local, sumado a la maduración de los precios y el conocimiento de la nueva reglamentación, son variables que influyen directamente sobre la implementación de la tecnología.



Gestión de la demanda

Si bien no existe al momento una reglamentación específica para poder implementar un programa de gestión de la demanda, UTE se encuentra desarrollando un proyecto de redes inteligentes para optimizar recursos energéticos, mediante la instalación de medidores inteligentes para todos sus clientes con el objetivo de preparar la infraestructura. A la fecha, lleva instalados 300 mil medidores inteligentes, con la meta de alcanzar al millón y medio de usuarios para el año 2025.

Con esta medida se impulsa a que los usuarios adopten tarifas horarias ofreciendo señales de precio más convenientes, tales que permitan una mejor gestión de la demanda.

4. Perfil de Uruguay

Información General			
Autoridades del Sector	MIEM - Ministerio de Industria, Energía y Minería		https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/
	UTE - Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas		https://portal.ute.com.uy/
	ADME - Administrador de Mercado Eléctrico		https://adme.com.uy/
	URSEA - Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua		https://www.gub.uy/unidad-reguladora-servicios-energia-agua/
Tasa de cambio	$/USD	42,68	Sep-21
Recurso Solar promedio	Rango	4,5 - 5,5	kWh/kWp/d
	Montevideo	5	
Superficie	km^2	176.215	OLADE - SIELAC 2019
Población	Total	3.518.552	
	Urbana	3.354.867	
	Rural	163.686	

Información del Sector Eléctrico - Sistema interconectado		2019	2020
Capacidad instalada	GW	4,92	4,92
Demanda máxima	GW	2,12	2,08
Demanda eléctrica anual	TWh/a	11,02	10,96
Crecimiento interanual de la demanda eléctrica	(%)	*Comportamiento de los últimos 10 años (2010-2020)	1,8
Matriz de generación eléctrica por fuente (%)	Térmica fósil	2%	6%
	Hidroeléctrica	50%	30%
	Renovable no convencional	48%	64%
	Nuclear	0%	0%
Tecnología Solar Fotovoltaica en el SIN (no incluye GD)	MW (2021)		229
	GWh (2021)		482

Información del Sector Eléctrico		Detalle	Fecha/ Referencia
Factor de emisiones	tCO_2/MWh	0,05	2020
Emisiones del Sector Eléctrico	tCO_2	531.100	2020
Usuarios Eléctricos	Cantidad	1.475.000	2020
% Acceso a la electricidad	%	99,8%	2019
Consumo final de electricidad por sector	Residencial (%)	40%	2020
	Comercial (%)	26%	
	Industrial (%)	31%	
	Actividades primarias y transporte (%)	3%	
Tarifas de referencia	Tarifa Residencial (USD/kWh)	0,178	Jan-21
	Tarifa Comercial (USD/kWh)	0,118	
	Tarifa Industrial (USD/kWh)	0,138	

Generación Distribuida		
Marco Regulatorio	Nivel de regulación	Decreto 173/010
	Año de entrada en vigencia	2010
	Esquema de implementación	Medición Neta
	Objetivo y metas nacionales	No se definen objetivos y metas cuantitativas.
Capacidad máxima habilitada	MW	0,15
Capacidad promedio de sistema	kW (solar FV)	35
Capacidad instalada	MW (Reportado a dic 2021)	51,87
Cantidad de sistemas	Cantidad (Reportado a dic 2021)	1.129

Sectorización		% por generación	% por cantidad de sistemas
Sector Residencial	Registro 2020	7%	No se registra
Sector Comercial		58%	
Sector Industrial		20%	
Sector Agro		15%	
Crecimiento interanual promedio	%	127%	
	MW	4,7	
Costo promedio de equipamiento grid tie instalado	USD/W	<1 - 1,6>	
Periodo de repago representativo (en función a las tarifas detalladas)	PBP Residencial (años)	6	
	PBP Comercial (años)	5	
	PBP Industrial (años)	6	
Incentivos	Tarifarios	No	
	Fiscales	Si	
	Económicos	No	
	Financieros	No	
	Impositivos	No	
	Arancelarios	No	
	Otros	No	



5. ANEXO

Criterios de análisis

5.1. Indicadores

Criterios asumidos para los indicadores de generación distribuida:

Se realiza una estimación de generación eléctrica en función a la capacidad instalada, considerando el recurso solar promedio de la capital o ciudad de referencia donde se encuentra instalado la mayoría de la capacidad de GD, y asumiendo una pérdida total del 25%. Las pérdidas incluyen: eficiencias de los equipos, configuración del sistema, pérdidas del sistema (suciedad, mismatch, cableado, degradación, conexiones, disponibilidad) y condiciones de instalación (orientación, inclinación y sombreado).

5.2. Análisis de viabilidad económica

Criterios generales:

- El recurso solar corresponde al promedio diario anual de la irradiación directa, calculado en un periodo de 20 años (1999-2018), extraído de la base de datos Solargis[103].
- La configuración de la instalación fotovoltaica es sobre una estructura independiente, posición fija, óptima respecto de la orientación e inclinación, y no presenta pérdidas de generación por sombreado.
- Las pérdidas agregadas del sistema son del 20%, incluyendo polvo y suciedad, eficiencia de conversión, mismatch, pérdidas eléctricas y otros.
- La degradación anual promedio del sistema fotovoltaico es de 0,5%.
- La capacidad de los sistemas se selecciona bajo la premisa de que la generación anual no debe superar el consumo anual promedio de cada tipo de usuario, de modo de dimensionar el sistema para autoconsumo.

Criterios particulares de cada mercado:

Argentina

- Recurso solar promedio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires: 4,5 kWh/kWp/d.
- Las tarifas seleccionadas corresponden al promedio de las tarifas de las distribuidoras Edenor (o Edesur), EPEC, y EDEMSA, quienes entre las tres agregan el 94% de la capacidad instalada de generación distribuida en el país.
- Tamaño de sistema representativo de cada sector: 2 kW para el sector residencial, 20 kW para el sector comercial, 100 kW para el sector industrial.
- Valor promedio de equipamiento instalado en cada sector: 1,6 USD/W para el sector residencial, 1,2 USD/W para el sector comercial, 1 USD/W para el sector industrial.

103. Solargis (enlace)

- Valores de autoconsumo de referencia en cada sector: 70% para el sector residencial, 90% para el sector comercial y 100% para el sector industrial.
- Beneficio promocional de certificado de crédito fiscal.

Brasil

- Recurso solar promedio de Sao Paulo: 5,2 kWh/kWp/d.
- Las tarifas corresponden a la tarifa media facturada de las 5 subregiones del país para cada uno de los sectores mencionados, según la publicación del Ministerio de Minas y Energía de septiembre de 2021.
- Tamaño de sistema representativo de cada sector: 2 kW para el sector residencial, 20 kW para el sector comercial, 100 kW para el sector industrial.
- Valor promedio de equipamiento instalado en cada sector: 1,16 USD/W para el sector residencial, 0,75 USD/W para el sector comercial, 0,7 USD/W para el sector industrial.

Chile

- Recurso solar promedio de Santiago de Chile: 5,2 kWh/kWp/d.
- Las tarifas seleccionadas corresponden a promedios de Enel y GCE. BT1A representa al sector residencial y AT4.3 al sector industrial.
- Tamaño de sistema representativo de cada sector: 1,5 kW para el sector residencial y 150 kW para el sector industrial.
- Valor promedio de equipamiento instalado en cada sector: 1,6 USD/W para el sector residencial y 1 USD/W para el sector industrial.
- Valores de autoconsumo de referencia en cada sector: 60% para el sector residencial y 100% para el sector industrial.

Colombia

- Recurso solar promedio Bogotá: 4,8 kWh/kWp/d.
- Las tarifas seleccionadas corresponden al promedio de las tarifas publicadas en el Boletín Tarifario enero-marzo 2021 de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. El sector Residencial se modeló con la tarifa del Estrato 4 (los Estratos 1 al 3, por su componente de subsidio, reportan periodos de repago considerablemente más largos). El sector comercial e industrial se modeló con la tarifa del Estrato 4 y sus correspondientes cargos sobre el Costo Unitario (CU) del 20%.
- Tamaño de sistema representativo de cada sector: 1,5 kW para el sector residencial, 8 kW para el sector comercial, 100 kW para el sector industrial.

- Valor promedio de equipamiento instalado en cada sector: 1,6 USD/W para el sector residencial, 1,2 USD/W para el sector comercial, 1 USD/W para el sector industrial.
- Valores de autoconsumo de referencia en cada sector: 60% para el sector residencial, 80% para el sector comercial y 90% para el sector industrial.
- Los sistemas modelados corresponden a AGPE<100 kW, por lo que solamente se les cobra el cargo de comercialización por los excedentes inyectados y consumidos en el periodo de facturación.
- Beneficio promocional de certificado de crédito fiscal.

Costa Rica

- Recurso solar promedio de la Ciudad San José: 4,3 kWh/kWp/d.
- Las tarifas seleccionadas corresponden a CNFL, quien agrega al 75% de los usuarios. La tarifa T-REH representa al sector residencial, T-CO (<3000 kWh/mes) al sector comercial y T-IN al sector industrial. La Tarifa de Acceso de CNFL es coincidente con el promedio de las tarifas de acceso de todas las distribuidoras y cooperativas eléctricas.
- Tamaño de sistema representativo de cada sector: 2 kW para el sector residencial, 20 kW para el sector comercial, 150 kW para el sector industrial.
- Valor promedio de equipamiento instalado en cada sector: 1,6 USD/W para el sector residencial, 1,2 USD/W para el sector comercial, 1 USD/W para el sector industrial.
- Valores de autoconsumo de referencia en cada sector: 60% para el sector residencial, 90% para el sector comercial, 100% para el sector industrial.

Guatemala

- Recurso solar promedio de la Ciudad de Guatemala: 5,86 kWh/kWp/d.
- Las tarifas seleccionadas corresponden a EEGSA, quien presenta el valor más económico de las distribuidoras estatales. BTS-Autoproductor representa al sector residencial, BTD-Autoproductor al sector comercial y MTD-Autoproductor al sector industrial. El VAD corresponde al cuadro tarifario de EEGSA. Los consumos medios de las tarifas seleccionadas también corresponden al distribuidor EEGSA.
- Tamaño de sistema representativo de cada sector: 1 kW para el sector residencial, 30 kW para el sector comercial, 150 kW para el sector industrial.
- Valor promedio de equipamiento instalado en cada sector: 1,6 USD/W para el sector residencial, 1,2 USD/W para el sector comercial, 1 USD/W para el sector industrial.
- Valores de autoconsumo de referencia en cada sector: 60% para el sector residencial, 90% para el sector comercial, 100% para el sector industrial.

México

- Recurso solar promedio país (95% del territorio): 5 kWh/kWp/d.
- Las tarifas seleccionadas corresponden a CFE. La tarifa GDBT (Gran Demanda Baja Tensión), representa al sector residencial, la tarifa GDMTO (Gran Demanda Media Tensión No Horaria) representa al sector comercial y GDMTH (Gran Demanda en Media Tensión Horaria) al sector industrial.
- El modelo de contraprestación seleccionado es el de Medición Neta, correspondiente al 98% de lo instalado bajo el régimen de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE).
- Tamaño de sistema representativo de cada sector: 2 kW para el sector residencial, 20 kW para el sector comercial, 80 kW para el sector industrial.
- Valor promedio de equipamiento instalado en cada sector: 1,6 USD/W para el sector residencial, 1,2 USD/W para el sector comercial, 1 USD/W para el sector industrial.
- Beneficio promocional de certificado de crédito fiscal.

Panamá

- Recurso solar promedio de la Ciudad de Panamá: 3,6 kWh/kWp/d.
- Las tarifas seleccionadas corresponden a EDEMET, quien reporta el 48% de la facturación de las empresas distribuidoras. BTS2 representa al sector residencial, BTH al sector comercial y MTD al sector industrial. Los consumos medios de las tarifas seleccionadas también corresponden al distribuidor seleccionado.
- Tamaño de sistema representativo de cada sector: 2 kW para el sector residencial, 50 kW para el sector comercial, 150 kW para el sector industrial.
- Valor promedio de equipamiento instalado en cada sector: 1,6 USD/W para el sector residencial, 1,2 USD/W para el sector comercial, 1 USD/W para el sector industrial.
- Beneficio promocional de certificado de crédito fiscal.

Puerto Rico

- Recurso solar promedio de San Juan de Puerto Rico: 5 kWh/kWp/d.
- Las tarifas seleccionadas corresponden a valores promedio para cada uno de los sectores, residencial, comercial e industrial.
- Tamaño de sistema representativo de cada sector: 2 kW para el sector residencial, 20 kW para el sector comercial y 80 kW para el sector industrial.

- Valor promedio de equipamiento instalado en cada sector: 1,6 USD/W para el sector residencial, 1,2 USD/W para el sector comercial y 1 USD/W para el sector industrial.

República Dominicana

- Recurso solar promedio de República Dominicana, que iguala a la radiación promedio anual de Santo Domingo: 5,2 kWh/kWp/d.
- Las tarifas seleccionadas corresponden a EDESUR, quien presenta un valor intermedio entre las distribuidoras estatales. BTS-1 representa al sector residencial, BTD al sector comercial y MTD-1 al sector industrial.
- Tamaño de sistema representativo de cada sector: 2 kW para el sector residencial, 20 kW para el sector comercial, 100 kW para el sector industrial.
- Valor promedio de equipamiento instalado en cada sector: 1,6 USD/W para el sector residencial, 1,2 USD/W para el sector comercial, 1 USD/W para el sector industrial.
- Beneficio promocional de certificado de crédito fiscal.

Uruguay

- Recurso solar promedio de Montevideo: 5 kWh/kWp/d.
- Las tarifas seleccionadas corresponden a UTE. TRS representa al sector residencial, TGS al sector comercial y MC1 al sector industrial.
- Tamaño de sistema representativo de cada sector: 2 kW para el sector residencial, 20 kW para el sector comercial, 100 kW para el sector industrial.
- Valor promedio de equipamiento instalado en cada sector: 1,6 USD/W para el sector residencial, 1,2 USD/W para el sector comercial, 1 USD/W para el sector industrial.

5.3. Listado de Gráficos

Gráfico 1. Matriz de generación eléctrica representativa de la región ALC al año 2020. 32

Gráfico 2. Evolución de la generación distribuida en ALC. 35

Gráfico 3. Capacidad instalada anual de generación distribuida en ALC y ritmo de crecimiento. 37

Gráfico 4. Cantidad de instalaciones anuales de generación distribuida en ALC y ritmo de crecimiento. 37

Gráfico 5. Ranking de capacidad instalada (MW) de generación distribuida en ALC. 38

Gráfico 6. Distribución por capacidad instalada (MW;%) de generación distribuida en ALC. 39

Gráfico 7. Ranking de penetración de generación distribuida (en W) por usuario eléctrico en ALC. 40

Gráfico 8. Evolución de penetración (W/usuario) de generación distribuida por país. 40

Gráfico 9. Ranking de participación de la generación solar fotovoltaica (MW) sobre la capacidad instalada total de tecnología solar fotovoltaica (MW) en cada mercado. 41

Gráfico 10. Participación sectorial por capacidad instalada (MW) de generación distribuida (izquierda) y por cantidad de instalaciones (derecha). 42

Gráfico 11. Evolución de la capacidad instalada (MW) y cantidad de sistemas de generación distribuida en Argentina. 68

Gráfico 12. Participación sectorial por capacidad instalada de generación distribuida (izquierda) y por cantidad de instalaciones (derecha) - Argentina. 68

Gráfico 13. Distribución de la capacidad instalada por jurisdicción - Argentina. 69

Gráfico 14. Periodos de repago (PBP) de proyectos de generación distribuida en Argentina. 71

Gráfico 15. Evolución de la capacidad instalada (MW) y cantidad de sistemas de generación distribuida en Brasil. 83

Gráfico 16. Participación sectorial por capacidad instalada de generación distribuida (izquierda) y por cantidad de instalaciones (derecha) – Brasil. 84

Gráfico 17. Distribución por modalidad de generación (izquierda) y por jurisdicción en función a la capacidad instalada (derecha) - Brasil. 85

Gráfico 18. Periodos de repago (PBP) de proyectos de generación distribuida en Brasil. 86

Gráfico 19. Evolución de la capacidad instalada (MW) y cantidad de sistemas de generación distribuida en Chile. 100

Gráfico 20. Participación sectorial por capacidad instalada de generación distribuida (izquierda) y por cantidad de instalaciones (derecha) - Chile. 100

Gráfico 21. Distribución de la capacidad instalada por región - Chile. 101

Gráfico 22. Proyección del crecimiento de generación distribuida en Chile. 102

Gráfico 23. Periodos de repago (PBP) de proyectos de generación distribuida en Chile. 104

Gráfico 24. Evolución de la capacidad instalada (MW) y cantidad de sistemas de generación distribuida en Colombia. 117

Gráfico 25. Distribución del estado del trámite de las solicitudes de GD y AGPE por cantidad (izquierda) y por capacidad (derecha) - Colombia. 118

Gráfico 26. Periodos de repago (PBP) de proyectos de generación distribuida en Colombia. 121

Gráfico 27. Evolución de la capacidad instalada (MW) y cantidad de sistemas de generación distribuida en Costa Rica. 135

Gráfico 28. Participación sectorial por capacidad instalada de generación distribuida (izquierda) y por cantidad de instalaciones (derecha) – Costa Rica. 135

Gráfico 29. Distribución de la capacidad instalada por departamento – Costa Rica. 136

Gráfico 30. Periodos de repago (PBP) de proyectos de generación distribuida en Costa Rica. 138

Gráfico 31. Evolución de la capacidad instalada (MW) y cantidad de sistemas de generación distribuida en Guatemala. 149

Gráfico 32. Distribución de la capacidad instalada por departamento - Guatemala. 150

Gráfico 33. Periodos de repago de proyectos (PBP) de generación distribuida en Guatemala 152

Gráfico 34. Evolución de la capacidad instalada (MW) y cantidad de sistemas de generación distribuida en México. 163

Gráfico 35. Distribución de la capacidad instalada por régimen de contraprestación - México. 164

Gráfico 36. Distribución de la capacidad instalada en función al tamaño del sistema - México. 164

Gráfico 37. Periodos de repago (PBP) de proyectos de generación distribuida en México. 166

Gráfico 38. Evolución de la capacidad instalada (MW) y cantidad de sistemas de generación distribuida en Panamá. 179

Gráfico 39. Participación sectorial por capacidad instalada de generación distribuida (izquierda) y por cantidad de instalaciones (derecha) - Panamá. 180

Gráfico 40. Distribución de la capacidad instalada por departamento - Panamá. 181

Gráfico 41. Periodos de repago de proyectos de generación distribuida en Panamá. 183

Gráfico 42. Evolución de la capacidad instalada (MW) y cantidad de sistemas de generación distribuida en Puerto Rico. 195

Gráfico 43. Participación sectorial por capacidad instalada de generación distribuida (izquierda) y por cantidad de instalaciones (derecha) – Puerto Rico. 195

Gráfico 44. Proyección del crecimiento de generación distribuida en Puerto Rico. 196

Gráfico 45. Periodos de repago (PBP) de proyectos de generación distribuida en Puerto Rico. 198

Gráfico 46. Evolución de la capacidad instalada (MW) y cantidad de sistemas de generación distribuida en República Dominicana. 210

Gráfico 47. Participación sectorial por capacidad instalada de generación distribuida (izquierda) y por cantidad de instalaciones (derecha) – República Dominicana. 211

Gráfico 48. Periodos de repago (PBP) de proyectos de generación distribuida en República Dominicana. 212

Gráfico 49. Evolución de la capacidad instalada (MW) y cantidad de sistemas de generación distribuida en Uruguay. 223

Gráfico 50. Participación sectorial por generación de energía eléctrica- Uruguay. 224

Gráfico 51. Periodos de repago (PBP) de proyectos de generación distribuida en Uruguay. 226

5.4. Listado de Tablas

Tabla 1. Capacidad promedio de sistemas instalados y capacidad máxima de generación distribuida habilitada según cada reglamentación. 44

Tabla 2. Características principales de la regulación de generación distribuida de Argentina. 66

Tabla 3. Características principales de la regulación de generación distribuida de Brasil. 81

Tabla 4. Características principales de la regulación de generación distribuida de Chile. 98

Tabla 5. Características principales de la regulación de generación distribuida de Colombia. 116

Tabla 6. Características principales de la regulación de generación distribuida de Costa Rica. 133

Tabla 7. Características principales de la regulación de generación distribuida de Guatemala. 148

Tabla 8. Características principales de la regulación de generación distribuida de México. 161

Tabla 9. Características principales de la regulación de generación distribuida de Panamá. 178

Tabla 10. Características principales de la regulación de generación distribuida de Puerto Rico. 193

Tabla 11. Características principales de la regulación de generación distribuida de República Dominicana. 209

Tabla 12. Características principales de la regulación de generación distribuida de Uruguay. 221

5.5. Listado de Infografías

Infografía 1. Indicadores de Generación Distribuida de América Latina y El Caribe. 41

Infografía 2. Perfil del sector eléctrico de Argentina. 61

Infografía 3. Capacidad instalada (MW) solar fotovoltaica en Argentina y recurso solar promedio. 64

Infografía 4. Indicadores de Generación Distribuida de Argentina. 70

Infografía 5. Perfil del sector eléctrico de Brasil. 76

Infografía 6. Capacidad instalada (MW) solar fotovoltaica en Brasil y recurso solar promedio. 78

Infografía 7. Indicadores de Generación Distribuida de Brasil. 85

Infografía 8. Perfil del sector eléctrico de Chile. 93

Infografía 9. Capacidad instalada (MW) solar fotovoltaica en Chile y recurso solar promedio. 96

Infografía 10. Indicadores de Generación Distribuida de Chile. 103

Infografía 11. Perfil del sector eléctrico de Colombia. 110

Infografía 12. Capacidad instalada (MW) solar fotovoltaica en Colombia y recurso solar promedio. 113

Infografía 13. Indicadores de Generación Distribuida de Colombia. 119

Infografía 14. Perfil del sector eléctrico de Costa Rica. 129

Infografía 15. Capacidad instalada (MW) solar fotovoltaica en Costa Rica y recurso solar promedio. 131

Infografía 16.Indicadores de Generación Distribuida de Costa Rica. 137

Infografía 17. Perfil del sector eléctrico de Guatemala. 143
Infografía 18. Capacidad instalada (MW) solar fotovoltaica en Guatemala y recurso solar promedio. 145
Infografía 19. Indicadores de Generación Distribuida de Guatemala. 151
Infografía 20. Perfil del sector eléctrico de México. 156
Infografía 21. Capacidad instalada (MW) solar fotovoltaica en México y recurso solar promedio. 158
Infografía 22. Indicadores de Generación Distribuida de México. 165
Infografía 23. Perfil del sector eléctrico de Panamá. 172
Infografía 24. Capacidad instalada (MW) solar fotovoltaica en Panamá y recurso solar promedio. 174
Infografía 25. Indicadores de Generación Distribuida de Panamá. 182
Infografía 26. Perfil del sector eléctrico de Puerto Rico. 188
Infografía 27. Capacidad instalada (MW) solar fotovoltaica en Puerto Rico y recurso solar promedio. 190
Infografía 28. Indicadores de Generación Distribuida de Puerto Rico. 197
Infografía 29. Perfil del sector eléctrico de República Dominicana. 204
Infografía 30. Capacidad instalada solar fotovoltaica en República Dominicana y recurso solar promedio. 207
Infografía 31. Indicadores de Generación Distribuida de República Dominicana. 211
Infografía 32. Perfil del sector eléctrico de Uruguay. 217
Infografía 33. Capacidad instalada (MW) solar fotovoltaica en Uruguay y recurso solar promedio. 220
Infografía 34. Indicadores de Generación Distribuida de Uruguay. 225

5.6. Listado de Figuras

Figura 1. Año de implementación de regulaciones de nivel nacional de generación distribuida. 34

GENERACIÓN

SOLE

WWW.GENERACIONSOLE.ORG



ONU programa para el medio ambiente

Euroclima+

Financiado por la Unión Europea

aecid

olade

ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA | LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION | ORGANIZAÇÃO LATINO-AMERICANA DE ENERGIA | ORGANISATION LATINO-AMERICAINE D'ENERGIE