



OECD Environment Working Papers No. 213

Energía renovable
distribuida en Colombia:
Desbloqueando la inversión
privada para zonas no-
interconectadas

**Lylah Davies,
Deger Saygin**

<https://dx.doi.org/10.1787/58322dd6-es>

ENVIRONMENT DIRECTORATE

Cancels & replaces the same document of 5 May 2023

Energía renovable distribuida en Colombia

Desbloqueando la inversión privada para zonas no-interconectadas

PWB 2021-2022 ítem 2.3.2.3.2 sobre Integración de las Finanzas Sostenibles

El presente documento de trabajo considera las oportunidades que existen para desbloquear más inversiones en electricidad renovable en las zonas no interconectadas de Colombia, basándose en experiencias internacionales de LAC y otras regiones. Esto incluye una primera parte sobre las tendencias a nivel mundial en el mercado de energías renovables distribuidas, así como los nuevos modelos de negocio y modelos de financiamiento que han respaldado el reciente crecimiento; una vista general del mercado colombiano y las condiciones propicias para las energías renovables distribuidas en las zonas no interconectadas; un debate sobre los futuros mecanismos e instrumentos de eliminación de riesgos que pueden respaldar los flujos de capital necesarios para estas soluciones a escala; y, finalmente, las lecciones aprendidas a partir de ocho casos de estudio sobre las medidas que pueden maximizar el impacto de los fondos públicos y de desarrollo para apalancar las finanzas privadas.

Lylah Davies Lylah.davies@oecd.org; Deger Saygin Deger.saygin@oecd.org.

JT03518675

DOCUMENTOS DE TRABAJO DE LA DIRECCIÓN DE MEDIO AMBIENTE DE LA OCDE

Los documentos de trabajo de la OCDE no deberán ser presentados como el punto de vista oficial de la OCDE ni de sus Países miembros. Las opiniones expresadas y los argumentos utilizados corresponden exclusivamente a sus autores. Los documentos de trabajo describen resultados preliminares o investigaciones en curso del autor o autores, y se publican con el objetivo de suscitar el debate en torno a una amplia gama de cuestiones en las que trabaja la

Esta serie tiene por objeto poner a disposición de un público más amplio una selección de estudios sobre cuestiones medioambientales elaborados para su uso en la OCDE. La autoría suele ser colectiva, pero se nombra al autor o autores principales.

Los comentarios a los documentos de trabajo son bienvenidos y podrán enviarse a :

Dirección de Medio Ambiente de la OCDE
2 rue André-Pascal, 75775 Paris Cedex 16, France
O por correo electrónico: env.contact@oecd.org

Los documentos de trabajo de la Dirección de Medio Ambiente de la OCDE
se publican en www.oecd.org/environment/workingpapers.htm

Tanto este documento, como cualquier dato y cualquier mapa que se incluya en él, se entenderán sin perjuicio alguno respecto al estatus o la soberanía de cualquier territorio, a la delimitación de fronteras y límites internacionales, ni al nombre de cualquier territorio, ciudad o área.

Los datos estadísticos para Israel son proporcionados por y bajo la responsabilidad de las autoridades israelíes competentes. El uso de estos datos por la OCDE es sin perjuicio del estatus de los Altos del Golán, de Jerusalén Este y de los asentamientos israelíes en Cisjordania bajo los términos del derecho internacional.

© OECD (2023)

Puede copiar, descargar o imprimir contenidos de la OCDE para su propio uso, y puede incluir extractos de, descargar o imprimir contenidos de la OCDE para su propio uso, y puede incluir extractos de publicaciones, bases de datos y productos multimedia de la OCDE en sus propios documentos, presentaciones, blogs, sitios web y materiales didácticos, siempre que se cite adecuadamente a la OCDE como fuente y propietaria de los derechos de autor.

Todas las solicitudes de uso comercial y derechos de traducción deben enviarse a rights@oecd.org.

Resumen

Colombia ha priorizado el uso de energías renovables para expandir y mejorar los servicios de energía eléctrica de la población en zonas no interconectadas con la red nacional. Las recientes políticas y normas han respaldado esta ambición con medidas sucesivas para fortalecer las condiciones de inversión en energía renovable distribuida, tales como las soluciones solares fotovoltaicas (FV) independientes y minirredes solares FV híbridas.

El mercado de energías renovables distribuidas en zonas no interconectadas aún es relativamente nuevo, lo cual se ve reflejado en los altos costos para conectar nuevos usuarios. Los nuevos modelos de negocio y financiamiento serán cruciales para reducir el costo de las nuevas tecnologías de energía renovable, acceder a capital privado y préstamos en volúmenes mayores y, a la larga, avanzar hacia el remplazo de los sistemas contaminantes e ineficientes de generación de diésel.

En base a experiencias internacionales, el presente artículo analiza los enfoques para fortalecer las condiciones de inversión, teniendo en cuenta los mecanismos de soporte e instrumentos de eliminación de riesgos utilizados en otros lugares, los cuales pueden ayudar a cerrar la brecha financiera en Colombia.

Palabras clave: energía renovable, fuentes de energía distribuida, acceso a energía, electrificación rural, financiamiento e inversión, financiamiento combinado

Clasificación JEL: Q40, Q42, Q48, Q52, Q56, G20, H32, H54, H71

Agradecimientos

El programa de Movilización del Financiamiento e Inversión en Energía Limpia (CEFIM, por sus siglas en inglés) tiene como objetivo apoyar a los gobiernos de economías emergentes en Asia del Sur, Sudeste Asiático, Latinoamérica y África para permitir el financiamiento e inversión en electricidad renovable, la eficiencia energética y la descarbonización de la industria (“energía limpia”).

Existe un considerable potencial renovable sin explotar en las zonas no interconectadas de Colombia. Las soluciones de energía renovable distribuida, que pueden aprovechar los recursos de energía local y sostenible, como la energía solar, eólica, bioenergía o residuos, ofrecen nuevas oportunidades económicas y sostenibles para mejorar los servicios de energía limpia y asequible que se necesitan con urgencia y lograr así la electrificación. El presente documento de trabajo respalda al Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE), explorando oportunidades para desbloquear el financiamiento e inversión en electricidad renovable en áreas de Colombia que no están conectadas a la red nacional.

El presente documento de trabajo, escrito por Lylah Davies y Deger Saygin de la OCDE, es el resultado del Comité de Política Ambiental (EPOC, por sus siglas en inglés) de la OCDE y su Grupo de Trabajo sobre Inversión Climática y Desarrollo. El trabajo se realizó bajo la supervisión general de Walid Oueslati, Jefe Interino de Medio Ambiente de la División de Transiciones y Resiliencia de la Dirección de Medio Ambiente de la OCDE.

La OCDE quisiera agradecer al gobierno de Colombia por su cooperación al proveer información para este informe, especialmente al IPSE por sus aportes y comentarios invaluable para este informe, y al Ministerio de Minas y Energía y la Delegación Colombiana de la OCDE, quienes han sido los puntos focales de CEFIM en el trabajo del programa en Colombia.

Los autores agradecen a Lenka Buckova y Julian Eliecer Guerrero Macias del IPSE; Camila Alejandra Quintero Rodriguez, Oscar Alejandro Paramo Rojas y Camilo Andres Pena Segura del Departamento Nacional de Planeación (DNP); Diana Jiménez, Juan Higueta y Cristian Rivera del Instituto de Crecimiento Verde Mundial (GGGI, por sus siglas en inglés); Daniella Rough y Riccardo Bracho del Laboratorio Nacional de Energías renovables (NREL, por sus siglas en inglés); y Joseph Cordonnier de la OCDE.

Igualmente, CEFIM quisiera agradecer a quienes contribuyeron a los casos de estudio en este informe: Patrick Thaddayos Balla del Banco Mundial; Marjolein van Kampen, Raphael de Muizon y Jules Samain de GuarantCo; Chris Kanani de Winch Energy; David Ochieng Otieno, Moses Kakooza y Veit Goehringer del Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit Uganda (GIZ UG, por sus siglas en alemán); Juan Fermin Kingo; Maximilian Jönsson de la Agencia Sueca de Cooperación para el Desarrollo Internacional (SIDA, por sus siglas en inglés); Stéphanie Nour de Econoler; Franklyn Magloire del Development Finance Corporation Belize; y Donovan Escalante de la Iniciativa de Política Climática.

Los autores agradecen a Dominique Haleva de la OCDE por su apoyo administrativo y ayuda editorial.

La responsabilidad por el contenido de esta publicación recae en los autores.

Abreviaciones y acrónimos

| | |
|-----------------|--|
| ASE | Áreas de Servicio Exclusivo |
| BEIS | Departamento para la Estrategia Empresarial, Energética e Industrial del Reino Unido |
| BMUV | Ministerio Federal del Ambiente, Conservación de la Naturaleza, Seguridad Nuclear y Protección al Consumidor (<i>Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz</i>) |
| BMZ | Ministerio Federal de Cooperación y Desarrollo Económico de Alemania (<i>Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung</i>) |
| BNDES | Banco Nacional de Desarrollo de Brasil (<i>Banco Nacional de Desenvolvimento Economico e Social</i>) |
| BOOT | Construcción, posesión, operación y transferencia (<i>Build–Own–Operate–Transfer</i>) |
| CAPEX | Gastos en capital |
| COP | Peso colombiano |
| CO ₂ | Dióxido de carbono |
| CVM | Comisión de Valores Mobiliarios de Brasil (<i>Comissão de Valores Mobiliários</i>) |
| DC | Corriente directa |
| DFID | Departamento de Desarrollo Internacional del Reino Unido |
| ERD | Energía renovable distribuida |
| EE | Eficiencia energética |
| ARE | Autoridad Regulatoria de Energía Eléctrica del gobierno de Uganda |
| UE | Unión Europea |
| FAER | Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales |
| FAZNI | Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas |
| FCDO | Ministerio de Relaciones Exteriores, Mancomunidad y Desarrollo |

| | |
|-------------------------|--|
| FENOGE | Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía |
| FIDC | Fondo de Inversión en Derechos Crediticios (<i>Fundo de Investimento em Direitos Creditórios</i>) |
| FNR | Fondo Nacional de Regalías |
| FOES | Fondo de Energía Social |
| FSSRI | Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso |
| GIZ | Agencia Alemana de Cooperación para el Desarrollo Internacional (<i>Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit</i>) |
| GW | gigavatio |
| BID | Banco Interamericano de Desarrollo |
| IPSE | Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas |
| PASFK | Programa de Acceso Solar Fuera de la Red de Kenia |
| kW, kWh, kWp | kilovatio, kilovatio hora, kilovatio pico |
| CNE | Costo nivelado de energía |
| Lmhr/day | Lumen hora por día |
| m, m ² , m/s | metro, metro cuadrado, metro por segundo |
| MEDM | Ministerio de Energía y Desarrollo Minero del gobierno de Uganda |
| MME | Ministerio de Minas y Energía |
| MIPYME | micro, pequeña y mediana empresa |
| MM | Marco Multinivel del Banco Mundial |
| ENE | Estrategia Nacional de Electrificación del gobierno de Uganda |
| OPZS | Batería estacionaria de placa blindada (<i>Ortsfest Panzerplatte Standard</i>) |
| PAYG | Pago inmediato (<i>Pay-as-you-go</i>) |
| FV | Fotovoltaico |
| PIEC | Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica |
| PPA | Contrato de compraventa de energía (<i>Power Purchase Agreement</i>) |
| APP | Asociaciones público-privadas |

| | |
|-----------|---|
| ER | Energía renovable |
| AER | Agencia de Electrificación Rural del gobierno de Uganda |
| PER | Programa de Electrificación Rural del gobierno de Uganda |
| RISE | Indicadores regulatorios para la energía sostenible (<i>Regulatory Indicators for Sustainable Energy</i>) |
| SFVD | Sistema fotovoltaico domiciliario |
| SIDA | Agencia Sueca de Cooperación para el Desarrollo Internacional |
| UNOPS | Oficina de las Naciones Unidas de Servicios para Proyectos |
| UPME | Unidad de Planeación Minero Energética del Ministerio de Minas y Energía |
| USAID | Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional |
| USD | Dólares americanos |
| W, Wh, Wp | Vatio, vatio hora, vatio pico |
| ZNI | Zonas no interconectadas |

Índice

| | |
|--|----|
| Resumen | 3 |
| Agradecimientos | 4 |
| Abreviaciones y acrónimos | 5 |
| Resumen ejecutivo | 12 |
| Parte I Desbloqueando la inversión privada para la energía renovable distribuida en las zonas no interconectadas de Colombia | 14 |
| Introducción | 15 |
| 1 Tendencias mundiales en la energía renovable distribuida | 16 |
| La energía renovable agarró fuerza en 2021 | 16 |
| La energía renovable distribuida está mejorando los servicios de energía eléctrica en comunidades fuera de la red | 17 |
| Los costos de la energía renovable y la tecnología que la habilita están disminuyendo | 20 |
| Las soluciones renovables fuera de la red se están volviendo más asequibles | 21 |
| Las inversiones para acceder a la energía moderna universal deben aumentar | 22 |
| Los modelos de entrega de proyectos para las minirredes y soluciones independientes están evolucionando rápidamente | 24 |
| Los marcos regulatorios y de políticas de apoyo son fundamentales para facilitar la inversión | 27 |
| Varios modelos financieros han apoyado la expansión de soluciones independientes y de minirredes | 28 |
| 2 Tendencias recientes de la energía renovable distribuida en las zonas no interconectadas de Colombia | 31 |
| Colombia tiene un mercado energético competitivo dominado en su mayoría por la energía hidráulica | 31 |
| Las zonas no interconectadas representan un territorio grande y escasamente poblado | 33 |
| Existe un gran potencial renovable sin explotar en las zonas no interconectadas | 35 |
| Las energías renovables están asumiendo un papel mayor en los esfuerzos de electrificación | 38 |
| Sin embargo, el costo de conectar nuevos usuarios está muy por encima del promedio mundial | 41 |
| Se necesita cerca de 2 mil millones de dólares en inversión para implementar las energías renovables distribuidas | 42 |

| | |
|--|-----------|
| 3 Condiciones actuales y financiamiento de las energías renovables distribuidas | 44 |
| Las políticas nacionales respaldan la accesibilidad y sostenibilidad de las soluciones renovables | 44 |
| El gobierno aún desempeña un papel central en la inversión de energía | 45 |
| La recuperación de costos para proyectos renovables a través de tarifas y subsidios está mejorando | 47 |
| Los recursos para la prestación del servicio de electricidad varían en las ZNI | 49 |
| El acceso al crédito está aumentando, pero sigue siendo un desafío | 50 |
| 4 Acciones para apoyar el financiamiento y la inversión de la energía renovable distribuida | 53 |
| Se puede fortalecer la planificación para alcanzar los objetivos de energía renovable y electrificación | 53 |
| Los enfoques de financiamiento basado en resultados están siendo utilizados cada vez más para catalizar la inversión privada | 54 |
| La contratación pública y la licitación multiobra son herramientas valiosas para ampliar el desarrollo del mercado | 56 |
| El apoyo a los operadores podría ayudar a ampliar el alcance de los recursos existentes | 58 |
| El apoyo a la estandarización puede permitir una mejor evaluación del riesgo | 59 |
| La agrupación financiera y operativa puede escalar los volúmenes de inversión | 60 |
| Se puede fortalecer la capacidad del sector financiero local para proporcionar productos verdes y prestar a proyectos renovables | 63 |
| El financiamiento combinado puede ayudar a ampliar la inversión privada en energías renovables distribuidas | 64 |
| 5 Conclusiones | 69 |
| Parte II Casos de estudio | 71 |
| Introducción | 72 |
| 1 El marco de Uganda para la licitación agrupada | 74 |
| Contexto | 74 |
| Un marco integrado de contrataciones redujo los costos y riesgos del proyecto para los desarrolladores | 75 |
| Captación de nuevos actores a través de subvenciones y financiamiento basado en resultados | 76 |
| Desarrollo de proyectos multiobra de Winch Energy | 78 |
| Financiamiento con recurso limitado de proyectos de minirredes agrupadas | 79 |
| Lecciones aprendidas | 79 |
| 2 Garantía parcial de riesgo de GuarantCo para proyectos de Bboxx en Kenia | 81 |
| Contexto | 81 |
| Movilización del financiamiento en moneda local a través del financiamiento combinado | 82 |
| Transferencia de riesgos a través de garantías parciales para proyectos renovables distribuidos | 83 |
| Lecciones aprendidas | 85 |
| 3 Kingo, proveedor de tecnología solar | 87 |
| Contexto | 87 |
| Financiamiento combinado que respalda el crecimiento de las <i>start-ups</i> | 88 |
| Modelos de negocio de energía solar domiciliar que se adapta a diferentes mercados | 89 |

| | |
|---|------------|
| Lecciones aprendidas | 91 |
| 4 Garantía de la cartera de SIDA para la plataforma de <i>crowdfunding</i> Trine | 92 |
| Contexto | 92 |
| Asistencia para el desarrollo por medio de garantías | 93 |
| Movilización de capital privado por medio de garantías de préstamos | 94 |
| Lecciones aprendidas | 94 |
| 5 Proyecto de acceso solar fuera de la red del Banco Mundial | 96 |
| Contexto | 96 |
| Proyecto de Acceso Solar Fuera de la Red de Kenia | 97 |
| Programa de minirredes desarrollado bajo el enfoque de APP | 99 |
| Líneas de crédito solares | 100 |
| Lecciones aprendidas | 101 |
| 6 Programa Eco Micro en Belice | 103 |
| Contexto | 103 |
| Programa Eco Micro del laboratorio del BID | 104 |
| Fortalecimiento de los préstamos de energía renovable y eficiencia energética para las MIPYME | 104 |
| Lecciones aprendidas | 105 |
| 7 Fondo de Inversión en Derechos Crediticios | 107 |
| Contexto | 107 |
| Un modelo de titularización para recaudar capital adicional para proyectos de energía limpia | 108 |
| Lecciones aprendidas | 111 |
| 8 Programa RERED del Banco Mundial | 112 |
| Contexto | 112 |
| Programa de sistema de energía fotovoltaica domiciliar de Bangladesh | 113 |
| Mejora del financiamiento para el acceso a la energía solar | 115 |
| Lecciones aprendidas | 115 |
| References | 117 |

Tablas

| | |
|--|----|
| Tabla 2.1. Potencial técnico para la producción de biogás por tipo y cantidad de residuo | 38 |
| Tabla 2.2. Costo de conexión promedio local vs. mundial por nuevo usuario | 42 |
| Tabla 2.3. Costo de inversión para el acceso universal (2019-2023) | 43 |
| Tabla 3.1. Recursos anuales para la prestación del servicio de energía en Colombia | 46 |

Figuras

| | |
|--|----|
| Figura 1.1. Desglose del total de sistemas de energía renovable fuera de la red instaladas a nivel mundial en 2021 | 17 |
| Figura 1.2. Atributos del marco multinivel | 19 |
| Figura 1.3. Precios del sistema de batería residencial de iones de litio detrás del medidor en Alemania, Australia, Francia, Italia y el Reino Unido, 2014 – 1er trimestre de 2022 | 21 |
| Figura 1.4. Rangos globales de precios indicativos de productos pico y SFVD por voltaje y nivel del MM | 22 |
| Figura 1.5. Capital total recaudado para soluciones solares individuales | 29 |

| | |
|---|-----|
| Figura 2.1. Capacidad instalada de generación de energía conectada a la red por fuente, 2022 | 32 |
| Figura 2.2. Zonas no interconectadas de Colombia | 34 |
| Figura 2.3. Potencial de la energía fotovoltaica en Colombia | 37 |
| Figura 2.4. Velocidad promedio del viento a 100m | 37 |
| Figura 2.5. Medios para expandir el acceso a la electricidad | 39 |
| Figura 2.6. Generación de energía renovable y diésel en zonas no interconectadas en 2022 | 40 |
| Figura 2.7. Generación de energía renovable instalada en zonas no interconectadas en 2022 | 41 |
| Figura 4.1. Costo de inversión municipal para el acceso universal (2019-23) | 54 |
| Figura 4.2. Cascada del flujo de efectivo para valores | 62 |
| Figura 4.3. Guía de financiamiento combinado para sistemas de energía limpia fuera de la red | 68 |
| Figura 0.1. Casos de estudio sobre modelos de negocio y financiamiento para energías renovables distribuidas | 73 |
| Figura 1.1. Descripción general del programa Pro Mini-grids del GIZ | 74 |
| Figura 1.2. Descripción general del proceso de licitación del programa Pro Mini-grids de Uganda | 76 |
| Figura 1.3. Actores en el marco de licitación agrupada de Uganda | 77 |
| Figura 2.1. Descripción general de la garantía parcial de riesgo de GarantCo para Bboxx | 81 |
| Figura 2.2. Estructura de financiamiento y gestión | 83 |
| Figura 2.3. Acuerdos de garantía crediticia de GarantCo | 85 |
| Figura 3.1. Descripción general de Kingo, un proveedor de tecnología renovable fuera de la red en crecimiento | 87 |
| Figura 4.1. Descripción general de la garantía de cartera de SIDA para la plataforma de <i>crowdfunding</i> Trine | 92 |
| Figura 5.1. Descripción general del Proyecto de Acceso Solar Fuera de la Red de Kenia del Banco Mundial (KOSAP) | 96 |
| Figura 5.2. Línea de crédito de KOSAP | 98 |
| Figura 5.3. Línea de crédito del Componente 2 | 101 |
| Figura 6.1. Descripción general del programa Eco Micro | 103 |
| Figura 7.1. Descripción general del Fondo de Inversión en Derechos Crediticios | 107 |
| Figura 7.2. El concepto de titularización verde | 109 |
| Figura 7.3. Estructura del fondo de inversión en derechos crediticios para Solar GD – Estructura simplificada | 110 |
| Figure 7.4. CRI Verde Órigo - Estructura de Doble Cascada | 111 |
| Figura 8.1. Descripción general del proyecto de Electrificación Rural y Desarrollo de Energía Renovable (RERED) del Banco Mundial | 112 |
| Figura 8.2. Programa RERED del Banco Mundial | 113 |

Cuadros

| | |
|---|----|
| Cuadro 1.1. Marco Multinivel (MM) del Banco Mundial | 19 |
| Cuadro 1.2. Modelos de propiedad comunitaria | 25 |
| Cuadro 1.3. Modelos de pago inmediato (PAYG) | 26 |
| Cuadro 3.1. Kingo | 48 |
| Cuadro 3.2. Uguía Choco trabajan con HG Ingenieria y Construcciones SAS | 51 |
| Cuadro 4.1. Proyecto de Acceso Solar Fuera de la Red del Banco Mundial | 55 |
| Cuadro 4.2. Programa Pro Mini-grids en Uganda | 58 |
| Cuadro 4.3. Financiamiento de recursos limitados bajo Winch IPP | 61 |
| Cuadro 4.4. Fondo de Inversión en Derechos Crediticios | 63 |
| Cuadro 4.5. Eco Micro | 64 |
| Cuadro 4.6. Garantía de crédito parcial de GarantCo a Bboxx | 66 |
| Cuadro 4.7. SIDA | 67 |

Resumen ejecutivo

Colombia ha establecido un ambicioso objetivo para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un 51%, en comparación con su escenario de referencia, para 2030. Para cumplir con este compromiso alineado con el Acuerdo de París, tanto su Ley de Energía Renovable de 2014 como su Ley de Transición Energética de 2021 serán cruciales para acelerar el uso de energías renovables (a excepción de la energía hidráulica a gran escala). Estas dos normas priorizan la expansión y remplazo de los servicios de energía eléctrica en zonas no interconectadas. El más reciente Plan indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC) de 2019-23 refleja estos objetivos, especificando el uso de los sistemas fotovoltaicos (FV) domiciliarios y las minirredes solares híbridas para lograr la electrificación total.

Este documento de trabajo apoya al Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE), explorando oportunidades para desbloquear el financiamiento e inversión en electricidad renovable en áreas de Colombia que no están conectadas a la red nacional. Estas ambiciones han sido reafirmadas por la nueva administración del presidente Gustavo Petro con los planes para desarrollar una hoja de ruta hacia una transición energética justa.

Existe un considerable potencial renovable sin explotar en las zonas no interconectadas de Colombia. Estas son áreas donde los costos o las barreras logísticas han limitado la ampliación tradicional de la red, y la generación de diésel es quien actualmente provee la mayor parte de la electricidad. Si bien solo albergan 4% de la población de Colombia, estas zonas cubren un poco más de la mitad del territorio nacional, incluyendo diversas geografías y contextos sociales, los cuales se suman a la complejidad del desarrollo de nuevos proyectos. Las soluciones de energía renovable distribuida, que pueden aprovechar los recursos de energía local y sostenible como la energía solar, eólica, bioenergía o residuos, ofrecen nuevas oportunidades económicas y sostenibles para mejorar los servicios de energía eléctrica limpia y asequible que se necesitan con urgencia y lograr así la electrificación. La transición hacia tecnologías de energía renovable también representa una oportunidad significativa para reducir los costos a los consumidores de electricidad y el gobierno, vinculados al suministro y transporte de diésel a lugares remotos y de difícil acceso.

Dada la inversión necesaria para lograr la electrificación total a través de energías limpias y, con el tiempo, reemplazar la generación de diésel, los fondos del gobierno por sí solos no serán suficientes, lo cual resalta la importancia de diseñar intervenciones para acceder a capital privado y préstamos en volúmenes mayores. De hecho, el plan de expansión más reciente resalta una inversión de USD 2 mil millones, por lo que el mercado no interconectado de Colombia representa una considerable oportunidad de inversión.

A medida que Colombia diseñe y revise las intervenciones para apoyar el mercado de energía renovable en las zonas no interconectadas, será esencial considerar medidas que puedan reducir los costos generales para el gobierno, a la vez que fortalezcan la sostenibilidad del mercado y aseguren que la calidad de los servicios de energía eléctrica continúe mejorando. Para lograr las economías de escala que se necesitarán para la transformación de su sistema eléctrico con energía renovable a pequeña escala, se necesita innovaciones sistémicas en las políticas y nuevos modelos de negocio y financiamiento que interactúen y se refuercen entre sí. Además, ya que los mercados fuera de la red evolucionan

rápidamente, el gobierno debería continuar monitoreando la selección de instrumentos para garantizar que continúen siendo adecuados para la etapa de desarrollo en que se encuentre el mercado.

Colombia puede aprender de experiencias en otros lugares sobre las herramientas para apoyar el desarrollo del mercado de una forma que reduzca progresivamente la necesidad de subsidios de capital y fomente la participación de capital privado. En particular, Colombia debería considerar las siguientes áreas donde los programas públicos y los socios de desarrollo pueden fortalecer las condiciones propicias para la inversión privada y apoyar la innovación del modelo de negocio:

- Los programas que apoyen a los operadores en el desarrollo de capacidades técnicas, incluyendo la mejora de las capacidades de medición, ayudarían a que los recursos existentes se usaran de una manera más eficiente y apoyarían la sostenibilidad de los negocios existentes. Al mismo tiempo, tener mejores datos sobre las operaciones puede ser una herramienta fundamental para acceder al financiamiento.
- Los programas de desarrollo pueden adaptarse para fortalecer la capacidad de las instituciones financieras locales para ofrecer productos verdes. El desarrollo de capacidades internas y la inclusión de procedimientos, tales como metodologías simplificadas para la evaluación de proyectos renovables fuera de la red, pueden ayudar a reducir las barreras al financiamiento, incluyendo los estrictos requisitos de garantía.
- Tener documentación estandarizada de soporte puede aumentar la transparencia y darles a los inversionistas una idea más sólida de los sectores de energía solar renovable en minirredes híbridas y fuera de la red. Poder comparar mejor los proyectos también puede respaldar la agregación financiera y el financiamiento fuera de balance.
- La agregación de proyectos es una herramienta poderosa para superar las barreras a la inversión. En particular, puede crear una ruta para aprovechar los mercados de capital y atraer la experiencia internacional a los proyectos. Colombia puede basarse en la identificación de obras realizada en las actividades de planificación eléctrica para elaborar licitaciones con múltiples obras, lo cual ayudaría a lograr economías de escala al reducir los costos individuales de transacción de cada proyecto.
- Si bien el apoyo del gobierno es fundamental para el éxito del proyecto, principalmente para los proyectos de minirredes en zonas complejas, enfoques como el financiamiento en base a resultados o las licitaciones con subsidios mínimos pueden ayudar a catalizar inversiones privadas adicionales. En particular, juntar las subvenciones con adquisiciones competitivas puede ser el soporte para el descubrimiento de precios al brindar información sobre los generadores de costos en el mercado local.
- Existen varios fondos públicos diferentes que están disponibles para proyectos de energía renovable distribuida en zonas no interconectadas, pero la longitud y complejidad de los procedimientos para solicitar las subvenciones pueden desanimar su uso. Simplificar los procedimientos o crear una ventanilla única de atención para las solicitudes de subvención podría ayudar a ampliar el alcance de los recursos existentes.
- Las fuentes de financiamiento, tanto públicas como privadas, tienen un rol vital en el desarrollo de soluciones de energía renovable en el mercado fuera de la red de Colombia. Por lo tanto, las intervenciones deberían priorizar la movilización de un financiamiento adicional para cerrar la brecha financiera para las energías renovables distribuidas. Los enfoques de financiamiento combinado, tales como las garantías de crédito, pueden ayudar a movilizar estratégicamente los préstamos comerciales.

Parte I Desbloqueando la inversión privada para la energía renovable distribuida en las zonas no interconectadas de Colombia

Introducción

La energía renovable distribuida (ERD), como los sistemas solares fotovoltaicos (FV), ofrece nuevas oportunidades para proveer energía limpia a los hogares, la industria y los consumidores comerciales, independientemente de los sistemas centralizados. Estas instalaciones se encuentran cada vez más diseminadas, con 167 gigavatios (GW) de sistemas FV distribuidos, instalados a nivel mundial entre 2019 y 2021 (IEA, 2022^[1]).

Los sistemas de ERD pueden jugar un rol central en donde la expansión de la red eléctrica no es rentable, mejorando el acceso a la energía y la calidad del servicio, y aprovechando los recursos naturales disponibles. Existe un potencial renovable, en su gran mayoría sin explotar, en las zonas no interconectadas de Colombia, lo cual podría contribuir a alcanzar múltiples objetivos de desarrollo sostenible a través de fuentes locales de energía bajas en carbono. En zonas donde los servicios de energía eléctrica son deficientes o intermitentes, estas soluciones pueden ayudar a mejorar el acceso a saneamiento, servicios de salud, educación, y empleo productivo mientras reducen la contaminación local del aire y ruido vinculada con la generación de diésel. Al mismo tiempo, aumentar el uso de soluciones de energía renovable puede ayudar a aliviar los altos costos de suministro y transporte de combustibles fósiles, principalmente diésel, a lugares remotos o de difícil acceso.

El gobierno de Colombia ya ha dado varios pasos exitosos para impulsar nuevas inversiones en energía renovable en zonas no interconectadas. En 2019, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) del Ministerio de Minas y Energía publicó unos planes de expansión que describen el rol de las soluciones de energía renovable distribuida en la expansión de la cobertura eléctrica en las zonas no interconectadas del país. Más recientemente, se ha actualizado las normas de la tarifa eléctrica y los subsidios para mejorar la recuperación de los costos de operación y mantenimiento. Los efectos de estas políticas ya pueden visualizarse en la distribución de sistemas solares FV domiciliarios entre 2020 y 2022, los cuales han incrementado la capacidad de energía renovable en las zonas no interconectadas de 16 MW a 46 MW.

Aun así, el mercado renovable en zonas no interconectadas afronta varios desafíos, de los cuales resaltan los costos muy elevados para proveer servicios de energía eléctrica y conectar nuevos usuarios. Los nuevos modelos de negocio serán cruciales para reducir el costo de las tecnologías renovables, además de mejorar el acceso al financiamiento e inversión, continuar mejorando la calidad de los servicios de energía eléctrica de forma asequible, y lograr remplazar la generación actual de diésel.

1 Tendencias mundiales en la energía renovable distribuida

A nivel mundial, el costo de las tecnologías renovables está cayendo, creando nuevas oportunidades para las energías renovables distribuidas. Al mismo tiempo, los nuevos modelos de negocio y financiamiento están mejorando la accesibilidad y sostenibilidad de las soluciones de energía renovable fuera de la red y proporcionando nuevos canales para que los proveedores de tecnología y desarrolladores de proyectos de minirredes puedan acceder al financiamiento comercial. Estos modelos están ayudando a reducir los costos de las soluciones de energías renovables, tales como los sistemas solares FV independientes combinados con almacenamiento de batería o sistemas de energía renovable en minirredes híbridas, y pueden respaldar una mayor distribución en comunidades remotas o de difícil acceso, tales como las zonas no interconectadas de Colombia.

La energía renovable agarró fuerza en 2021

A finales de 2021, la capacidad total de energía renovable instalada a nivel mundial había superado los 3 000 GW de 257 GW de adición de capacidad. Es el décimo año consecutivo en el que las adiciones de energía renovable han superado a las no renovables a nivel mundial (IRENA, 2022^[2]). En 2021, la capacidad total de energía solar instalada también superó a la eólica por primera vez, alcanzando 849 GW para convertirse en la segunda mayor capacidad de energía renovable después de la energía hidráulica (IRENA, 2022^[2]). Se prevé que las adiciones anuales de capacidad solar FV alcancen entre 210 GW a 240 GW para 2027, lo cual representa el 60% de las adiciones totales de capacidad renovable al año (IEA, 2023^[3]). Si bien la energía solar a gran escala representa la mayor parte, los sistemas solares FV distribuidos han sido un importante impulsor de crecimiento, representando alrededor de un tercio del total de adiciones según el año (IEA, 2021^[4]) (IEA, 2023^[3]). En escenarios de crecimiento acelerado, las adiciones anuales de sistemas solares FV distribuidos alcanzarían casi 170 GW para 2027 (IEA, 2023^[3]).

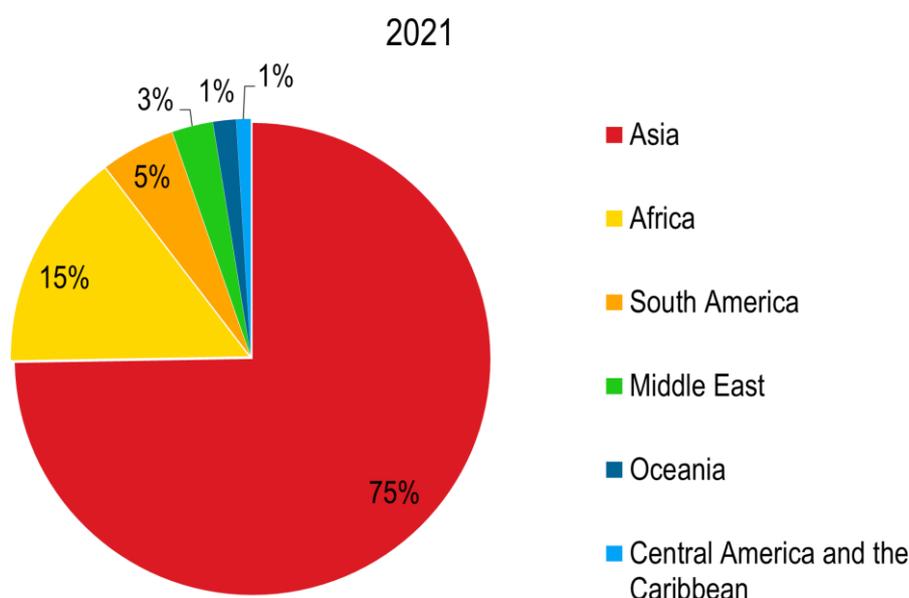
Los sistemas solares FV distribuidos y otras tecnologías de energía renovable que poseen la capacidad autónoma de satisfacer la demanda eléctrica a través de la generación local de electricidad, comúnmente llamados energía renovable distribuida (ERD), ofrecen nuevas oportunidades para proveer energía limpia a los hogares, la industria y los usuarios comerciales, independientemente de los sistemas centralizados (IRENA, 2015^[5]). Las capacidades pueden oscilar desde menos de un kilovatio (kW) en sistemas independientes y electrificación individual, hasta unos cuantos megavatios (MW) en edificios comerciales e industriales. También se usan sistemas de hasta 50 MW en minirredes, en modo híbrido con generadores diésel para ayudar a las comunidades rurales, edificios institucionales, y plantas y edificios comerciales/industriales (IRENA, 2015^[5]). También se puede utilizar la ERD en sistemas diseñados para usos productivos, tales como torres de telefonía, bombas de agua o alumbrado público (IRENA, 2015^[5]).

La energía solar FV, de biomasa, hidráulica, eólica y, en algunos casos, la energía geotérmica (en islas volcánicas principalmente) se utiliza en sistemas fuera de la red. Algunos tipos comunes de sistemas independientes e individuales de electrificación utilizados a muy pequeña escala incluyen microhidroeléctricas (100kW y 1 MW) y picohidroeléctricas (menos de 100 kW), plantas de biogás (menos

de 100 kW), y turbinas eólicas de pocos kW (100 kW). Gracias a la caída de los costos de capital y la mejora tecnológica de los sistemas de control, se puede diseñar minirredes renovables para incorporar múltiples recursos de energía distribuida, incluyendo, por ejemplo, una instalación solar FV dedicada y un almacenamiento de batería, pero también sistemas fotovoltaicos domiciliarios instalados en las residencias de los clientes (Bloomberg, 2020^[6]).

El uso de sistemas fuera de la red se da predominantemente en economías emergentes y en desarrollo. Por ejemplo, de los sistemas de energía renovable fuera de la red de 11 GW que fueron instalados a nivel mundial en 2021, tres cuartos se ubicaron en países en desarrollo de Asia (IRENA, 2022^[7]) (Figura 1.1). En particular, los sistemas solares FV fuera de la red han tenido un rol importante al suministrar y mantener el acceso a energía, con una capacidad instalada que ha crecido rápidamente durante la última década. Si bien se instaló 1 GW entre 2007 y 2013, esta cantidad se triplicó entre 2012 y 2018 con 3 GW instalados. Se espera que, de 2019 a 2024, la capacidad instalada adicional aumente más del doble, llegando a 5 GW (IEA, 2019^[8]). Para 2021 ya se habían instalado 4.9 GW de energía solar FV fuera de la red, lo que representa la mayor parte (45%) de la capacidad total de energía renovable instalada fuera de la red a nivel mundial. Otros 2 GW de capacidad fuera de la red estaban compuestos de energía hidráulica fuera de la red, y los 4 GW restantes eran una mezcla de diferentes tecnologías renovables (IRENA, 2022^[7]).

Figura 1.1. Desglose del total de sistemas de energía renovable fuera de la red instaladas a nivel mundial en 2021



Fuente: (IRENA, 2022^[7]) Estadísticas de Capacidad Renovable 2022

La energía renovable distribuida está mejorando los servicios de energía eléctrica en comunidades fuera de la red

Los motivos que impulsan la inversión en ERD y los beneficios posteriores que se pueden obtener van a depender del tipo de usuario. Por ejemplo, la ERD fuera de la red puede ser utilizada para proveer electricidad a comunidades que actualmente no tienen acceso a servicios modernos de energía. Asimismo, puede mejorar la independencia energética de las comunidades que dependen de fuentes de

energía ineficientes, costosas y contaminantes por unas pocas horas al día para sus actividades relacionadas a la luz, cocina, calentamiento y refrigeración.

En comunidades remotas, las soluciones fuera de la red asumen una función importante, otorgando acceso a la electricidad y mejorándolo. En muchos casos, la ampliación de la red principal resulta prohibitivamente caro y, en pequeños poblados donde la demanda de electricidad es limitada, no se puede recuperar los costos de infraestructura tan fácilmente a través del consumo de electricidad de los usuarios. Por el contrario, las energías renovables fuera de la red ofrecen soluciones de menor costo que se adaptan bien al tamaño y necesidad de las comunidades y pueden hacerse a medida para proveer diferentes niveles de servicios de energía eléctrica. Por ejemplo, los sistemas independientes pueden adaptarse bien a áreas con baja densidad poblacional, donde la demanda de electricidad empieza desde un nivel muy bajo (es decir, soluciones de iluminación). Las minirredes pueden ser una opción económicamente viable en zonas donde haya demanda y densidad poblacional suficientes como para ser comercialmente viable (es decir, lugares donde haya escuelas y negocios), pero donde los costos o barreras sean demasiado altas como para cumplir con la llegada oportuna de la red eléctrica nacional.

El Marco Multinivel (MM) del Banco Mundial provee un enfoque para observar la calidad de los servicios de energía eléctrica, los cuales pueden oscilar desde una simple iluminación durante algunas horas al día (Nivel 1), hasta al menos 23 horas de electricidad suficiente para energizar electrodomésticos de alta carga, tales como unidades de aire acondicionado y cocinas eléctricas (Bhatia and Angelou, 2015^[9]) (Cuadro 1.1).

Además, la ERD fuera de la red permite usos productivos que aumentan los ingresos y el bienestar de las comunidades locales, mejorando los procesos agrícolas y dando un mayor acceso a los servicios de salud y educación, entre otros. Esto se consigue satisfaciendo las necesidades energéticas de numerosos dispositivos dispersos que consumen electricidad en pequeña escala, incluyendo el bombeo de agua para riego, iluminación, sistemas de información y comunicación, refrigeración de vacunas y otras necesidades energéticas relacionadas con la salud. Se puede obtener ganancias económicas directas evitando una dependencia excesiva en el suministro de combustibles fósiles y su logística (p. ej., almacenamiento). Asimismo, ya no se necesitaría la costosa ampliación de las redes de distribución a lugares con pocas necesidades energéticas, y se podría proveer electricidad a partir de recursos de energía limpia y de bajo costo.

Al mismo tiempo, invertir en energía renovable a pequeña escala puede crear beneficios sociales y económicos significativos. Estos sistemas requieren mucha mano de obra en sus fases de diseño, instalación, operación y mantenimiento. Esto significa que la energía renovable a pequeña escala puede crear nuevas actividades económicas en toda la cadena de valor, lo cual requiere empleos mejor calificados y mejor pagados, mejorando así el bienestar de las sociedades que invierten en ellos.

Cuadro 1.1. Marco Multinivel (MM) del Banco Mundial

- El MM del Banco Mundial representa una iniciativa para desarrollar métricas y una base de datos para evaluar el acceso a la electricidad de forma no binaria. Redefine el acceso a la energía de una contabilidad tradicional que busca saber quién está o no conectado y quién cocina con o sin leña, a una métrica multidimensional que considera si los servicios de energía están disponibles cuando se les necesita, si son adecuados, confiables, de buena calidad, convenientes, asequibles, legales, sanos y seguros para todos.
- Desarrollado en el contexto de la iniciativa Energía Sostenible para Todos (SEforALL, por sus siglas en inglés), el MM apoya los esfuerzos para medir el progreso hacia el 7mo Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS7) de “garantizar el acceso a una energía asequible, confiable, sostenible y moderna para todos”.
- El acceso a la energía se mide en un espectro escalonado, desde el Nivel 0 (sin acceso) hasta el Nivel 5 (nivel más alto de acceso). Esto quiere decir que se evalúa la calidad de acceso en lugar de solo el acceso a cualquier fuente de electricidad. De acuerdo a la nueva definición, una conexión de red no significa necesariamente acceso a electricidad, ya que se consideran otros aspectos como la confiabilidad y asequibilidad, entre otros atributos.

Figura 1.2. Atributos del marco multinivel



Nota: vatio (W), vatios hora (Wh), kilovatio hora (kWh), horas (hrs), lumen hora por día (lmhr/día)

Fuente: (Bhatia and Angelou, 2015^[9]) *Beyond Connections: Energy Access Redefined*.

Los costos de la energía renovable y la tecnología que la habilita están disminuyendo

Las soluciones de energía renovable distribuida y fuera de la red, que pueden aprovechar los recursos de energía sostenible como la solar, eólica, bioenergía o residuos, ofrecen nuevas oportunidades económicas y sostenibles para mejorar los servicios de energía eléctrica limpia y asequible. Las innovaciones tecnológicas han contribuido a reducir los costos de producción y, al mismo tiempo, incrementar también la eficiencia de las tecnologías renovables distribuidas y los electrodomésticos relacionados. Esta reducción de costos sin precedentes en varias tecnologías de energía renovable, junto con las mejoras continuas en la tecnología de baterías, está aumentando la calidad y asequibilidad de las soluciones de sistemas distribuidos fuera de la red (IRENA, 2021^[10]).

La energía solar FV distribuida (especialmente para uso comercial y residencial) ha experimentado uno de los crecimientos más impresionantes, constituyendo casi un tercio de las adiciones de capacidad renovable a nivel mundial pronosticadas hasta 2027. Esto se debe en gran medida a los altos precios del gas natural, los cuales están elevando los recibos de electricidad (IEA, 2023^[3]). Además, la energía solar FV distribuida ya representa la mayor parte de la capacidad instalada de energía renovable fuera de la red, con un 4.9 GW del total de 11.2 GW instalados fuera de la red en 2021 (IRENA, 2022^[7]). La energía solar FV también muestra un crecimiento más acelerado que las demás energías renovables distribuidas fuera de la red (IEA, 2019^[8]).

El costo nivelado de los sistemas solares FV en azoteas disminuyó entre 46% y 85% entre 2010 y 2020, dependiendo del mercado. Los costos de los sistemas comerciales disminuyeron entre 69% y 88% en el mismo periodo. De forma similar, el costo de la generación de electricidad de los sistemas solares FV a gran escala disminuyó en un 82% entre 2010 y 2021. Esto redujo el costo promedio a menos de USD 5 centavos por kilovatio hora (kWh) en 2021, y fue impulsado por una tasa similar de disminución en costos de capital, así como un aumento en los factores de eficiencia y capacidad de los nuevos sistemas. Una variable indirecta de los sistemas solares FV distribuidos también puede ser los mayores costos de los sistemas FV residenciales en azoteas en comparación con los de gran escala (IRENA, 2022^[11]). Sin embargo, existe una gran desigualdad en los costos de los sistemas entre países. Por lo general, los países asiáticos en desarrollo tienen los sistemas más baratos, pero los costos siguen siendo relativamente más altos en ciertos países como Tailandia, lo cual se explica por la procedencia de los equipos y las disrupciones en la cadena de suministro.

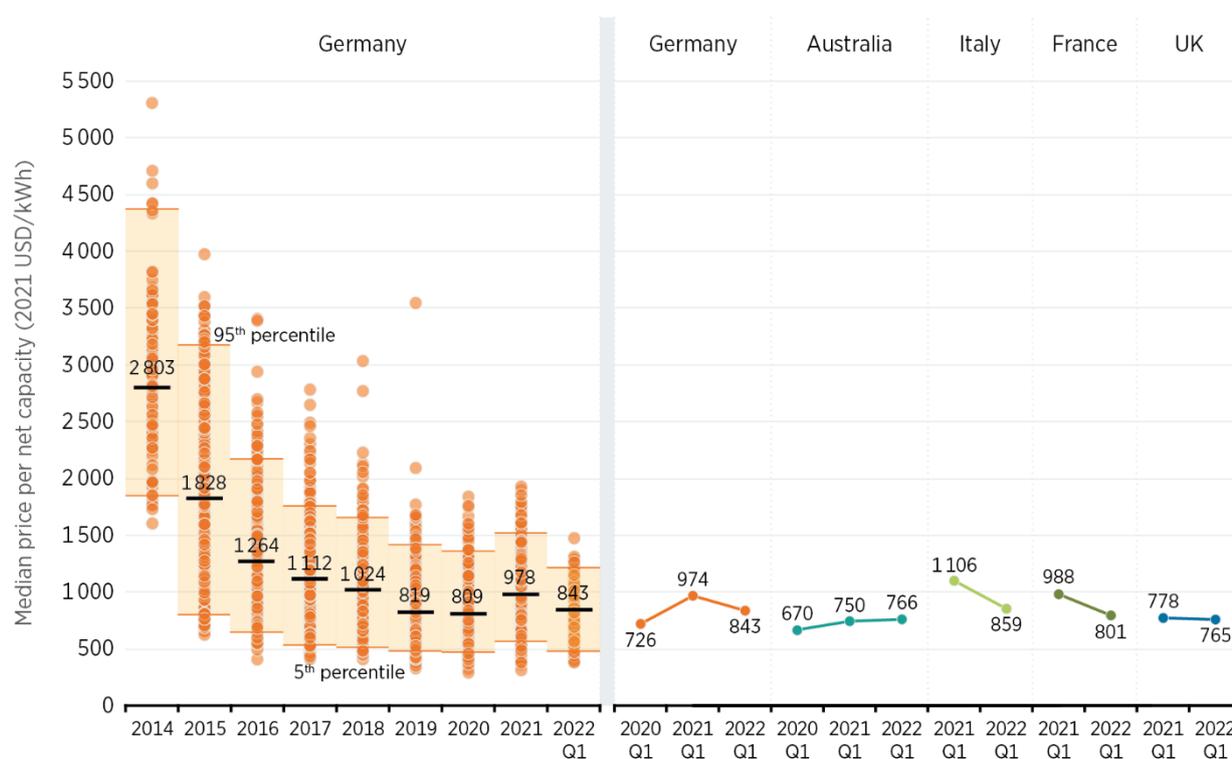
Al mismo tiempo, la caída del costo de los sistemas de almacenamiento está impulsando inversiones cada vez mayores. Las estimaciones muestran que, a fines de 2021, las inversiones en almacenamiento de energía detrás del medidor (*behind-the-meter*) alcanzaron un monto récord de USD 2.3 mil millones al año, pero aún es la mitad de los sistemas de almacenamiento de batería a escala de red (IEA, 2021^[12]). La razón principal de este crecimiento fue la caída de costos. Por ejemplo, los costos de los sistemas de batería residencial a pequeña escala en Alemania cayeron un 71% entre 2014 y 2020 (IRENA, 2021^[10]) (véase Figura 1.3). Esto es particularmente interesante para las soluciones fuera de la red, ya que se puede incrementar el rendimiento y los beneficios del sistema cuando se integran con sistemas de almacenamiento de energía. Normalmente se usa tanto las baterías de iones de litio como las de plomo ácido en los sistemas solares FV fuera de la red. La calidad de las baterías puede variar en ambas tecnologías. Las baterías de iones de litio tienden a ser más costosas, pero son más eficientes y flexibles al momento de almacenar energía por unidad de masa y tienen un ciclo de vida más largo en comparación con la tecnología convencional de plomo ácido.

En este contexto, el costo de las soluciones solares FV independientes y en minirredes basadas en batería solar está disminuyendo a un ritmo más rápido que los sistemas energizados por otras tecnologías renovables. Los costos de capital para minirredes solares híbridas en África y Asia han caído de USD 8000 a USD 3 900 por kW de potencia firme de 2010 a 2018, con estimaciones que indican que podría

caer a menos de USD 3 000 por kW de potencia firme para 2030 (ESMAP, 2019^[13]). Los sistemas solares híbridos combinan los sistemas solares FV con otras fuentes de energía, por lo general diésel. El uso de generadores diésel permite que la minired llene el vacío entre la carga y la energía generada por el sistema FV. El rendimiento del sistema se puede mejorar aún más con el almacenamiento de la batería.

Además, la caída del costo de otros componentes como inversores y medidores inteligentes ha mejorado la calidad del servicio que estas soluciones pueden brindar. También está mejorando la eficiencia de los electrodomésticos de Corriente Continua (CC), lo que amplía el número de electrodomésticos disponibles en el mercado fuera de la red. Anteriormente, los típicos electrodomésticos energizados con Corriente Alterna (CA) necesitaban invertir adicionalmente en inversores para convertir la energía de CC de la energía solar FV a CA.

Figura 1.3. Precios del sistema de batería residencial de iones de litio detrás del medidor en Alemania, Australia, Francia, Italia y el Reino Unido, 2014 – 1er trimestre de 2022



Fuente: (IRENA, 2022^[11]) Costos de generación de energía renovable en 2021

Las soluciones renovables fuera de la red se están volviendo más asequibles

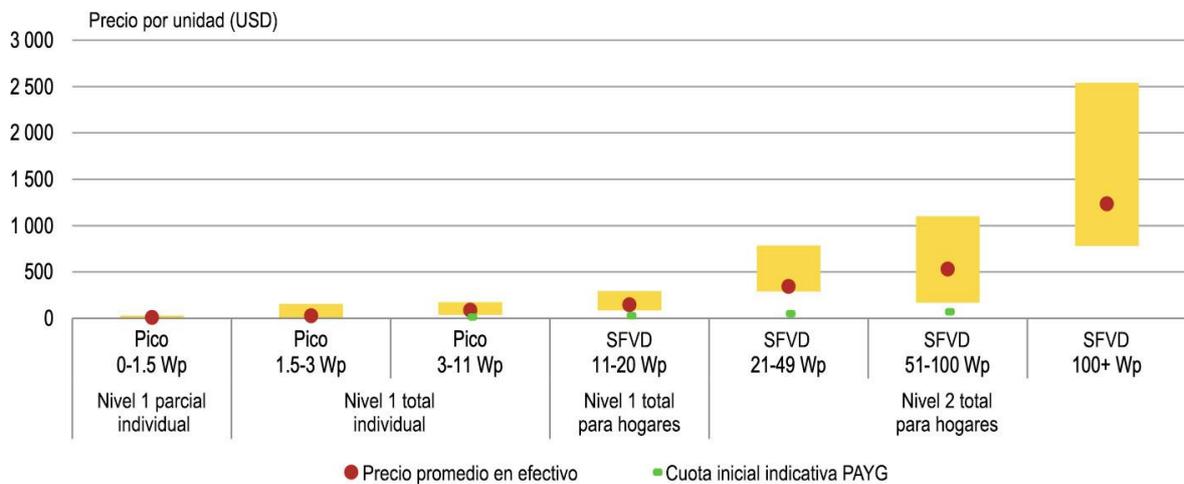
Los costos de los proyectos renovables fuera de la red son, por lo general, mucho más altos que las instalaciones solares FV simples. Dependiendo del país, la región y el tamaño de la instalación, los costos de adquisición e instalación de los sistemas pueden incrementar significativamente los costos generales. Esto está relacionado con las dificultades para acceder e instalar sistemas en áreas remotas, especialmente donde hay menos usuarios potenciales y donde las economías de escala son limitadas. Ya que los riesgos y costos son mayores, también hay menos instaladores que en áreas urbanas. Además, las incertidumbres del proyecto con respecto a la expansión de los sistemas solares FV a

consumidores de bajos recursos y bajo consumo de energía aumentan los riesgos del proyecto desde la perspectiva de los prestamistas e inversionistas y pueden elevar el costo del capital.

No obstante, los costos de la energía solar fuera de la red también están disminuyendo. El costo nivelado de energía (CNE) en 2018 para un sistema diésel de batería solar que abastecía eficientemente a más de 1 500 hogares costaba cerca de 55 centavos por kWh. Se predice que para 2030 caerá a 20 centavos por kWh (ESMAP, 2019^[13]). La reducción de costos está particularmente relacionada con la disminución de costos de capital, mayor uso de sistemas de gestión a control remoto, medidores inteligentes y herramientas de planificación de carteras geoespaciales, así como el aumento esperado en los usos productivos de electricidad durante el día. Las herramientas de planificación de carteras geoespaciales pueden reducir significativamente los costos de preparación previa de USD 30 000 a USD 2 300 por obra (ESMAP, 2019^[13]).

Para la energía solar fuera de la red, ahora hay una gran variedad de productos disponibles a diferentes precios dependiendo de la necesidad del usuario. Como era de esperarse, los sistemas fotovoltaicos domiciliarios que proveen un mayor nivel de acceso a la electricidad tienden a costar más, especialmente debido al costo de almacenamiento de la batería, el cual permite usar electrodomésticos que consumen mucha energía. Por otro lado, los sistemas pico, que son dispositivos a pequeña escala que contribuyen a mejorar la iluminación y posiblemente a cargar el celular por unas horas, son mucho menos costosos (Figura 1.4). Asimismo, existe una gran variación de precios entre los tamaños del sistema vinculada al proveedor, la tecnología utilizada y otros costos añadidos por las políticas de impuestos e importación. Los estándares de calidad pueden elevar bastante los costos, ya que los precios aumentan para los componentes que han pasado por un control de calidad y disponen de garantías.

Figura 1.4. Rangos globales de precios indicativos de productos pico y SFVD por voltaje y nivel del MM



Notas: Potencia de voltaje (Wp), sistema fotovoltaico domiciliario (SFVD), marco multinivel (MM), pago inmediato (PAYG, por sus siglas en inglés)

Fuente: (IFC, 2020^[14]) *Off-grid Solar Market Trends Report 2020*

Las inversiones para acceder a la energía moderna universal deben aumentar

El mercado fuera de la red ya ha atraído niveles significativos de inversión. En 2020, el mercado de soluciones solares individuales atrajo una inversión de capital acumulada de USD 1.5 mil millones, con un estimado de 180 millones de unidades vendidas (IFC, 2020^[14]). Para 2019, se habían desarrollado al menos 19 000 minirredes que dan acceso a 47 millones de personas en 134 países, lo cual representa

un estimado total de inversión de USD 28 mil millones. Entre 2010 y 2020, la tasa global de acceso a electricidad aumentó de 83% a 91%. En el mismo periodo, el número de personas sin acceso a electricidad se redujo de 1.2 mil millones a 733 millones.

El desarrollo se está acelerando. Entre 2014 y 2018, se construyó el doble de minirredes solares híbridas que las construidas entre 2009 y 2013. De cara al futuro, se planea más de 7 500 minirredes en los siguientes años para conectar 27 millones de personas, mayormente en África, con una inversión de USD 12 mil millones (ESMAP, 2019^[13]).

A pesar de este progreso, se debe priorizar los esfuerzos por alcanzar un acceso asequible a energía limpia conforme al Objetivo de Desarrollo Sostenible 7. Las proyecciones sugieren que el ritmo de la electrificación se ha desacelerado y que el mundo alcanzará solo un 92% de electrificación para 2030. Esto se debe en parte a lo complejo de llegar a las comunidades del último tramo, las cuales son cada vez más remotas y difíciles de acceder. Los impactos sin precedentes de la pandemia de COVID-19 han ralentizado aún más el avance (World Bank, 2022^[15]).

Al mismo tiempo, es vital continuar incrementando la calidad de los servicios de energía eléctrica a las comunidades que ya tienen acceso a esta, pasando de una iluminación de Nivel 1 a Nivel 3, Nivel 4 y Nivel 5, lo cual a su vez permite un mayor uso de electrodomésticos para refrigerar, cocinar, calentar y enfriar por más horas durante el día y la noche. De hecho, a nivel mundial aún hay 2.5 mil millones de personas que dependen de la biomasa sólida, el kerosene o el carbón como su combustible principal para cocinar, lo cual tiene un impacto tanto en la salud humana como en las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) (IEA, 2022^[16]).

Para lograr el acceso universal y mantener el desarrollo alineado con la ruta hacia las cero emisiones, se requiere mucha más inversión en soluciones renovables para las comunidades fuera de la red. El alcance del desafío depende en gran medida del nivel de los servicios de energía eléctrica que se brinde, así como los medios de electrificación. Cada una de las soluciones renovables distribuidas (incluyendo las soluciones independientes y minirredes) y las ampliaciones de red tendrá diferentes roles que desempeñar para dar acceso a los servicios energéticos modernos.

El Banco Mundial estima que se necesita un financiamiento adicional de USD 6.6 a 11 mil millones para proveer productos solares independientes de Nivel 1 como fuente principal de electricidad a 617 millones de personas. Esto daría acceso a iluminación básica, carga celular o una radio por algunas horas al día (Cuadro 1.1). Esto se prevé junto con la electrificación por medio del despliegue continuo de minirredes y extensiones de red, que darían acceso hasta el Nivel 5, permitiendo a la larga el acceso total a la electricidad. Del financiamiento estimado que se necesita, se calcula que son necesarios de USD 6.1 a 7.7 mil millones de inversión externa en empresas solares fuera de la red y hasta USD 3.4 mil millones en subsidios públicos para cerrar la brecha de asequibilidad (IFC, 2020^[14]). Con respecto a la electrificación a través de minirredes híbridas, otro estudio del Banco Mundial también ha estimado que se necesitarían más de 210 000 minirredes para llegar a 490 millones de personas para 2030, lo que representa una inversión de USD 220 mil millones (ESMAP, 2019^[13]).

Las inversiones acumuladas de USD 13.6 mil millones que se monitorearon para 2019 apuntan a una brecha significativa que necesita cerrarse.¹ Los flujos de financiamiento para el acceso a la electricidad también permanecen muy por debajo de lo requerido. Los datos más recientes sobre los flujos de financiamiento de fuentes públicas, privadas, internacionales y nacionales muestran que el 2019 marcó

¹ Esto incluye datos específicos de los países de Angola, República Democrática del Congo, Etiopía, Kenia, Mozambique, Nigeria, Tanzania e India, así como los datos acumulados de todos los países de África subsahariana, excepto Sudáfrica, y los datos acumulados de países asiáticos en desarrollo basados en Bangladesh, Myanmar y Pakistán.

una baja de tres años con USD 31.9 mil millones en 20 países que representan el 80% del déficit de acceso a la electrificación (SEforALL, 2021^[17]).

Los modelos de entrega de proyectos para las minirredes y soluciones independientes están evolucionando rápidamente

Las energías renovables distribuidas en zonas fuera de la red se desarrollan bajo distintos modelos de negocio y entrega de proyecto, los cuales difieren significativamente para las minirredes y la energía solar fuera de la red.

Las minirredes se adaptan mejor a comunidades densamente pobladas, donde se puede recuperar los costos de instalación, operación y mantenimiento de estos sistemas mediante el uso de energía por parte de los consumidores. Existen varios modelos de negocio, pero no ha surgido ningún modelo comprobado cuyo despliegue pueda liderar el sector privado. Esto refleja los distintos contextos en los que se han implementado las minirredes. En efecto, los sistemas de minirred construidos en los últimos 100 años generalmente eran sistemas aislados de diésel o energía hidroeléctrica de pequeña escala, desarrollados ya sea por el gobierno, las comunidades locales o los empresarios para proveer electricidad a las comunidades en áreas remotas.

Hoy en día existen muchos modelos de entrega, incluyendo el modelo de construcción, posesión y operación, así como varias formas de asociaciones público-privadas. Hay varios enfoques distintos que también apuntan a la iniciación del proyecto, por ejemplo, a través de la identificación e implementación de obras donadas con socios, licitaciones y subastas inversas (NREL, 2018^[18]). Los sistemas híbridos renovables modernos, que incorporan tecnologías como la energía FV y el almacenamiento de energía de batería, suelen involucrar inversionistas no locales quienes traen consigo su experiencia técnica y proveedores tecnológicos extranjeros. Los modelos de negocio para estos dependen principalmente de la propiedad, operación, tamaño del proyecto, objetivo del cliente y tecnología (Bloomberg, 2020^[6]).

Ahora los programas piloto utilizan la agregación de minirredes para atraer inversiones. Una forma de agregación es la agrupación operativa, bajo un mismo desarrollador, de proyectos que tengan un modelo de negocio, área geográfica, tecnología o tipo de consumidor similares. Esto puede ayudar a reducir los costos de desarrollo y operación (p. ej., mantenimiento y combustible) por medio de economías de escala y diluir el impacto de los riesgos específicos del proyecto. Otra forma de agregación es la agrupación financiera, que es la agregación de proyectos en una cartera para atraer más financiamiento e inversión privada por ser de un tamaño mayor y reducir los riesgos de la cartera (NREL, 2018^[18]).

Además, los modelos de propiedad comunitaria están empezando a surgir. Estos son modelos para la propiedad y gestión colectiva de la ERD, donde los participantes individuales pueden poseer activos con niveles de inversión más bajos por medio de costos compartidos (Cuadro 1.2).

Cuadro 1.2. Modelos de propiedad comunitaria

Los proyectos de propiedad comunitaria varían en tamaño, pero tienden a ser entre 5 kW y 5 MW, y a menudo son plantas solares FV, eólicos o de biomasa. Estos proyectos se desarrollan para satisfacer las necesidades eléctricas de la comunidad local, y cualquier electricidad adicional que se genere puede venderse a terceros o almacenarse para ser utilizada después en caso cuenten con baterías. Bajo un modelo de propiedad comunitaria, las partes interesadas a nivel local son dueñas de la mayor parte del proyecto y retienen la mayoría de votos. Por lo tanto, la comunidad local se beneficia de la mayoría de los beneficios socioeconómicos del proyecto.

Al implementar el proyecto como comunidad, los consumidores pueden optar por un proyecto de mayor tamaño o sumar la demanda para poder permitir compras en lote de sistemas pequeños. La agregación de la demanda puede ayudar a las comunidades a negociar mejores precios con los instaladores, desarrolladores del proyecto y proveedores de equipos, reduciendo así la inversión inicial que se requiere de los miembros de la comunidad. Por ejemplo, un almacenamiento comunitario de batería otorga mayores ventajas económicas que el almacenamiento doméstico, ya que los costos por kWh disminuyen conforme aumenta el tamaño de la batería.

Al reducir la inversión inicial, estos modelos pueden ayudar a que las comunidades rurales accedan a energías renovables a costos menores. Al mismo tiempo, la propiedad comunitaria se puede implementar junto con métodos de pago flexibles, tales como los modelos de pago inmediato, ampliando el acceso a la población con menos recursos. Además, estos proyectos pueden mejorar los medios de vida al permitir usos productivos, tales como el procesamiento agrícola, almacenamiento en frío, riego o apoyo a una mayor productividad entre las microempresas.

Fuente: (IRENA, 2020^[19])

Para las soluciones solares independientes, las ventas en efectivo han sido la columna vertebral de la industria, constituyendo más de tres cuartos de las ventas unitarias en 2020. Esto puede explicarse debido al número de productos pico vendidos, que representaron más del 80% de los 180 millones de unidades vendidas al 2020 (IFC, 2020^[14]). Los productos pico, que son dispositivos de pequeña escala que contribuyen a una mejor iluminación, a menudo están por debajo del acceso de Nivel 1 (Bhatia and Angelou, 2015^[9]). Estas unidades ahora son competitivas y cuentan con una multitud de proveedores de tecnología, lo cual brinda a los usuarios soluciones de iluminación muy asequibles. Con una mayor competencia en el mercado, los productos pico se están vendiendo a precios cada vez menores, y los proveedores perciben márgenes menores. Por lo tanto, las empresas están optando por el mercado de sistemas fotovoltaicos domiciliarios de pago inmediato (PAYG) (Cuadro 1.3). Este enfoque permite la venta de electrodomésticos con márgenes mayores, dado el potencial del PAYG para aumentar la asequibilidad de sistemas más grandes y electrodomésticos conectados, como ventiladores, televisores y refrigeradoras (IFC, 2020^[14]).

Cuadro 1.3. Modelos de pago inmediato (PAYG)

Los proveedores de servicios de energía pueden ofrecer PAYG con servicios de suministro de energía que van desde el Nivel 1, que solo incluiría la iluminación y carga telefónica, hasta el Nivel 5, que podría energizar a múltiples electrodomésticos durante el día.

Los modelos de PAYG incluyen una combinación de reglas de pago y planes de propiedad y financiamiento. En particular, esto puede incluir:

- Modelos de arrendamiento con opción a compra, también conocido como modelo de “financiamiento al consumidor minorista”
- Modelo de pago basado en el uso, o modelo de “microutilidad”

En los modelos de arrendamiento con opción a compra, el consumidor paga por el sistema fotovoltaico domiciliario en pequeñas cuotas. Esto normalmente puede tomar entre uno a tres años. Por ejemplo, una solución solar independiente, que puede dar acceso al Nivel 1 (iluminar focos, encender radios y cargar teléfonos celulares) puede costar aproximadamente USD 150. Los sistemas solares FV con baterías que pueden dar acceso al Nivel 4 (energiza electrodomésticos grandes como refrigeradoras que requieren de corriente ininterrumpida) pueden llegar a costar USD 1 000. Los clientes pueden pagar en cuotas de seis meses a tres años. En caso de no pagar, el proveedor del servicio de energía podrá reclamar el equipo. La mayoría de los sistemas FV que se proveen bajo el PAYG operan utilizando un modelo de arrendamiento con opción a compra.

En los modelos de pago basados en el uso, el cliente paga por adelantado el suministro de luz (en kilovatios hora) cargando dinero a un medidor prepago. El cliente puede entonces utilizar el monto de electricidad que corresponda al monto de dinero pagado. Una vez consumido, el sistema solar FV se puede apagar automáticamente a través de un sistema de control manejado remotamente hasta que se realice el siguiente pago. Bajo esta modalidad, el cliente nunca es dueño del sistema y solo consume la electricidad generada.

Se pueden implementar los modelos de PAYG en los hogares o comunidades más amplias. Aunque el PAYG es más común en sistemas fotovoltaicos domiciliarios y sistemas solares FV independientes, también se puede implementar como una solución de microrred para proveer servicios de suministro eléctrico a las comunidades.

Fuente: (IRENA, 2020^[20])

En las comunidades rurales de bajos recursos en países en desarrollo, los sistemas solares FV a menudo son totalmente subsidiados por el gobierno. En otros modelos, como en Colombia, el gobierno o las empresas de servicios públicos adquieren sistemas fotovoltaicos domiciliarios comprando al por mayor de proveedores de tecnología para así brindar servicios de energía a los usuarios finales bajo un modelo de pago basado en el uso (véase por ejemplo el caso de Kingo, un sistema fotovoltaico domiciliario y proveedor de electrodomésticos en Colombia en el Cuadro 3.1).

El mercado de sistemas solares independientes ha tomado fuerza en los últimos años, alcanzado una facturación anual de mercado de USD 1.75 mil millones en 2020, frente a USD 1 mil millones en 2017. La rápida aceptación del mercado durante los últimos años ha sido impulsada por electrodomésticos más costosos habilitados para el PAYG, como ventiladores y televisores (IFC, 2020^[14]). La oportunidad de mercado acumulada en televisores, ventiladores y refrigeradoras, que representa el valor de venta a los

hogares si el financiamiento estuviera disponible, se estimó en USD 12.6 mil millones a nivel mundial en 2019 y podría aumentar a USD 25.3 mil millones en 2030 (Efficiency for Access, 2019^[21])

Los usos productivos que apalancan las tecnologías renovables representan una oportunidad emergente para el sector renovable fuera de la red. Varios electrodomésticos que funcionan con energía solar, tales como bombas de agua solares, almacenamiento en frío para aplicaciones agrícolas o refrigeración pueden aumentar la productividad de los pequeños negocios (IFC, 2020^[14]). Este mercado todavía depende en gran medida del apoyo del gobierno, pero existe una creciente oportunidad comercial. Solo en África subsahariana, el valor de las ventas a las empresas si el financiamiento estuviera disponible sería de USD 11.3 mil millones (IFC, 2020^[14]).

Ahora están emergiendo nuevos modelos de negocio que van más allá de los servicios de energía, utilizando los datos recabados a través de las plataformas de PAYG para evaluar la solvencia y vender productos nuevos, como préstamos a pequeñas empresas o microseguros. En estos modelos de negocios, la inteligencia artificial y el Internet de las Cosas continuarán incrementando la eficiencia operativa, mejorando la gestión de datos y el servicio al cliente, y proporcionando un monitoreo y control remotos sobre los sistemas solares FV y los electrodomésticos habilitados (IFC, 2020^[14]).

Los marcos regulatorios y de políticas de apoyo son fundamentales para facilitar la inversión

Se necesitan normas y políticas de apoyo para habilitar los modelos de negocio de energía renovable y mejorar la asequibilidad de las tecnologías.

Para los proyectos conectados a la red, la adopción de sistemas de energía renovable a pequeña escala ha sido impulsada en gran medida por los marcos regulatorios vigentes, los cuales pueden incluir disposiciones para el autoconsumo, medición neta, facturación neta, tarifas de alimentación, primas de alimentación y, en algunos casos, subastas. La viabilidad de estas opciones depende de la tarifa a la cual se puede vender la electricidad a la red, así como las tarifas minoristas, es decir, la tarifa a la que se compra la electricidad de la red.

La habilitación de estos modelos dependerá de tarifas de electricidad adecuadas (incluyendo tarifas mejoradas por tiempo de uso que puedan permitir una respuesta a la demanda, cambiando la demanda cuando haya grandes salidas de energía renovable) (Poudineh, Mukherjee and Elizondo, 2021^[22]). Los enfoques voluntarios, tales como las tarifas verdes (prima verde sobre las tarifas estándar para la adquisición de energía renovable) y modelos de abastecimiento corporativo complementan los marcos regulatorios. Los certificados de origen, los contratos de compraventa de energía (PPA, por sus siglas en inglés) y los programas de adquisición verde son los instrumentos comunes de abastecimiento corporativo utilizados hasta ahora.

En los mercados fuera de la red, las políticas y los marcos de apoyo son aún más críticos para reducir los costos y riesgos de los inversionistas. Tanto para las soluciones independientes como para las minirredes, los programas nacionales, incentivos financieros, estándares y requerimientos de calidad son elementos fundamentales para movilizar la inversión. Dada la sensibilidad a los precios de los usuarios finales del sistema solar FV independiente, los gobiernos están distribuyendo cada vez más incentivos fiscales para reducir los costos. Por ejemplo, en Bangladesh, los paneles y módulos solares están exentos del impuesto sobre el valor añadido (IVA) desde 2018 y, en Nigeria, los componentes de la energía solar fuera de la red, como los módulos FV, baterías e inversores, se encuentran exentos de aranceles e impuestos (IFC, 2020^[14]). Para las minirredes, los marcos legales especializados en operaciones de minirredes y la capacidad de cobrar tarifas rentables son particularmente importantes para reducir los riesgos y costos (ESMAP, 2021^[23]).

La recuperación de costos por medio de tarifas es un factor crucial en la decisión de invertir en cualquier tipo de desarrollo de proyectos de energía renovable distribuida. Los consumidores residenciales fuera de la red se caracterizan generalmente por venir de segmentos de la población con bajos recursos, quienes por consiguiente tienen perfiles inciertos de demanda de energía y poca capacidad para pagar los servicios de energía eléctrica. Bajo estas condiciones, las tarifas deben cumplir con el doble objetivo de recuperar costos y acceder a energía. En economías emergentes y en desarrollo, las soluciones renovables distribuidas con mayor intensidad de capital, tales como los sistemas solares de minirredes, pueden requerir a menudo algún tipo de subvención que cierre la brecha, ya sea en la forma de un subsidio tarifario, un subsidio de costos del capital, o una combinación de ambos.

Aun así, las complejas negociaciones de adquisiciones y tarifas para minirredes pueden causar retrasos en el desarrollo del proyecto y una incertidumbre en la recuperación de costos. Esto aumenta entonces los costos de desarrollo del proyecto, afectando los costos del capital, ya que los inversionistas requieren tasas de interés más altas para compensar los riesgos. Un conjunto integral de normas puede ayudar a reducir el riesgo del desarrollador y reducir el tiempo necesario para el desarrollo del proyecto. En Nigeria, por ejemplo, se ha desarrollado una norma específica para la concesión de licencias, el establecimiento de tarifas minoristas y una compensación por la llegada anticipada de la red principal, lo cual ayuda a crear un entorno de inversión predecible (ESMAP, 2019^[13]).

Para seguir el ritmo de los mercados que evolucionan rápidamente, los marcos facilitadores necesitan ser flexibles. Los nuevos modelos de negocio y financiamiento se están volviendo facilitadores cruciales para una mayor inversión en energía renovable distribuida, incluyendo el PAYG, el financiamiento al consumidor y la agregación de proyectos, por nombrar algunos. Además, dada la creciente importancia de las soluciones de PAYG pagadas por medio de teléfonos celulares, así como el uso emergente de la inteligencia artificial y el IdC, las normas del sector digital y financiero en torno a los servicios de pago móvil y pago digital serán esenciales para el sector fuera de la red (IFC, 2020^[14]).

Varios modelos financieros han apoyado la expansión de soluciones independientes y de minirredes

Históricamente, el sector ERD fuera de la red ha dependido en gran medida del financiamiento del desarrollo, aunque el mercado de sistemas solares FV independientes está experimentando una madurez cada vez mayor.

A la fecha, la sostenibilidad financiera de las minirredes en lugares remotos ha dependido en gran medida de subvenciones, subsidios, capital semilla y préstamos concesionales. Desde 2007, las instituciones financieras de desarrollo (IFD), fondos públicos, agencias donantes, inversionistas de impacto y fundaciones, los cuales pertenecen al Grupo de financistas de minirredes, han aprobado USD 2.07 mil millones destinados a ayudar a los desarrolladores privados de minirredes y brindar asistencia técnica al gobierno para fortalecer las normas y políticas (ESMAP, 2019^[13]).

Los principales tipos de estructuras de financiamiento para el mercado de minirredes son subvenciones que se pagan por adelantado junto con el capital del desarrollador; subvenciones de financiamiento basado en resultados que cierran la brecha de viabilidad para el capital del desarrollador y la deuda comercial; y proyectos financiados por el estado bajo asociaciones público-privadas (APP) donde el gobierno invierte capital por adelantado (Bloomberg, 2020^[6]). El involucramiento del sector público o las instituciones de desarrollo en estos modelos ha sido fundamental para superar los riesgos reales y percibidos en el mercado de minirredes, por ejemplo, con respecto a la incertidumbre normativa o la falta de datos históricos sobre la demanda energética del consumidor.

Si bien el mercado privado de minirredes es relativamente inmaduro, están surgiendo nuevos enfoques de financiamiento privado. Estos incluyen financiamiento de proyectos agregados y uso de bonos

convertibles, aunque solo se han visto pocos casos de este último (Bloomberg, 2020^[6]). Desde 2018, están empezando a entrar al mercado los financistas estratégicos que incluyen las grandes petroleras, casas comerciales y empresas de capital de riesgo. Algunas empresas de préstamos, como SunFunder, han proporcionado financiamiento comercial. Aun así, tanto los prestamistas comerciales como los financistas estratégicos tienden a interactuar en el sector de minirredes, donde también hay apoyo de socios para el desarrollo o el sector público (ESMAP, 2019^[13]).

Por el contrario, el mercado para sistemas solares independientes está madurando, lo que se demuestra con préstamos e inversiones más grandes. Ahora existen varias generaciones de proveedores de tecnología solar. Entre estos, los primeros en el mercado se beneficiaron de mayores niveles de capital por parte de los inversionistas de impacto y fondos de capital de riesgo para hacer crecer sus negocios. Desde 2015, ha habido más préstamos disponible por parte de las IFD y empresas de préstamos especializadas, tales como SunFunder y SIMA, y plataformas de *crowdfunding* (microfinanciamiento colectivo) como Trine, lo que permitió que estas primeras empresas crecieran rápidamente (Figura 1.5).

Figura 1.5. Capital total recaudado para soluciones solares individuales



Notas: Dólares americanos (USD)

Fuente: (GOGLA, 2022^[24]) Datos de inversión – Capital total recaudado y combinación del financiamiento

Esta tendencia ha llevado a una concentración de la inversión entre los 10 primeros beneficiarios, quienes han recibido el 78% del total invertido. Estos son Zola Electric, D. light, M Kopa Solar, BBox, Mobisol, Nova Lumos, Greenlight Planet, Azuril Technologies, Kingo y Solar Now. Para estas empresas, los inversionistas de impacto y los fondos de capital de riesgo han sido fundamentales para respaldar el desarrollo inicial del sector, pero las limitaciones del financiamiento ahora están disminuyendo su influencia en el sector (IFC, 2020^[14]).

A las nuevas empresas les resulta más difícil igualar el crecimiento de sus predecesores, ya que ahora la disponibilidad de capital y subvenciones es limitada. Como las grandes cantidades de capital de riesgo e inversiones de impacto están comprometidas en la primera generación de empresas, estas nuevas entidades ahora priorizan la deuda como el medio para realizar inversiones catalizadoras en empresas fuera de la red. El *crowdfunding* también está cerrando esta brecha, especialmente a través de préstamos comerciales entre pares para inversiones más pequeñas. Esto consiste principalmente en dar capital a empresas más jóvenes que no pueden acceder a una deuda tradicional, aunque esta tendencia también está creciendo en empresas más grandes. Al mismo tiempo, las empresas de préstamos especializadas se están volviendo más influyentes. Sus mandatos de impacto específicos para apoyar el acceso a energía limpia les han ayudado a desarrollar la experiencia requerida para evaluar los riesgos crediticios de los desarrolladores de energías renovables y gestionar inversiones más pequeñas (IFC, 2020^[14]).

Las IFD ahora están priorizando las líneas de crédito y los fondos para apoyar la energía solar fuera de la red, cada vez con más préstamos directos en moneda local. La deuda comercial local ha permanecido limitada hasta la fecha debido a la falta de experiencia y capacidad para lidiar con los modelos de negocio fuera de la red. Por lo tanto, las IFD pueden tener un papel estratégico eliminando los riesgos de los proyectos y compartiendo experiencia técnica en el mercado fuera de la red para atraer financiamiento comercial. Para el sector, es especialmente beneficioso movilizar el financiamiento en moneda local, ya que puede ayudar a evitar que los proveedores de energía solar fuera de la red se expongan a riesgos adicionales por las fluctuaciones cambiarias (IFC, 2020^[14]).

Los acuerdos de financiamiento combinado, que utilizan fondos de desarrollo para movilizar capital privado, están siendo cada vez más reconocidos por su potencial para apoyar los mercados de ERD. Con una pequeña cantidad de financiamiento para el desarrollo, se puede diseñar intervenciones para superar las barreras de proyectos e inversiones y movilizar el capital privado. El financiamiento combinado puede, por ejemplo, respaldar los modelos de titularización por medio de subvenciones y garantías (OECD, 2022^[25]).

2 Tendencias recientes de la energía renovable distribuida en las zonas no interconectadas de Colombia

Colombia tiene un alto nivel de electrificación que alcanza el 98.2% de su población, con 51 millones de habitantes en 2020 (UPME, 2021^[26]). El acceso a la electricidad es particularmente alto en las áreas urbanas (99%), pero cae a 86% en las zonas rurales (Garces et al., 2021^[27]). Las partes del país conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) tienen las tasas de electrificación más altas, aunque en algunas zonas rurales dentro del territorio del SIN se tiene poco o ningún acceso.

Si bien solo el 4% de la población vive fuera del alcance del sistema interconectado nacional, las zonas no interconectadas (ZNI) cubren apenas poco más de la mitad del territorio nacional (52%). En estas zonas, los desafíos técnicos, financieros y ambientales han creado barreras para la expansión de la infraestructura de transmisión y distribución. En algunos casos, estos desafíos son el legado del conflicto social. En 2022, alrededor de 250 mil “usuarios”, que incluyen hogares y edificios públicos y privados como las escuelas, tuvieron acceso a los servicios de energía eléctrica a través de redes locales pequeñas o soluciones independientes (IPSE, 2022^[28]). Los 450 mil usuarios restantes aún no tienen acceso a esta electricidad.

Casi un 90% del territorio de ZNI está compuesto por zonas rurales escasamente pobladas. En 1999, se registró que la densidad de población promedio en el territorio era de 3 habitantes por kilómetro cuadrado (DNP, 1999^[29]). La generación diésel suministra la mayor parte de la electricidad en estas zonas en forma de generadores independientes. En ciudades y pueblos más densamente poblados, a menudo se utilizan redes aisladas y centrales eléctricas de diésel (Garces et al., 2021^[27]). Si bien su porcentaje está disminuyendo gracias a la penetración de energías renovables, en 2022 el diésel aún representaba el 85% de la generación de electricidad en las ZNI (IPSE, 2022^[28]). Existe, por ende, una alta dependencia en combustibles fósiles, los cuales deben recorrer largas distancias antes de llegar al usuario final, cuyo costo es subsidiado en gran parte por el Estado. Las soluciones renovables distribuidas ofrecen la oportunidad de aprovechar los abundantes recursos energéticos locales de las ZNI, incluyendo la energía solar, eólica, bioenergía o residuos, y pueden ofrecer nuevas oportunidades económicas y sostenibles para mejorar la cobertura y calidad del servicio de energía eléctrica.

Colombia tiene un mercado energético competitivo dominado en su mayoría por la energía hidráulica

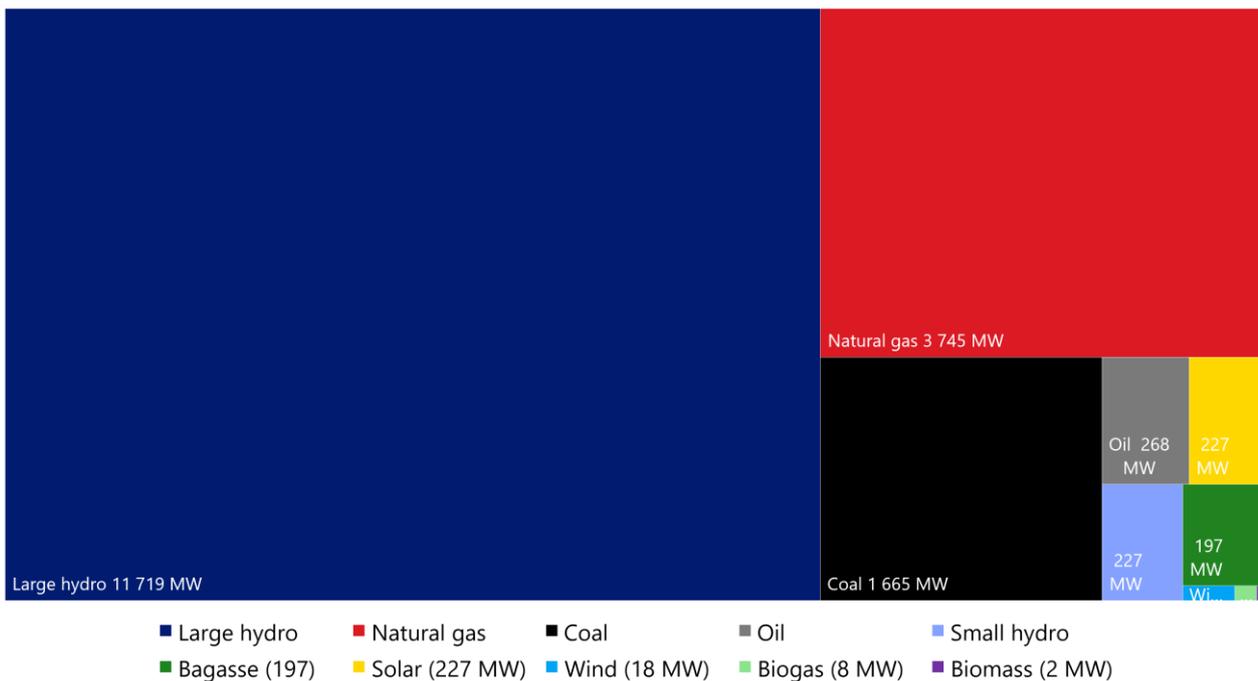
Desde principios de la década de 1990, ha habido una reestructuración significativa del mercado de la electricidad, cuya prioridad ha sido mejorar el acceso al suministro de electricidad de forma confiable y asequible. La Ley 142 de 1994 (posteriormente modificada por la Ley 689 de 2001) y la Ley 143 de 1994 establecieron el régimen para los servicios públicos básicos, comisiones reguladoras, normas y estándares de competencia en el mercado, los cuales apoyan la inversión privada en la capacidad de

generación de energía. Dichas reformas llevaron a Colombia hacia un mercado energético liberalizado, caracterizado por una generación, transmisión, distribución y comercialización desagregadas.

En 2022, Colombia tenía alrededor de 18 GW de capacidad instalada de generación de energía conectada a la red nacional (IEA, 2022^[30]). Los abundantes recursos hídricos han desempeñado un papel fundamental en el desarrollo del sistema eléctrico de bajo costo en Colombia, donde la energía hidráulica a gran escala representa casi dos tercios de la capacidad total instalada (Figura 2.1). Esto se ve reflejado en la intensidad de carbono del sector, la cual tuvo un promedio de alrededor de 160 gramos de CO₂ por kWh (gCO₂/kWh) durante las dos últimas décadas, en comparación con el promedio mundial de cerca de 475 gCO₂/kWh en 2018 (IEA, 2019^[31]).

Sin embargo, los fenómenos meteorológicos extremos vinculados al fenómeno de El Niño y La Niña, que pueden causar sequías prolongadas e inundaciones extremas, respectivamente, han tenido un impacto negativo en la producción de energía hidroeléctrica. En los años de baja disponibilidad de energía hidroeléctrica, aumenta la generación de energía del carbón, petróleo y gas natural. Por lo tanto, si bien los combustibles fósiles pueden representar tan solo 30% de la capacidad instalada de generación de energía, desempeñan un papel fundamental al garantizar un suministro seguro de electricidad durante los años de sequía prolongada. Esto lleva a los aumentos correspondientes en las emisiones relacionadas, así como una mayor dependencia en las importaciones de energía. Asimismo, esto contribuye a la volatilidad del precio al contado en el mercado de la electricidad debido a la electricidad que no se vende a los precios contratados.

Figura 2.1. Capacidad instalada de generación de energía conectada a la red por fuente, 2022



Nota: megavatios (MW)

Fuente: (SIEL, 2022^[32]) Estadísticas y variables de generación

Además de las ambiciones de descarbonización de Colombia, la creciente dependencia en las importaciones de energía durante las próximas décadas ha motivado al gobierno a incrementar el desarrollo de fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC), lo cual puede ayudar a diversificar la matriz de generación eléctrica. Estas se definen en la legislación colombiana como fuentes

de energía renovable, fuera de la energía hidráulica a gran escala, las cuales se habían mantenido relativamente sin utilizar, siendo la energía solar y la bioenergía el 1% de la capacidad instalada de energía renovable (aproximadamente 300 MW) en 2019 (IRENA, 2022^[33]).

Los recientes desarrollos, como las primeras subastas de energía renovable en el país realizadas en 2019 y 2020² y el establecimiento de estándares para la cartera renovable³, han sido recibidos con interés por los actores nacionales e internacionales. La subasta de octubre de 2019 aseguró más de 1.3 GW para nuevos proyectos eólicos y solares, lo cual representa un estimado de USD 2.2 mil millones de inversión que proviene principalmente de grandes actores internacionales y nacionales como Trina Solar, EDP Renovables, Celsia y Jemeiwaa Ka'i (posteriormente adquirida por AES Colombia) (USAID and IRENA, 2021^[34]). Estas adiciones planeadas, junto con otros proyectos aprobados, deberían sumar al menos 2.5 GW de capacidad eléctrica renovable para 2022 (ITA, 2021^[35]) (Djunisic, 2020^[36]).

Para setiembre de 2022, se conectaron a la red nacional cerca de 18 MW y 227 MW de capacidad de generación de energía eólica y solar, respectivamente. La energía hidráulica a pequeña escala representó otros 227 MW de capacidad instalada, seguida de 207 MW de bioenergía, principalmente en la forma de bagazo de caña de azúcar (197 MW) y biogás (alrededor de 8 MW) (SIEL, 2022^[32]). Todas juntas, estas ERNC representan alrededor de 4% de la capacidad total instalada conectada a la red.

Las zonas no interconectadas representan un territorio grande y escasamente poblado

Las zonas no interconectadas de Colombia se extienden a lo largo de dieciocho departamentos y representan el 52% del territorio nacional. Dentro de estas zonas, hay 77 municipalidades con 28 centros municipales y 5 capitales departamentales. En 2019, el Centro Nacional de Monitoreo (CNM) validó las coordenadas de un total de 1 772 localidades distintas, que son obras con usuarios actuales o potenciales de electricidad. Se trata de 354 obras más que las registradas en 2018 y se han identificado tentativamente otras 210 obras, pero sus coordenadas aún no han sido confirmadas, lo que resalta algunos de los desafíos en la recolección de datos en las ZNI. Hasta un 87% de las localidades de las ZNI tienen menos de 150 usuarios, siendo Nariño, Chocó y Cauca donde tienden a estar las localidades más pobladas (Figura 2.2) (UPME, 2019^[37]).

En 2022, cerca de 251 mil “usuarios”, incluyendo hogares y edificios públicos y privados como las escuelas, tuvieron acceso a los servicios de energía eléctrica por medio de redes locales pequeñas o soluciones independientes. De estos, 46 mil fueron conectados por sistemas fotovoltaicos domiciliarios, conectándose más de la mitad solo en los últimos tres años (IPSE, 2022^[28]).

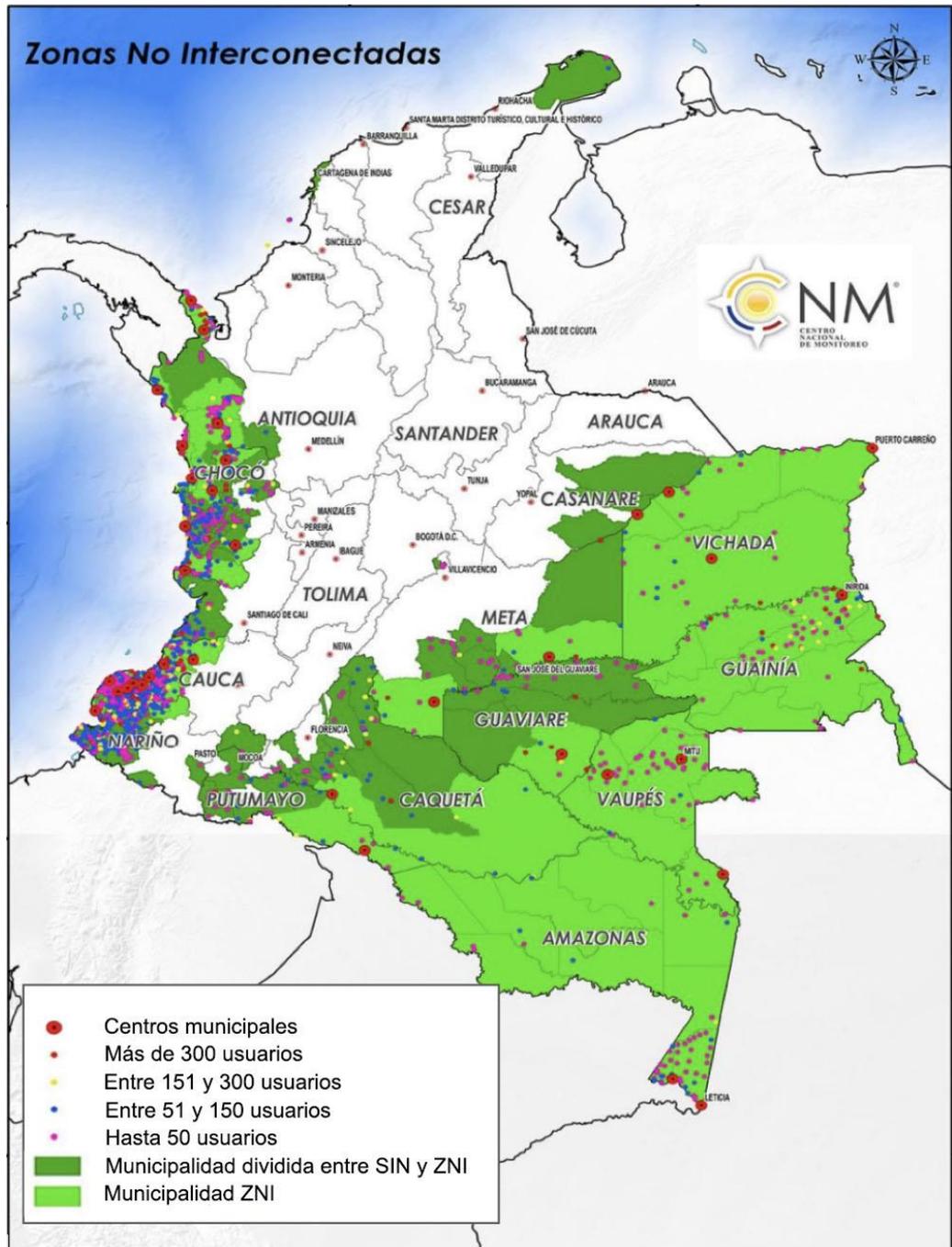
Los generadores de combustible fósil y las minirredes han sido la forma principal de electrificación en las zonas no interconectadas de Colombia. Históricamente, se ha identificado a estas tecnologías como las soluciones de menor costo en virtud del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC) de Colombia. En base a un análisis tecnoeconómico, este plan determina las necesidades de infraestructura e inversión para lograr la electrificación rural, considerando parámetros como la distancia de la red nacional, la densidad de la población y el costo de las tecnologías alternativas. Los datos

² El decreto 570 de 2018 del MME estableció el plan de acción para las APP a largo plazo por medio de subastas de energía renovable. Las resoluciones 40791 y 40795 de 2018 del MME luego proporcionaron una guía operativa para las subastas.

³ La resolución 49715 de 2019 ordenó que al menos 10% de la electricidad que los minoristas vendan a los clientes regulados provenga de ERNC (excluyendo toda la energía hidroeléctrica) a través de contratos a largo plazo de diez años o más.

mejorados sobre los recursos renovables en el atlas solar y eólico del UPME y el IDEAM también han permitido incluir el potencial renovable en las evaluaciones.

Figura 2.2. Zonas no interconectadas de Colombia



Nota: Zonas no interconectadas

Fuente: (RAP-E, 2020_[38]) Estado de la cobertura eléctrica y las zonas no interconectadas en la región central

De los usuarios con acceso a electricidad (excluyendo aquellos conectados solo por sistemas fotovoltaicos domiciliarios), el 35% recibió un servicio de energía eléctrica las 24 horas en 2022. Otro 6% recibió entre 10 a 20 horas, el 46% entre 5 y 10 horas, y el 16% recibió menos de 5 horas de servicio (CNM, 2020^[39]) (MME, 2021^[40]) (IPSE, 2022^[28]). Los servicios de energía eléctrica son más confiables en las áreas más pobladas de las ZNI, tales como los centros departamentales o municipales. Por ejemplo, la municipalidad de Leticia, que tiene más de 10 000 usuarios, tiene electricidad las 24 horas del día por medio de una minirred aislada de diésel. Sin embargo, cerca del 90% de localidades en las ZNI con menos de 300 usuarios conectados tuvieron un promedio de menos de 6 horas de electricidad al día en 2018, usualmente debido a las limitaciones o interrupciones en el suministro de combustible (Garces et al., 2021^[27]).

Otros 1.5 millones de personas aún no cuentan con acceso a energía eléctrica, las cuales fueron identificadas como 500 mil “usuarios” u hogares y edificios por el PIEC de la UPME en 2019 (UPME, 2019^[37]). Desde entonces, este número se ha reducido a 450 mil usuarios, en gran medida debido a los sistemas fotovoltaicos domiciliarios (UPME, 2019^[37]) (IPSE, 2022^[28]). Una gran parte de la población sin acceso a energía eléctrica vive en las zonas a lo largo de la costa del Pacífico, en la Amazonía, en las regiones de Orinoquía y Guajira, y en las islas, donde el potencial de energía renovable eólica y solar se encuentra en su punto más alto y donde también puede haber un buen potencial para la bioenergía y la energía hidráulica a pequeña escala (Garces et al., 2021^[27]).

El gobierno de Colombia ha establecido objetivos para dar acceso a los servicios básicos de electricidad a todas las comunidades, y las energías renovables distribuidas representan una oportunidad para mejorar la calidad del servicio. Los subsidios para las soluciones solares independientes inician recién con unidades de más de 50W, las cuales pueden proveer hasta 200 Wh con al menos 4 horas de luz solar, dando acceso a luz eléctrica y varios electrodomésticos que pueden incluir un ventilador, un televisor y cargar un celular. El PIEC asume un consume mucho mayor de un promedio de alrededor de 3 kWh⁴ por día por usuario (o 90 kWh al mes), lo cual permitiría electrodomésticos de alta potencia (Bhatia and Angelou, 2015^[9]). Para comunidades con más de 25 usuarios, se asume un consumo mayor para negocios, escuelas, hospitales u otros servicios públicos que requieran una conexión por medio de minirredes. Para estas comunidades, se aplica un multiplicador al consumo mensual, por ejemplo, para comunidades de 150 usuarios, se asume 9 kWh por día por cada usuario (o 270 kWh al mes) (UPME, 2019^[37]).

Existe un gran potencial renovable sin explotar en las zonas no interconectadas

Las ZNI se benefician de una gran cantidad de recursos naturales, incluyendo un gran potencial de energía renovable para proveer energía local sostenible. Las soluciones de energía renovable distribuida tienen un papel principal en los esfuerzos de electrificación bajo las políticas actuales, lo que refleja su potencial para reducir los gastos en subsidios de combustible fósil y brindar soluciones de electricidad limpia adaptadas al tamaño y las necesidades de las comunidades. Al mismo tiempo, estas pueden reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y las consecuencias adversas que las emisiones de diésel tienen en la salud y el bienestar de las comunidades locales.

Colombia tiene unas condiciones favorables para la energía eólica y solar. Si bien en 2022 hubo menos de 100 MW de energía solar fotovoltaica instalada, existe un gran potencial sin explotar. En teoría, el país tiene un potencial solar alto, con un promedio de 4.9 kilovatios hora (kWh) por metro cuadrado (m²) por día (ESMAP, 2020^[41]) (Figura 2.3). En comparación, España, que recibe un promedio de 3-3.5 kWh/m² por día en irradiación solar, tuvo más de 11 GW de capacidad solar instalada en 2019 (World Bank, 2020^[42]); (IRENA, 2020^[43]). El potencial de la generación solar es particularmente fuerte en ciertas zonas no

⁴ El PIEC asume que los sitios con menos de 25 usuarios consumirán 90 kWh al mes por usuario, a menos que estén a una altitud de más de 1 000 m, en cuyo caso consumirán 60 kWh al mes (PIEC, 2019).

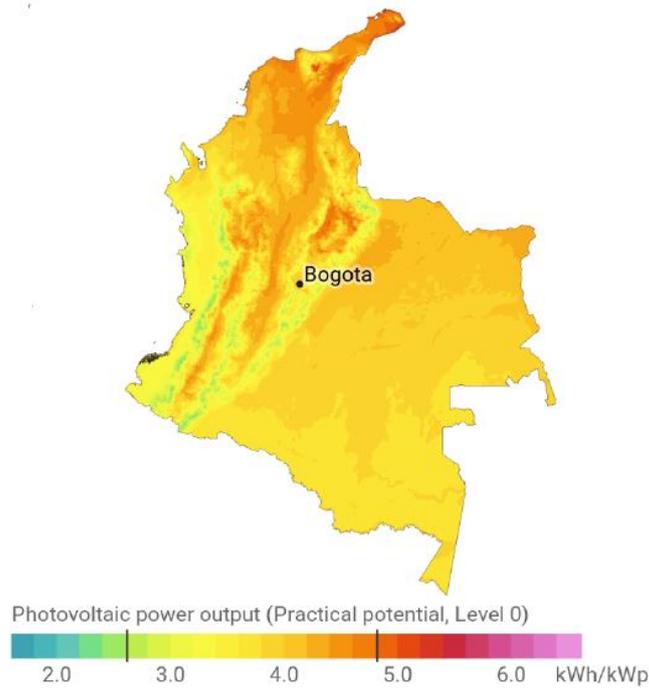
interconectadas como La Guajira, Vichada en el este y las islas San Andrés en el Caribe, donde la radiación promedio alcanza hasta un 6.0 kWh/m² por día (IDEAM, 2020^[44]); (López et al., 2020^[45]).

Para 2021, se había desarrollado 18 MW de energía eólica. Sin embargo, la velocidad del viento en ciertas zonas de Colombia se encuentra entre las más altas de Latinoamérica. En particular, el potencial eólico es muy fuerte en el departamento de La Guajira, una zona no interconectada en el norte de Colombia donde hay un potencial estimado de 18 GW (Mordor Intelligence, 2020^[46]), que es mayor a la capacidad total de generación eléctrica instalada actualmente en Colombia. La velocidad promedio anual del viento en ciertos lugares cerca de la costa de La Guajira alcanza hasta 11 metros por segundo (IDEAM, 2020^[47]), que es más del doble de la velocidad mínima que se requiere del viento en instalaciones a gran escala, y es una de solo dos regiones en toda Latinoamérica que llega a estos niveles (Norton Rose Fulbright, 2016^[48]).

Igualmente, la bioenergía tiene un gran potencial para contribuir a la diversificación energética de Colombia y apoyar el acceso a una electricidad confiable en las áreas rurales. Existe un gran potencial sin explotar con respecto a los desechos y residuos disponibles en Colombia; sin embargo, fuera de la producción de biocombustible y la cogeneración de electricidad y calor en las industrias de caña de azúcar y palma, el uso de la bioenergía se mantiene relativamente limitado con 141 MW en 2021. El uso de tecnologías como los digestores anaeróbicos y el uso directo de biomasa y residuos podría ayudar. Por ejemplo, la producción de biogás tiene un potencial técnico de 11 TWh a partir de residuos agrícolas como los residuos de bagazo y 1.7 TWh de residuos ganaderos. Si el potencial técnico de los residuos sólidos municipales se explota en su totalidad, puede alcanzar hasta 1.4 TWh al año (OECD, 2022^[49]). Algunas investigaciones incluso apuntan a que la bioenergía tiene un potencial mayor en Colombia en comparación con la energía solar FV y la eólica (Lezcano Oquendo, 2012^[50]).

La energía hidráulica a pequeña escala tiene un potencial estimado de 25 GW. Con 227 MW de energía hidráulica a pequeña escala instalada y conectada a la red nacional y otros 4 MW en las ZNI, se ha aprovechado menos del 1% de este potencial. Esto se debe en parte a las variaciones climáticas en Colombia, que causan menos precipitaciones e incertidumbre sobre los recursos para la energía hidráulica en ciertos años (LIU et al., 2019^[51]).

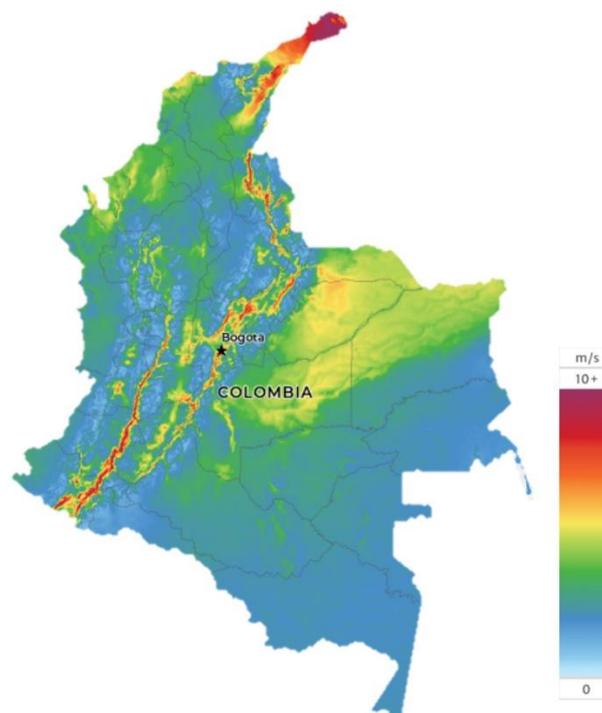
Figura 2.3. Potencial de la energía fotovoltaica en Colombia



Nota: kilovatio hora (kWh); kilovatio pico (kWp)

Fuente: (ESMAP, 2020^[41]) potencial de energía fotovoltaica a nivel mundial | ficha técnica del país

Figura 2.4. Velocidad promedio del viento a 100m



Nota: velocidad del viento a 100 metros de altitud en metros por segundo (m/s)

Fuente: (ESMAP, 2022^[52]) Atlas mundial del viento

Tabla 2.1. Potencial técnico para la producción de biogás por tipo y cantidad de residuo

| Sector | Residuo | Cantidad Miles de toneladas/año | Potencial técnico | |
|------------------|------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|---------------|
| | | | Millones de m ³ /año | GWh*/year |
| Ganadería | Estiércol de aves de corral | 2 793 | 168 | 1 000 |
| | Estiércol porcino | 1 410 | 99 | 589 |
| | Estiércol bovino | 501 | 20 | 120 |
| Agricultura | Paja de arroz | 252 | 353 | 2 054 |
| | Desechos de plátano | 249 | 0.4 | 2 |
| | Pulpa de café | 185 | 5 | 28 |
| | Mucilago de café | 63 | 5 | 63 |
| | Caña de maíz | 559 | 287 | 1 372 |
| | Palma aceitera (pozo de oxidación) | 6 710 | 134 | 854 |
| | Desechos de plátano verde | 117 | 0.2 | 1 |
| | Bagazo de caña de azúcar | 6 549 | 1 | 6 294 |
| | Bagazo de caña panelera | 238 | <0.1 | 227 |
| | Municipal | Residuos sólidos urbanos (orgánicos) | 4 278 | 282 |
| Aguas residuales | | 289 969 | 101 | 654 |
| Industrial | Residuos lácteos y grasas | 10 | 0.4 | 5 |
| | Residuo cervercero | 2 | 0.1 | 1 |
| | Palé de caña | 9 587 | 158 | 902 |
| | Rumen del matadero | 62 | 1 | 6 |
| Total | | 323 534 | 1 615 | 14 896 |

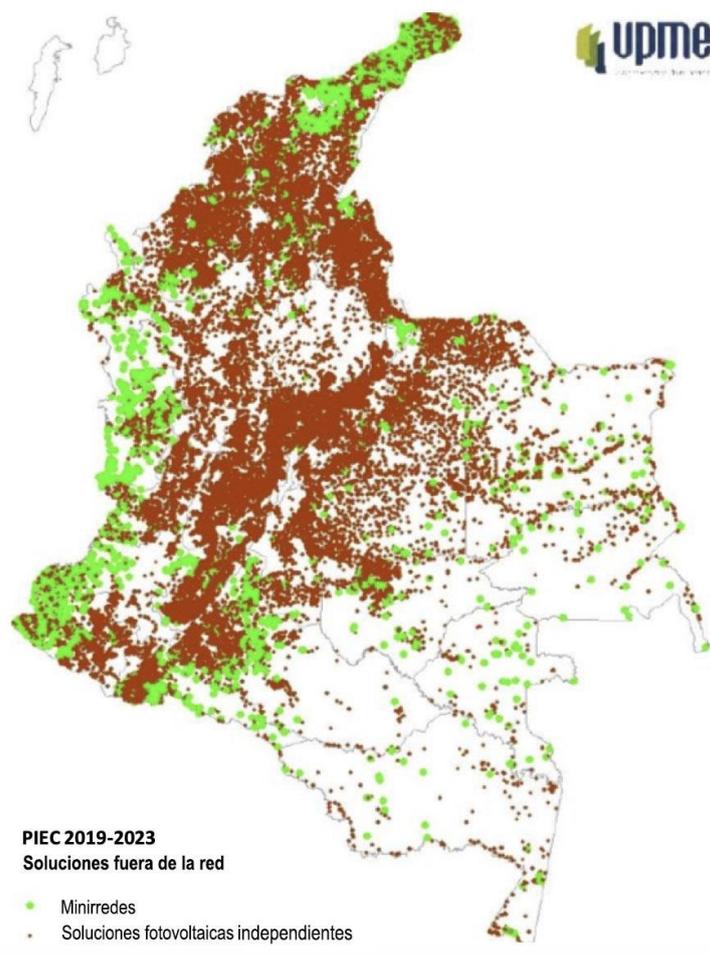
Fuente: (OECD, 2022^[49]) Condiciones propicias para el financiamiento y la inversión en bioenergía en Colombia

Las energías renovables están asumiendo un papel mayor en los esfuerzos de electrificación

El PIEC más reciente, para 2019-2023, difiere de las ediciones anteriores⁵ al priorizar la expansión por medio de energías renovables. Este anticipó que, de los 500 mil usuarios a ser conectados, 170 mil se conectarían a través de microrredes solares híbridas, utilizando menos de 15% de diésel al año. A través de soluciones fotovoltaicas solares individuales, Otros 168 mil usuarios se conectarían por medio de soluciones solares fotovoltaicas individuales, teniendo como referente a los paneles solares de 330 W pico, baterías estacionarias (OPzS) de 3 000, e inversores de 1 kW (UPME, 2019^[37]). Los 157 416 usuarios restantes se conectarían a través de una extensión de red (Figura 2.5).

⁵ Según lo determinado por el Decreto 1523 de 2015.

Figura 2.5. Medios para expandir el acceso a la electricidad

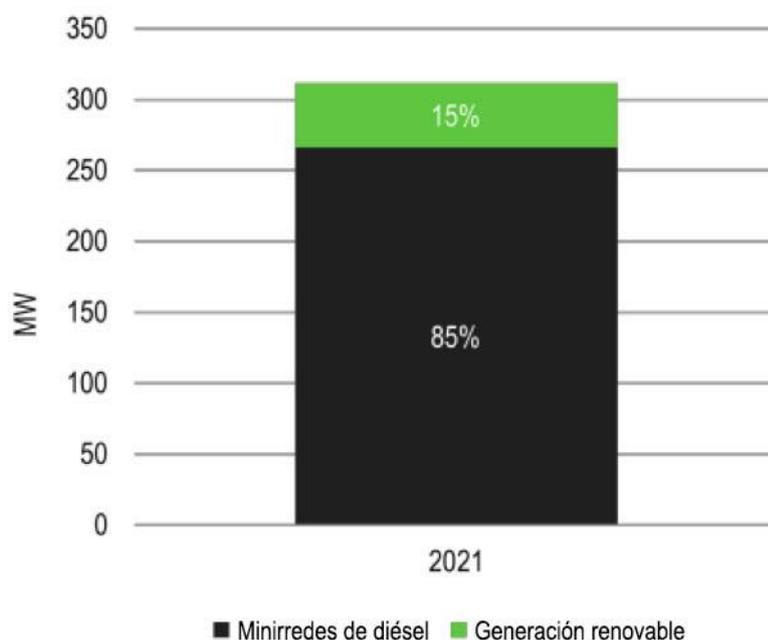


Notas: Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC)

Fuente: (UPME, 2019^[37]) Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC) 2013-2017

A la fecha, los generadores diésel y las centrales eléctricas a diésel han sido la fuente principal de electricidad en las zonas no interconectadas (Figura 2.6). Dada la amplia disponibilidad, fácil mantenimiento y bajo costo de las tecnologías diésel, estas soluciones han sido el medio principal para electrificar las localidades y dar acceso a los servicios modernos en comunidades remotas. Sin embargo, la baja eficiencia de la maquinaria y la creciente demanda están causando un aumento en el consumo de diésel y, en 2020, se asignaron cerca de 14 millones de litros de combustible a las ZNI cada mes (MME, 2021^[40]). Debido a la lejanía de estas localidades, la dependencia del combustible es un importante generador de costos, ya que el combustible debe recorrer largas distancias, a menudo usando varios medios de transporte, antes de llegar al usuario final. Igualmente, transportar técnicos y equipos no locales para hacer mantenimiento y reparaciones resulta costoso, lo cual se refleja en el costo de kW/h del servicio de energía. Además, los generadores diésel son una fuente de GEI y otros contaminantes dañinos para la salud humana y contribuyen a la contaminación acústica, por lo que conllevan importantes efectos secundarios negativos para las comunidades locales (RAP-E, 2020^[38]).

Figura 2.6. Generación de energía renovable y diésel en zonas no interconectadas en 2022



Nota: megavatios (MW)

Fuente: (IPSE, 2022^[28])

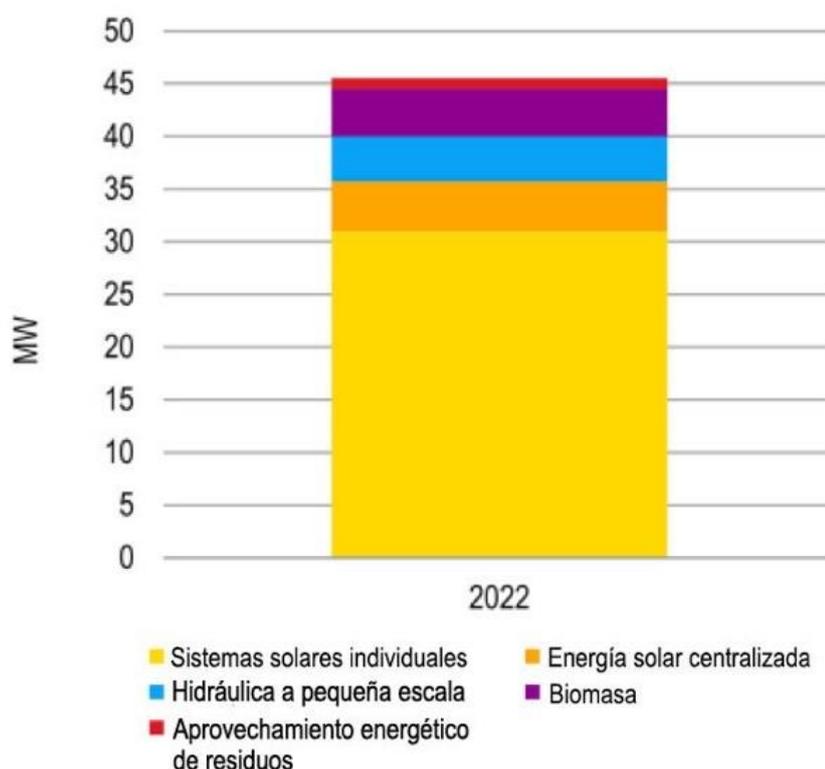
Conforme al marco regulatorio para la provisión de servicios de energía eléctrica en zonas no interconectadas, el déficit entre las tarifas que se cobran al usuario⁶ y el costo de generación es subsidiado a la empresa comercializadora. En 2018, se gastaron más de USD 70 millones subvencionando las tarifas de los usuarios en las ZNI, dedicando más de un tercio de este monto (USD 25 millones) al suministro de combustible para la generación de energía (CNM, 2020^[39]). El costo aproximado de transportar combustible a las ZNI varía dependiendo del lugar y puede ser un componente significativo del costo. Por ejemplo, el costo del diésel en noviembre de 2017 se fijó en USD 0.71 por litro, y el costo de transporte más alto identificado en una ZNI fue de USD 0.99 por litro, lo que dio como resultado un costo total de USD 1.7 por litro (González-Montoya et al., 2018^[53]). Por lo tanto, el costo de transporte puede más que duplicar el costo por litro de diésel dependiendo de la región.

A medida que avanzan los esfuerzos de electrificación, este número podría más que triplicarse durante la próxima década con los actuales costos de generación. Una transición hacia tecnologías renovables puede ayudar a reducir el costo de la prestación del servicio, del cual el suministro de diésel representa una gran parte en la actualidad. Las minirredes híbridas y los sistemas fotovoltaicos domiciliarios pueden reducir los costos de operación ligados al suministro de diésel y, por lo tanto, cambiar la prestación de servicios de energía en las ZNI, alejándola del combustible fósil, es un factor de costos importante para el gobierno. A pesar de los costos iniciales más altos en relación con las tecnologías renovables, las minirredes híbridas pueden dar lugar a costos generales más bajos durante el tiempo de vida de la unidad al reducir los gastos de operación (UNDP, 2018^[54]).

⁶ Las tarifas que pagan los usuarios residenciales se determinan en base al nivel de ingreso del usuario conforme a la Resolución 181891 de 2008 (actualizada por la Resolución 91873 de 2012).

Ya se puede empezar a ver los resultados positivos de las ambiciones de energía renovable del gobierno, y la porción de energía renovable en las regiones con ZNI está incrementado rápidamente. En 2022, casi 46 MW de la energía era renovable, incluyendo 31 MW de los sistemas solares individuales, 5 MWp de los sistemas de energía solar centralizada, 4 MW de la energía hidráulica a pequeña escala, 5 MW de la biomasa y 1 MW del aprovechamiento energético de residuos (Figura 2.7). Tan solo de 2018 a 2022, la generación de energía renovable se cuadruplicó con creces de 10 MW a 45.5 MW (CNM, 2020^[39]) (IPSE, 2022^[28]).

Figura 2.7. Generación de energía renovable instalada en zonas no interconectadas en 2022



Nota: megavatios (MW)

Fuente: (IPSE, 2022^[28])

Sin embargo, el costo de conectar nuevos usuarios está muy por encima del promedio mundial

Los proyectos de electricidad, tanto de energía renovable como no renovable, en ZNI asumen varios desafíos en todas las fases del proyecto, los cuales elevan los costos y riesgos para los inversionistas. Gran parte de este costo está vinculado a los desafíos de llegar a las comunidades en un territorio extenso y diverso. La distancia y complejidad de los paisajes crean restricciones técnicas y logísticas. Esto también reduce el número de interesados en el desarrollo o instalación, lo cual puede aumentar aún más los costos. En ciertas localidades, ecosistemas importantes como bosques y desiertos (p. ej., en la Amazonía y Chocó) conllevan restricciones ambientales para el desarrollo de proyectos de energía u obstáculos adicionales para la obtención de las licencias correspondientes para el proyecto. La diversidad étnica, cultural y social de las comunidades en las ZNI también es un factor importante para el despliegue y operación de las minirredes y soluciones independientes por igual, lo que requiere tiempo para tomarlo

en cuenta en la consulta pública y las actividades participativas. En particular, hay consideraciones importantes con respecto a los derechos de tierra para nuevos proyectos que requieren negociar con las comunidades locales. Las poblaciones sin acceso a electricidad en Colombia a menudo viven en áreas bastante rurales, lejos de otros servicios modernos como cobertura móvil e internet, lo cual puede dificultar el desarrollo de modelos de negocio como los sistemas de pago móvil o pago inmediato.

Al mismo tiempo, los altos costos también pueden estar relacionados con la falta de madurez de los mercados de energía renovable fuera de la red en las ZNI, necesitando aún de apoyo para aumentar la escala y replicabilidad y alcanzar una reducción de costos. En efecto, los niveles más altos de incertidumbre en el mercado se calculan en el costo del capital y la deuda. Esto es especialmente importante para las tecnologías que requieren más capital, como las minirredes, cuya economía será más susceptible a los altos costos de financiamiento (véase el capítulo sobre tendencias de energía renovable distribuida líneas arriba).

De hecho, en 2018, los costos de conexión por usuario se estimaron en USD 5 000 por conexión, tanto para soluciones independientes como minirredes, lo cual se encuentra muy por encima del promedio mundial (Tabla 2.2) (UPME, 2019^[37]) (Wood Mackenzie, 2019^[55]). Los costos del PIEC se determinaron en base a inversiones históricas en energías renovables distribuidas y probablemente caerán conforme continúe el despliegue. Pero esto también apunta hacia la urgente necesidad de identificar los generadores de costos en las nuevas conexiones, por ejemplo, a través de una licitación competitiva que permita descubrir mejores precios e identificar dónde se puede incrementar la asequibilidad con acciones tales como la eliminación de riesgos para reducir el costo de financiamiento.

Tabla 2.2. Costo de conexión promedio local vs. mundial por nuevo usuario

| | Promedio mundial | ZNI de Colombia |
|---|------------------|-----------------|
| Sistemas independientes <500W | USD 80 - 550 | USD 5 152 |
| Minirredes de energía renovable 500 kW a 5 MW | USD 500- 2 000 | USD 5 463 |

Fuente: (Wood Mackenzie, 2019^[55]) *Strategic investments in off-grid energy access*; (UPME, 2019^[37]) Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC) 2013-2017

Se necesita cerca de 2 mil millones de dólares en inversión para implementar las energías renovables distribuidas

A la fecha, la inversión en energía en las zonas no interconectadas de Colombia ha sido impulsada en gran medida por el financiamiento del gobierno en la forma de subvenciones CAPEX, pero también subsidios en operaciones y mantenimiento a través de tarifas reguladas. Entre 2001 y 2019, USD 420 millones de los fondos del gobierno contribuyeron a electrificar 220 mil hogares entre 2001 y 2019, alcanzando un promedio de USD 2 000 por conexión (Garces et al., 2021^[27]).

Los fondos del gobierno por sí solos no serán suficientes para satisfacer las crecientes necesidades de inversión. Se ha estimado casi USD 2.3 mil millones de dólares (COP 7.4 billones)⁷ según el análisis de menor costo del PIEC 2019-23 para llegar a los 500 000 usuarios restantes que no cuentan con acceso a electricidad (Tabla 2.3). De esta inversión, las minirredes híbridas y los sistemas fotovoltaicos domiciliarios representan juntos alrededor de USD 2 mil millones (UPME, 2019^[37]). Esto representa un promedio de USD 4 600 por usuario y una considerable inversión en los próximos años (UPME, 2019^[37]). La cifra para los sistemas solares domiciliarios individuales es particularmente sorprendente. Acumulativamente desde

⁷ Tasa de cambio del 30 de diciembre de 2019 - 3271.897 pesos colombianos (COP) = 1 dólar americano (USD)

2012, se estima que el mercado mundial para las soluciones solares independientes atrajo un poco más de USD 1.5 mil millones a fines de 2019 (IFC, 2020^[14]).

El costo promedio de conexión previsto para los usuarios restantes será, por lo tanto, más del doble de lo que fue en la última década. Si bien el interés en las soluciones de energía renovable está empezando a crecer, especialmente bajo las nuevas tarifas y la regulación de subsidios, dada la escala de capital necesario, será esencial seguir fortaleciendo las condiciones propicias para la inversión en energía renovable distribuida para ayudar a generar un impulso en el mercado fuera de la red.

Tabla 2.3. Costo de inversión para el acceso universal (2019-2023)

| Métodos de conexión | Usuarios a conectar | Necesidad de inversión | Costo promedio de conexión por usuario |
|---------------------------|---------------------|--------------------------|--|
| Interconexión | 157 416 | USD 172 106 000 | USD 1 093 |
| Microrredes | 170 261 | USD 1 081 822 000 | USD 6 353 |
| Soluciones independientes | 168 158 | USD 1 007 734 000 | USD 5 993 |
| | 495 835 | USD 2 261 662 000 | USD 4 561 |

Nota: tasa de cambio del 30 de diciembre de 2019 - 3271.897 pesos colombianos (COP) = 1 dólar americano (USD)

Fuente: (UPME, 2019^[37]) Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC) 2019-2023

3

Condiciones actuales y financiamiento de las energías renovables distribuidas

El gobierno de Colombia ha reconocido el potencial de las soluciones híbridas y renovables para dar soluciones de electricidad limpia y asequible a las comunidades remotas. En 2019, Colombia llevó a cabo una revisión profunda de las políticas energéticas actuales en el marco de la Misión de Transformación Energética y Modernización de la Industria Eléctrica: Hoja de Ruta para la Energía del Futuro (Misión de Transformación Energética). Bajo el cuarto pilar, esta misión buscó específicamente cerrar las brechas en las políticas, aumentar la cobertura y calidad del servicio, y mejorar la selección de subsidios en las zonas no interconectadas, así como en algunas zonas conectadas que no poseen una cobertura total. La estrategia nacional para la Transición Energética 2022, establecida por el Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) y recientemente publicada, también ha llamado la atención hacia la necesidad de fortalecer las condiciones propicias para la energía renovable distribuida, tanto en zonas conectadas como no interconectadas.⁸

Las recientes políticas y planes de expansión de energía hicieron de la energía renovable una prioridad para las nuevas inversiones en los servicios de energía eléctrica en zonas no interconectadas. Ejemplos clave de esto son el PIEC 2019 y las recientes reformas en curso de tarifas y subsidios de electricidad, las cuales han sido consideradas entre las más avanzadas en LAC por apoyar la energía renovable distribuida. Ya se pueden ver los efectos en la duplicación de la capacidad de energía renovable durante 2020 y 2021, especialmente a través del despliegue de sistemas fotovoltaicos domiciliarios.

Aun así, el mercado de energías renovables sigue siendo relativamente inmaduro y depende en gran medida de los subsidios, particularmente en el caso de las minirredes híbridas, cuyo modelo de negocio de capital intensivo no ha tenido la misma aceptación que los sistemas fotovoltaicos domiciliarios. Conforme Colombia continúa actualizando sus políticas para apoyar el mercado de energía renovable en zonas no interconectadas, será importante considerar medidas que puedan ayudar a fortalecer la sostenibilidad del mercado y, asimismo, reducir eventualmente los costos generales para el gobierno y los usuarios.

Las políticas nacionales respaldan la accesibilidad y sostenibilidad de las soluciones renovables

El Ministerio de Minas y Energía (MME) de Colombia formula y adopta las políticas nacionales de energía. Su máxima responsabilidad es diseñar políticas para expandir y mejorar la calidad del servicio en zonas no interconectadas. El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas

⁸ Estrategia Nacional para la Transición Energética (CONPES de Transición Energética). Más información disponible en: <https://www.dnp.gov.co/Paginas/CONPES-de-Transicion-Energetica-que-consolidara-el-proceso-hacia-un-desarrollo-y-crecimiento-economico-sostenible-aprobado.aspx>.

no Interconectadas (IPSE) apoya este rol al planear, estructurar e implementar proyectos en zonas no interconectadas. Este trabajo es apoyado por la UPME, la unidad de planeación del MME, quienes contribuyen a la formulación e implementación de dichas políticas mientras que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) establece el marco para las tarifas y los subsidios.

A través de varias leyes y normas, particularmente la Ley 1715 de 2014, conocida como la “Ley de Energía Renovable”, y la Ley 2099 de 2021, conocida como la “Ley de Transición Energética”, el gobierno ha indicado que el MME debería priorizar las soluciones de energía renovable al diseñar políticas tanto en zonas conectadas como no interconectadas. Esta ley también ordenó al MME a desarrollar esquemas de incentivos para remplazar, parcial o totalmente, la generación actual de diésel con fuentes de energía renovable, aunque no se ha dispuesto ningún cronograma específico. Estas leyes, junto con las normas que las respaldan, han establecido varias medidas para incentivar el desarrollo del mercado, incluyendo incentivos fiscales para las tecnologías de energía renovable (exenciones de aranceles e impuestos al valor agregado) y campañas de concientización pública. Además, la Ley de Energía Renovable creó el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) para financiar la energía renovable y los programas de eficiencia energética.

Las recientes actualizaciones de la normativa sobre subvenciones y tarifas en ZNI apoyan este objetivo trabajando para nivelar el campo de juego entre los combustibles fósiles y las energías renovables distribuidas. La resolución 701 001⁹ de 2022 de la CREG proporciona una estructura revisada de tarifas en zonas no interconectadas. Esta define una tarifa diferencial para los sistemas fotovoltaicos domiciliarios y provee mejores condiciones para que los proyectos de energía renovable recuperen sus gastos operativos, los cuales pueden ser un importante generador de costos en lugares remotos. Esto se complementará con una norma de subvenciones para respaldar las tarifas de los usuarios de bajos recursos.

El gobierno aún desempeña un papel central en la inversión de energía

El gobierno de Colombia desempeña un papel central en la planificación y ejecución de los proyectos. Existen varios fondos gubernamentales disponibles para proyectos de energía en ZNI, los cuales pueden subvencionar hasta 100% de los gastos del capital inicial para la construcción e instalación de la infraestructura eléctrica y proveer subsidios para las operaciones y mantenimiento. Estos incluyen, por ejemplo, el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI) y el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales (FAER). El Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) también apoya el desarrollo de infraestructuras eléctricas y el uso de fuentes de energía no convencionales en Colombia (Tabla 3.1).

El IPSE juega un papel importante en la planificación e inversión para la instalación de la infraestructura eléctrica. Los proyectos financiados por el estado también pueden ser entregados a una municipalidad o a un operador de red a través de un contrato de contribución especial o un contrato de comodato.¹⁰ Luego, el operador de red o municipalidad pueden ya sea prestar el servicio de electricidad o contratar a una empresa de servicios públicos para hacerse cargo de la operación y el mantenimiento.

⁹ Más información:

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/1a94ec453ab7e5dc052587e000020245/\\$FILE/Creg701%20001.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/1a94ec453ab7e5dc052587e000020245/$FILE/Creg701%20001.pdf).

¹⁰ Ley 142 de 1994, ley general de servicios públicos domiciliarios.

Tabla 3.1. Recursos anuales para la prestación del servicio de energía en Colombia

| Fondo | Objetivo | Recursos |
|--|---|---|
| FENOGE - Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía | Apoya proyectos de energías renovables no convencionales y eficiencia energética | USD 7.8 millones (en 2020) |
| FAZNI - Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas | Apoya la construcción e instalación de infraestructura eléctrica en ZNI | USD 29 millones (en 2020) |
| FAER - Fondo de Apoyo Financiero para La Energización de las Zonas Rurales | Apoya proyectos que aumentan el suministro de energía en Áreas Rurales Interconectadas y en interconexión con ZNI | USD 35 millones (en 2020) (ZNI y SIN) |
| FNR - Fondo Nacional de Regalías | Apoya proyectos de infraestructura eléctrica | Desconocido |
| FSSRI - Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos | Otorga subsidios a usuarios finales de bajos recursos en ZNI y en el SIN | USD 60 millones (en 2019 - solo en ZNI) |
| FOES - Fondo de Energía Social | Otorga subsidios a usuarios ubicados en áreas difíciles de administrar, áreas rurales menos desarrolladas y áreas urbanas subnormales | USD 35.9 millones (en 2020) (ZNI y SIN) |
| Fondo de Obras por Impuestos | Apoya obras de infraestructura, servicios, educación y salud. Las empresas pueden cumplir con el 50% de sus obligaciones tributarias contribuyendo a este fondo | No disponible |

Notas: Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE); Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI); Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER); Fondo Nacional de Regalías (FNR); Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI); Fondo de Energía Social (FOES)

Fuente: (XM, 2020^[56]); (Garces et al., 2021^[27])

La cantidad de fondos disponibles para el desarrollo de proyectos renovables en ZNI presenta ciertos desafíos de coordinación y alineamiento para las múltiples entidades gubernamentales con respecto al uso eficiente de los recursos. Por ende, la coordinación entre estas entidades sigue siendo una prioridad para evitar retrasos en los proyectos y la incertidumbre en la asignación de responsabilidades, además de asegurar la asignación eficiente de recursos y la transparencia. El cuarto pilar de la Misión de Transformación Energética de Colombia sobre el cierre de brechas y la mejora de la cobertura y la calidad del servicio destacó la necesidad de una mejor coordinación por parte del gobierno. Esto es particularmente importante para los desarrolladores de proyectos, quienes deben navegar por varios procedimientos para acceder a las subvenciones, lo cual puede crear asimetrías en la información sobre las fuentes de financiamiento disponibles y aumentar el tiempo necesario para desarrollar los proyectos.

El artículo 45 de la Ley 2099 de 2021 empieza a enfrentar estos desafíos al facultar al IPSE para estructurar y presentar planes y proyectos a los fondos públicos que invierten en el sector eléctrico. El

artículo 41 de la Ley 2099 de 2021 también ha sentado las bases de FONENERGIA, cuya finalidad sería unificar diferentes fondos bajo un mismo fondo. Formalizado por el Decreto 1580 de 2022, debe recaudar y unificar recursos de FAER y FAZNI, así como del Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE¹¹), el cual opera con recursos del FAER para fortalecer redes eléctricas y el Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural (FECFGN). Las gestiones ya están en marcha y, en julio de 2022, se emitió el Manual Operativo del Fondo Único de Soluciones Energéticas, FONENERGÍA.¹² Esto crearía una ventanilla única para la recepción de propuestas de proyectos, simplificando el proceso de solicitud de financiamiento, lo cual podría ser una palanca importante para proyectos que busquen mejorar la infraestructura de las ZNI, en especial proyectos de minirredes en localidades donde la prestación del servicio de energía eléctrica es deficiente.

La recuperación de costos para proyectos renovables a través de tarifas y subsidios está mejorando

Las tarifas subsidiadas de los consumidores y las actividades de generación han sido una herramienta esencial para atraer proveedores de servicios privados al reducir el riesgo de demanda vinculado a la capacidad de pago de los usuarios de bajos recursos. Según el marco regulatorio para la prestación del servicio eléctrico en zonas no interconectadas, el déficit entre las tarifas cobradas al usuario y el costo de generación es subsidiado a la empresa comercializadora. Esto es de conformidad con el artículo 368 de la Constitución Política de Colombia y la Ley 142 sobre servicios públicos de 1994, la cual estipula que los hogares de bajos recursos accedan a los servicios públicos residenciales para cubrir sus necesidades básicas. La tarifa que se paga por la prestación de un servicio público residencial está ligada no sólo al nivel de consumo del usuario, sino también a los costos en que incurre la empresa respectiva para brindar el bien o servicio en condiciones competitivas y se determina por el beneficio que el usuario recibe al final.

Así, por el lado de la demanda, los usuarios residenciales son subsidiados en función de su estatus y nivel de ingresos.¹³ Por el lado de la oferta, los generadores pueden recuperar los costos de la infraestructura eléctrica de acuerdo con una fórmula regulada con respecto al costo de generación de cada tecnología, independientemente de la demanda de los usuarios.¹⁴ Los regímenes de tarifas y subvenciones se han reformado recientemente en virtud de la resolución 40239 de 2022.¹⁵

Conforme a la norma anterior, las fórmulas para recuperar los costos de las actividades de operación y mantenimiento han tendido a favorecer la generación diésel, la cual podría recuperar el costo del suministro de combustible, mientras que las soluciones fotovoltaicas se habían limitado a un cargo fijo. En consecuencia, garantizar la prestación del servicio por medio de tecnologías solares ha conllevado mayores riesgos, con un alcance más reducido para la recuperación de costos.

¹¹ Más información disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/energia-electrica-2/fondos-especiales/programa-de-normalizaci%C3%B3n-de-redes-el%C3%A9ctricas-prone/>.

¹² Más información disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/es/servicio-al-ciudadano/foros/expedici%C3%B3n-manual-operativo-del-fondo-%C3%BAnico-de-soluciones-energ%C3%A9ticas-fonenerg%C3%ADa/>

¹³ Resolución 181891 de 2008 (actualizada por la Resolución 91873 de 2012).

¹⁴ Resolución 091 de 2007 de la CREG (modificada por las resoluciones 161 y 179 de 2008, las resoluciones 056, 057, 097 de 2009, y la resolución 072 de 2013 de la CREG).

¹⁵ Más información: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40239_2022.htm.

En 2022, se adoptó una actualización de la estructura tarifaria general en virtud de la resolución 101 026¹⁶ de la CREG. Actualmente, el MME también está modificando el marco de subsidios en base a un nuevo esquema tarifario propuesto por la CREG. Es importante destacar que la reforma tiene como objetivo simplificar el complejo marco para la recuperación de costos que había sido difícil de navegar para los operadores. También busca priorizar el uso de al menos un 30% de tecnologías renovables en la nueva infraestructura de generación y otorgar un subsidio más completo para la operación y mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas nuevas y existentes (MME, 2021^[40]).

Mientras la actualización ha estado en curso, ya se dispuso una tarifa transitoria en 2020 (Resolución 166 de la CREG) para soluciones fotovoltaicas con más de 500 W. Junto con una norma transitoria de subsidios (Resolución 40296 de 2020), fijada en aproximadamente 86% de la tarifa para sistemas solares FV (Ambito Juridico, 2020^[57]), estas normas mejoraron significativamente el modelo de negocio para los proyectos renovables. Esto ha ayudado a atraer nuevos proveedores de tecnología solar, ya sea que trabajen directamente con los clientes u operen a través del gobierno o las empresas de servicios públicos existentes (Cuadro 3.1).

Sin embargo, el esquema tarifario de las minirredes sigue siendo más complejo. La resolución 40239 de 2022¹⁷ del MME, que fue publicada en julio de 2022, presenta beneficios para las minirredes que utilizan energías renovables y definen un nuevo esquema tarifario. No obstante, tal como lo especifica el Circular 079 de 2019¹⁸ de la CREG, la solicitud de tarifa de la CREG para cada localidad debe realizarse de forma independiente para cada proyecto, y el diseño técnico final de la minired debe especificarse en la solicitud de la tarifa. En la práctica, la CREG puede tomarse hasta un año para tomar una decisión. Esto puede crear desafíos, ya que se debe diseñar el proyecto sin tener una imagen clara de la capacidad que tiene el proyecto para recuperar sus costos por medio de las tarifas. Esto implica riesgos significativos para los desarrolladores y crea un entorno desafiante para asegurar el financiamiento.

Cuadro 3.1. Kingo

Kingo, una *start-up* (empresa emergente) de Guatemala que se especializa en sistemas fuera de la red en LAC, trabaja con comunidades, empresas y gobiernos para proporcionar sistemas fotovoltaicos domiciliarios, así como dar acceso a la luz y electrodomésticos.

El modelo de negocio inicial de Kingo, que se basaba en el modelo PAYG, donde los usuarios pagaban diaria, semanal o mensualmente, permitió que la empresa ganara una experiencia significativa en ventas de empresa a consumidor (B2C), trabajando con clientes de bajos recursos fuera de la red. Desde entonces, los modelos de negocio de menor riesgo han ayudado a que la empresa continúe expandiendo sus servicios y atrayendo inversiones. Esto ha sido especialmente a través de ventas de empresa a empresa (B2B), proporcionando soluciones renovables bajo contrato con empresas de servicios públicos, y ventas de empresa a gobierno (B2G) bajo contratación pública.

Kingo también ha explorado diferentes modelos de negocio que han ayudado a que la empresa madure y distribuya el riesgo de su cartera. Sobre la base de su experiencia, con las ventas B2C, que son un

¹⁶ Más información: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_101-26_2022.htm.

¹⁷ Más información: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40239_2022.htm.

¹⁸ Más información: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/370a13eee40852280525847e0079ce56?OpenDocument>.

mercado más arriesgado y costoso, Kingo ha aprendido a ser más selectivo al entrar a nuevos mercados y su decisión dependerá en gran medida de los subsidios disponibles.

Las ventas B2B son modelos de negocio atractivos, ya que los clientes, principalmente proveedores de servicios de energía, a menudo buscan comprar muchos sistemas fotovoltaicos domiciliarios bajo un solo contrato. Las capacidades de estas unidades suelen oscilar entre 50 y 100 vatios (W). Dado que el proveedor de servicio de energía trabaja con los clientes finales y administra las solicitudes de cualquier subsidio relevante, el riesgo del comprador y la carga regulatoria de tales transacciones son mucho menores. Bajo este modelo, Kingo recibe pagos regulares por el servicio y, dada la mayor calificación crediticia de estos clientes, puede recaudar fondos locales mediante la creación de un instrumento que tenga un propósito especial con los activos que generan ingresos.

A su vez, las ventas B2G implican la menor cantidad de riesgo dada la participación del gobierno local en la transacción, lo que a su vez ayuda a Kingo a obtener financiamiento comercial. Además, dado el gran tamaño de las órdenes, la empresa puede beneficiarse de las economías de escala al cumplir con los pedidos de estos contratos. Las capacidades de estas unidades suelen oscilar entre 500 W y 1 kilovatio (kW).

Fuente: Entrevista a Kingo (2022) OCDE CEFIM

Los recursos para la prestación del servicio de electricidad varían en las ZNI

Los proveedores de servicios de energía en ZNI representan un grupo diverso de actores que varían en tamaño y recursos según las áreas a las que sirven. En 2020, había un total de 94 proveedores de electricidad, principalmente (71 de 94) constituidos como empresas de servicios públicos, tanto de propiedad pública como privada. Muy pocas de estas son empresas de servicios públicos que también operan en el SIN debido al diferente modelo de negocio. En particular, las ZNI tienen costos y riesgos mucho más altos para la prestación del servicio de energía eléctrica debido a la menor capacidad de pago de los usuarios y las complejidades de la prestación del servicio (Garces et al., 2021^[27]). Los servicios de energía eléctrica también fueron proporcionados por 20 municipalidades, lo cual está permitido cuando existe separación de cuentas e informes de los servicios de energía eléctrica, así como actividades normales de una municipalidad. También hay algunas excepciones, que incluyen un proveedor propiedad del gobierno central y dos casos de servicios energéticos organizados por la comunidad (CNM, 2022^[58]).

Un desafío adicional son los costos operativos, que varían entre provincias dependiendo de las diferencias geográficas, y la estabilidad política o social en las zonas, lo cual aumenta los costos de transporte del personal, contratación de personal administrativo y servicios generales, obtención de repuestos, y la facturación y cobro. La baja densidad de población también contribuye a mayores costos de operación y mantenimiento, ya que el personal debe viajar por menos usuarios. El 87% de las localidades en ZNI tienen menos de 150 usuarios (UPME, 2019^[37]).

Los hallazgos de la Misión de Transformación Energética señalaron una serie de brechas y desafíos para la prestación del servicio en zonas no interconectadas. En particular, la Misión destacó la necesidad de implementar nuevas tecnologías, mejorar el monitoreo de la calidad de los servicios, e incentivar a los operadores en los sistemas conectados a entrar en las zonas no interconectadas.¹⁹ El gobierno está

¹⁹ Misión de la Transformación Energética. Más información disponible en:

<https://www.minenergia.gov.co/es/servicio-al-ciudadano/foros/propuestas-de-documentos-de-la-misi%C3%B3n-de-la-transformaci%C3%B3n-energ%C3%A9tica/>.

tomando una serie de medidas para comenzar a abordar las limitaciones, pero aún quedan desafíos importantes.

En particular, es crucial mejorar los vacíos de datos sobre la prestación de servicios de energía para mejorar la efectividad de las políticas de acceso a la energía. Recopilar información precisa se vuelve más costoso por la falta de servicios modernos como el acceso a internet y la cobertura móvil. De hecho, en 2020, solo 104 (5%) de las comunidades conectadas a los servicios de energía eléctrica tenían telemetría, y otras 48 comunidades estaban conectadas a estos servicios. La CREG ha resaltado la importancia de incorporar herramientas de gestión de la información en la cadena de valor para la prestación de servicios energéticos. Con la telemetría, las empresas de servicios públicos pueden recabar datos sobre la electricidad consumida en la comunidad, lo cual mejora la calidad de los servicios y la precisión en la facturación (CNM, 2020^[39]). Una revisión reciente de la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) lo enfatiza al encontrar que, de 18 localidades sin medición, 17 estaban por debajo de la prestación del servicio subsidiado de la Resolución 182138 del Ministerio de Energía (luego derogada por la Resolución MME 40239 de 2022) (SSPD, 2020^[59]). Para acelerar el despliegue, el gobierno ha realizado varias licitaciones públicas para adquirir sistemas de medición en ZNI en los últimos años.

Además, entre los proveedores de servicios de energía, existe un esfuerzo por implementar estándares internacionales de información financiera para permitir un mejor monitoreo del desempeño financiero y la sostenibilidad de los proveedores. La SSPD está acompañando a los proveedores en estos esfuerzos, y la mayoría de los proveedores del servicio público de electricidad en las ZNI (57 en 2018) vienen cumpliendo con la obligación de reportar la información financiera al SUI. Los estudios en curso bajo el IPSE buscan cómo continuar mejorando el desempeño de los operadores. Las recomendaciones incluyen el fortalecimiento de metodologías para la planificación y control de los recursos financieros y la implementación de procedimientos para la permanente revisión y control del cumplimiento de los presupuestos. También puede ayudar introducir un código de buena gobernanza para definir las estructuras adecuadas de gestión y control y evitar conflictos de intereses.

El acceso al crédito está aumentando, pero sigue siendo un desafío

En vista de los desafíos para proveer servicios de energía eléctrica en ZNI, el acceso al financiamiento para el despliegue a gran escala de soluciones de energía renovable distribuida sigue siendo más difícil que el financiamiento de proyectos más grandes de energía renovable conectados a la red.

Las instituciones financieras pueden mostrarse renuentes a financiar proyectos renovables descentralizados fuera de la red debido a los altos costos asociados con el suministro en áreas remotas, la demanda incierta de clientes, y la disposición y capacidad de pago. Esto puede afectar la viabilidad del negocio, lo que a su vez genera incertidumbre en los financistas sobre la capacidad de recuperar costos y obtener retornos de inversión. Otros factores disuasorios incluyen calificaciones crediticias débiles (o la falta de ellas) del prestatario y la incapacidad de cumplir con los estrictos requisitos de garantía. Las pequeñas empresas que operan un modelo B2C tendrán una capacidad de endeudamiento característicamente menor, ya que sus ingresos se generan a partir de contratos a corto plazo con poblaciones de bajos recursos que enfrentan varios riesgos, lo cual genera un flujo de caja incierto e impredecible. Los desarrolladores más pequeños suelen tener menos poder de mercado cuando negocian con los financistas y pueden verse abrumados por estructuras de deuda desfavorables o inflexibles (UNDP, 2022^[60]). Además, la combinación de transacciones más pequeñas y un riesgo mayor puede contribuir a altos costos de transacción para el prestamista, quien tendrá que evaluar cada proyecto caso por caso, a menudo sin una documentación estandarizada del proyecto (Deloitte, 2019^[61]). Estos factores pueden incitar a los bancos a otorgar solo préstamos a corto plazo con requisitos de garantía y tasas de interés altos.

Colombia ha utilizado programas para apoyar las inversiones verdes en zonas no interconectadas. Los programas de préstamos concesionales han ayudado a aumentar la experiencia del sector financiero con proyectos de energía renovable distribuida. En 2015, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) otorgó USD 10 millones en financiamiento concesional a Bancóldex, el banco de desarrollo empresarial de Colombia, para aumentar su capacidad de apoyo a los operadores de generación de energía y proveedores de tecnología existentes en zonas no interconectadas con financiamiento a largo plazo para proyectos de energía renovable (BASE, 2016^[62]).

Esto ha dado sus frutos y el financiamiento comercial ha comenzado a ingresar al mercado renovable distribuido con algunos proyectos atractivos en las zonas no interconectadas de Colombia. En particular, Bancolombia ya está brindando financiamiento comercial para proyectos renovables, incluyendo Unguía Choco que trabaja con HG Ingeniera y Construcciones SAS (Cuadro 3.2) (IPSE, 2022^[63]), con varios más en desarrollo. El mercado de las energías renovables en zonas no interconectadas, por lo tanto, está evolucionando, y los préstamos comerciales se vuelven alcanzables para proyectos atractivos. Pero se puede hacer más por apoyar los préstamos comerciales para proyectos más riesgosos. Igualmente, se podría fortalecer los préstamos para pequeñas empresas a través del microfinanciamiento para ayudar a las empresas a invertir en paneles solares o riego solar, por ejemplo, para mejorar la productividad de sus actividades actuales.

Como se menciona en el siguiente capítulo, el financiamiento del desarrollo también puede desempeñar un papel importante en el apoyo al desarrollo temprano del mercado. Esto puede tomar la forma de acciones hacia arriba para fortalecer las condiciones propicias a nivel de gobierno o acciones hacia abajo para trabajar con los desarrolladores de proyectos, por ejemplo, dando asistencia técnica para aumentar la eficiencia de las actividades de operación y mantenimiento. También podría tomar la forma de un programa piloto de contratación pública o de medidas para eliminar el riesgo de las inversiones, por ejemplo, con garantías e instrumentos. A través de la asistencia técnica, al financiar el desarrollo también se puede ayudar a fortalecer la capacidad del sector financiero para ofrecer préstamos verdes a proyectos de energía renovable distribuida. Esto será particularmente importante para ampliar el acceso a las energías renovables a las micro, pequeñas y medianas empresas ubicadas en zonas no interconectadas.

Cuadro 3.2. Unguía Choco trabajan con HG Ingeniera y Construcciones SAS

El Sol Brilla para Unguía es un proyecto de generación híbrida a gran escala desarrollado por HG Ingeniera y Construcciones SAS, operado por Genercol SAS ESP y comercializado por ESPUN. El IPSE destaca este caso como una historia de éxito de la inversión privada en la provisión del servicio de energía eléctrica en zonas no interconectadas, gracias a la participación de inversionistas comerciales privados que otorgaron préstamos para el 70% del proyecto.

El Sol Brilla para Unguía es un proyecto híbrido de energía solar y diésel de 1 990 kW, el cual incluye 662 kWp de energía solar fotovoltaica, aumentada por 116 kWp con una batería. Este proyecto fue construido para atender a 10 000 usuarios en la municipalidad de Unguía con 22 horas de servicio de energía eléctrica y la posibilidad de extenderse a 24 horas.

La inversión se realizó con 30% del capital del desarrollador y 70% de la deuda fue proporcionada por Bancolombia bajo su línea de crédito verde. El proyecto también se benefició de incentivos fiscales, como exenciones del impuesto al valor agregado y la depreciación acelerada.

Los costos de operación más altos registrados son combustible (40-43%), repuestos y lubricante (7%), costos fijos (13.2%) y entrega de combustible al lugar de la operación. Los principales costos de personal han sido para administración, operación y mantenimiento, un experto para presentar las

solicitudes de tarifas al regulador CREG, y un equipo para apoyar el relacionamiento con el público junto con la empresa comercializadora.

Parte del éxito de este proyecto está ligado al fuerte enfoque en la relación con el cliente por parte de ESPUN, la empresa comercializadora de electricidad, quien provee una página web con información y atención al cliente para consultas y reclamos. También se invirtió tiempo en establecer relaciones y compartir información sobre el proyecto con los hogares, las empresas y las escuelas locales.

Una revisión encontró que más del 90% de los usuarios de Uguía podían afrontar los costos tarifarios de las tarifas subsidiadas de electricidad, las cuales se determinan según los ingresos y el estatus:

- El grupo 1 de usuarios, con subsidios del 81% de la tarifa, pagan 273.3 COP/kWh
- El grupo 2 de usuarios, con subsidios del 76% de la tarifa, pagan 343 COP/kWh
- El grupo 3 de usuarios, con subsidios del 65% de la tarifa, pagan 514.3 COP/kWh
- Los usuarios comerciales pagan 952.18 COP/kWh
- Los usuarios del sector público pagan 952.18 COP/kWh

Los generadores también reciben subsidios del MME por los activos de generación de aproximadamente 84% de los costos unitarios de la provisión del servicio eléctrico. Como se vio en la sección más atrás, el costo unitario de la prestación del servicio de energía eléctrica está determinado por la regulación tarifaria, expresada en pesos por kilovatio hora (\$/kWh), la cual corresponde a la suma de los costos eficientes de cada una de las actividades en la cadena eléctrica. A raíz de la Ley 2099 de 2021, la remuneración de los subsidios se pagó directamente al generador.

Según lo reportado, el costo total de la prestación del servicio es de 1476,4 COP/kWh, y el costo de generación es de 1243,1 COP/kWh, apenas por encima del costo unitario de generación aprobado por la CREG de 1.230 COP/kWh. Los costos de distribución y comercialización son de 22,39 COP/kWh y 72,81 COP/kWh, respectivamente.

Fuente: (IPSE, 2022^[63])

4 Acciones para apoyar el financiamiento y la inversión de la energía renovable distribuida

Colombia ya ha dado muchos pasos hacia aumentar la inversión en energía renovable en zonas no interconectadas, lo cual ha resultado en la duplicación de la capacidad renovable de 2020 a 2022, pasando de 16MW a 46MW (CNM, 2022^[58]). Sin embargo, para lograr las ambiciones de energía renovable distribuida establecidas en la Ley de Energía Renovable y satisfacer las necesidades de inversión destacadas en el PIEC, es necesario acceder al capital y crédito privados en volúmenes más grandes.

Los programas de desarrollo y el gasto público pueden ayudar a cerrar la brecha de inversión dirigiendo las intervenciones hacia el financiamiento e inversión privada de forma colectiva. En efecto, con USD 2 mil millones de inversión destacada en el PIEC, los mercados no interconectados de Colombia representan una gran oportunidad de inversión.

No obstante, los nuevos modelos de negocio serán críticos para reducir el costo del desarrollo de nuevos proyectos. Los costos estimados de conexión a través de minirredes híbridas y sistemas fotovoltaicos domiciliarios, que se basan en inversiones históricas, permanecen muy por encima de los promedios mundiales (Tabla 2.2). Conforme Colombia diseñe y revise las intervenciones, será esencial establecer medidas que puedan disminuir los costos generales para el gobierno y los usuarios.

El siguiente capítulo explora las áreas prioritarias del mercado colombiano para aumentar el financiamiento y la inversión en energía renovable distribuida, explorando las lecciones aprendidas de los programas de desarrollo implementados a nivel internacional.

Se puede fortalecer la planificación para alcanzar los objetivos de energía renovable y electrificación

Para alcanzar las ambiciones de energía renovable distribuida y continuar con el progreso de Colombia, una estrategia clara con acciones para corto y largo plazo podría ayudar a facilitar la implementación de energía renovable.

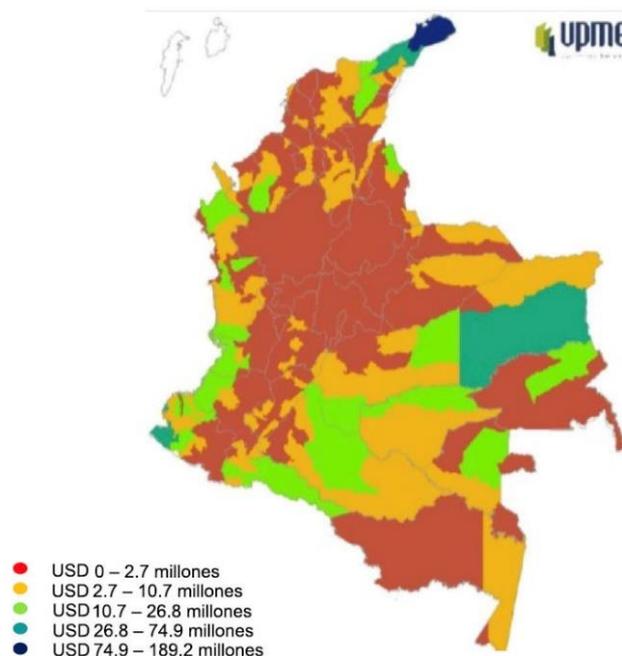
Si bien el PIEC establece las ambiciones de alto nivel, comunicar las acciones a nivel regional podría ayudar a incrementar la efectividad de las estrategias de implementación. Por ejemplo, la planificación actual no provee un claro plan para reemplazar la generación actual a base de diésel, la cual conforma casi 300 MW de capacidad instalada y representaría una inversión de bajo riesgo dados los datos preexistentes sobre la demanda y el retorno esperado.

Además, en las zonas más costosas de las ZNI en el pico más al norte de la Guajira, los costos municipales para expandir los servicios de energía eléctrica son 70 veces más que los de las municipalidad ubicadas al lado de la red nacional (Figura 4.1). Sin embargo, estos mismos lugares tienen

los mejores recursos eólicos en el país, incluyendo varios proyectos eólicos a gran escala lejos de la costa en preparación. Otras soluciones renovables como la bioenergía y el aprovechamiento energético e residuos podrían apalancar las actividades existentes para reusar los residuos en la producción de energía. Por ejemplo, como se resaltó en “Condiciones propicias para el Financiamiento y Inversión en bioenergía en Colombia” de la OCDE, los residuos orgánicos locales de actividades agrícolas y municipales podrían usarse para producir biogás para la generación de electricidad (OECD, 2022^[49]).

Desarrollar estrategias regionales e intersectoriales podría ayudar a apalancar oportunidades para asegurar beneficios locales del desarrollo de grandes proyectos o actividades agrícolas existentes. Como se menciona líneas abajo, esto puede ser emparejado con el uso de subsidios y estrategias de adquisición para dar incentivos para que el sector privado entre a mercados más riesgosos.

Figura 4.1. Costo de inversión municipal para el acceso universal (2019-23)



Fuente: (UPME, 2019^[37]) Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC) 2013-2017

Los enfoques de financiamiento basado en resultados están siendo utilizados cada vez más para catalizar la inversión privada

Los subsidios continuarán desempeñando un rol fundamental apoyando la electrificación para los consumidores más pobres y difíciles de alcanzar, especialmente en las zonas del Pacífico Norte y Pacífico Sur, donde existen dificultades para atraer la inversión privada o presentan desafíos para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica. Aun así, los fondos públicos deberían estar destinados a asegurar que sean sostenibles, minimizar los riesgos de distorsiones en el mercado y apuntar a las áreas más necesitadas. Se puede aprender lecciones valiosas de otras regiones acerca del diseño de subsidios, enfocándose en ampliar oportunidades comerciales y desbloquear un mayor potencial de mercado.

Particularmente, en donde haya un potencial comercial, los subsidios del lado de la oferta dirigidos a empresas e inversionistas pueden ser bien situados para apoyar el desarrollo del mercado. Por ejemplo, los instrumentos de financiamiento basado en resultados están siendo utilizados cada vez más en

programas dirigidos a poblaciones difíciles de alcanzar, incentivando una inversión privada incremental y asegurando la calidad del servicio. Este enfoque vincula el desembolso del financiamiento del proyecto a los hitos de desarrollo del proyecto o a una verificación de resultados acordados previamente. Debido a que los desarrolladores deben utilizar sus recursos de financiamiento para cerrar la brecha hasta que se desembolsen los fondos, este enfoque aumenta la rendición de cuentas e incentiva la puntualidad en la entrega (Sanchez, 2021^[64]). Al mismo tiempo, un enfoque en hitos puede promover el éxito del proyecto a largo plazo y ayudar a mejorar la eficiencia general del desarrollo y operación del proyecto de minired, en lugar de solo cubrir los costos iniciales (BloombergNEF and SEforAll, 2020^[65]).

El financiamiento basado en resultados ha probado ser un medio efectivo para catalizar inversiones privadas adicionales en los programas de desarrollo, tales como el Proyecto de Acceso Solar Fuera de la Red en Kenia (KOSAP, por sus siglas en inglés) del Banco Mundial, pues puede reducir tanto los costos como los riesgos para los desarrolladores (Cuadro 4.1). Bajo el programa Pro Mini-grids (Promoción de Minirredes) del GIZ en Uganda, también se utilizó el financiamiento basado en resultados para reducir el riesgo de deuda en las primeras etapas e incrementar la confianza de los inversionistas al recompensar los logros del proyecto (Cuadro 4.2).

Además, el uso de la licitación competitiva puede reducir los costos de los subsidios. Bajo una licitación de subsidio mínimo, los posibles proveedores de servicios de energía son evaluados no solo en base a la calidad de la oferta o su competencia técnica, sino también en base al monto del subsidio que requieren para conectar a nuevos usuarios. El financiamiento para los proyectos se otorga a los proveedores de servicio que cumplan con los requerimientos técnicos y que necesitan un subsidio menor.

Por ejemplo, este enfoque es utilizado por la Agencia de Electrificación Rural de Nigeria para expandir la implementación de minirredes (REA, 2022^[66]). En condiciones competitivas, para poder ganar la licitación, los proveedores de servicio tienen un incentivo para proveer estimaciones precisas del apoyo financiero requerido para que el proyecto sea financieramente sostenible, lo cual ayuda al gobierno a tener una mejor comprensión de los generadores de costos para el proyecto. El programa KOSAP utilizó una licitación competitiva para atraer a los proveedores de sistemas fotovoltaicos domiciliarios que fueran activos en otras partes del mercado de Kenia para así expandir sus actividades en comunidades desatendidas. Se colocó un límite en el monto de subsidio que podía otorgarse a cada proveedor de servicio en virtud de la convocatoria a licitación, lo que permitió que varios proveedores de servicio operaran en cada mercado. (Cuadro 4.1).

Cuadro 4.1. Proyecto de Acceso Solar Fuera de la Red del Banco Mundial

El Proyecto de Acceso Solar Fuera de la Red de Kenia (KOSAP) fue diseñado por el Banco Mundial para respaldar la amplia adopción de la energía renovable distribuida en las áreas remotas, de baja densidad y tradicionalmente desatendidas de Kenia, localizadas por lo general en el norte del país. Este programa fue diseñado como un mecanismo de financiamiento de USD 150 millones dedicado a apoyar el acceso a energía por medio de recursos de energía renovable para cocinar y la electrificación de las instalaciones y empresas de la comunidad.

Se destinaron USD 48 millones de este mecanismo al financiamiento basado en resultados y líneas de crédito con el objetivo de expandir el servicio hasta 250 000 hogares en zonas desatendidas. Este enfoque apunta a apalancar el floreciente mercado de sistemas fotovoltaicos domiciliarios en el resto de Kenia y apoyar a los proveedores de servicio existentes para que se provean sistemas fotovoltaicos domiciliarios a 1.1 millones de habitantes y se distribuyan 150 000 cocinas limpias en 8 condados.

El financiamiento basado en resultados fue una de las herramientas más efectivas para incentivar el incremento del suministro. En efecto, el objetivo del financiamiento en base a resultados es catalizar

la inversión privada al reducir los costos y riesgos, al mismo tiempo que da un incentivo para más inversiones. El financiamiento compensa a los proveedores de servicio una parte de los costos incrementales y de oportunidad, iniciales y continuos, asociados con la expansión de las operaciones en condados desatendidos. Al mismo tiempo, las cuotas del financiamiento se pagan en base al logro de hitos de conexión previamente acordados y al servicio posventa satisfactorio. Esto es un incentivo para realizar la entrega de forma eficiente y puntual, pues el proveedor de servicios debe depender de sus fuentes de financiamiento hasta alcanzar los hitos en los que se desembolsarán las subvenciones.

Además, se utiliza una licitación competitiva para determinar un nivel de subsidio eficiente para los proveedores de servicio. Los postores compiten por la calificación técnica y el nivel de subsidio requerido para cada conexión de usuario, otorgando el financiamiento al postor con la oferta más baja. Este proceso respalda el descubrimiento de precios, donde los actores gubernamentales pueden obtener una vista más realista del costo del servicio de las actividades de los proveedores en la región. Esto se complementa con un tope en la participación del financiamiento al cual cada desarrollador puede acceder, lo cual asegura que compitan múltiples proveedores de servicio y que puedan operar dentro de las zonas geográficas objetivo.

Bajo este componente, 100 000 unidades ya han sido implementadas y se espera pasar la meta de 250 000 unidades para fines de 2023.

Fuente: Entrevistas al Banco Mundial (2022) OCDE CEFIM

La contratación pública y la licitación multiobra son herramientas valiosas para ampliar el desarrollo del mercado

Se han implementado varias contrataciones públicas en los mercados de energía renovable distribuida, incluyendo asociaciones público-privadas o licitaciones para la agregación privada de múltiples obras. La agregación de obras para crear inversiones más grandes es una herramienta particularmente útil para atraer inversionistas, lo cual podría explorarse a través de programas piloto en Colombia. Esto también puede ayudar a atraer empresas internacionales con experiencia en tecnologías de energía renovable distribuida y modelos de negocio innovadores que puedan ayudar a reducir costos y llegar a los clientes. El trabajo de la UPME conforme al PIEC en la identificación de obras para proyectos a través de modelos de menor costo podría apoyar este proceso y facilitar la identificación de obras con diferentes perfiles de riesgo y demanda. Particularmente, las herramientas de planificación de cartera geoespacial pueden reducir significativamente los costos de preparación previa a la obra, desde unos USD 30 000 a USD 2 300 por obra (ESMAP, 2019^[13]).

En Uganda, bajo el programa Pro Mini-grids del GIZ, la contratación de obras agrupadas permitió a los desarrolladores beneficiarse de las economías de escala en los costos asociados con la preparación y desarrollo del proyecto. Tener varios proyectos para desarrollar y operar también puede justificar el costo de establecer una oficina local. En estas obras, se les dio a los desarrolladores licencias exclusivas para las zonas geográficas específicas con miras a implementar minirredes de energía renovable para la provisión de servicios de energía eléctrica (Cuadro 4.2).

Colombia ya ha implementado licencias exclusivas para zonas geográficas específicas permitidas conforme a la Ley 142 de 1994, la cual establece el régimen de los servicios públicos nacionales en Colombia. A las empresas de servicios públicos (SOPESA S.A. E.S.P. y ENAM S.A. ESP) conocidas como Áreas de Servicio Exclusivo (ASE) se les dio derechos exclusivos para proveer servicios de energía

eléctrica que incluyen la generación, distribución y marketing de la electricidad en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina,²⁰ y el departamento de Amazonas,²¹ respectivamente.

Para ser áreas remotas, estas áreas exclusivas de servicio han demostrado mejoras en la calidad y continuidad de los indicadores de servicio. En el caso del departamento de Mitú en Vaupés y Puerto Leguízamo en Putumayo, se ha logrado prestar el servicio las 24 horas del día. Por el contrario, en algunas localidades de las Zonas del Pacífico Norte y Pacífico Sur donde opera un modelo de libre competencia, la mayoría de los usuarios de energía no recibieron un servicio equivalente al del subsidio que se había asignado (SSPD, 2020^[59]).

A la fecha, no se han establecido más Áreas de Servicio Exclusivo, pero los modelos concesionales, bajo varias formas, siguen siendo una herramienta potencial disponible para atraer la inversión privada. Este tipo específico de Área de Servicio Exclusivo puede solo ser otorgada por el MME en nombre del estado. Las municipalidades también pueden otorgar directamente otros tipos de concesiones, conforme a la Ley 142 de 1994, para la contratación de servicios en sus territorios (Ivan Darío González Guarín, 2020^[67]). Por ejemplo, se le puede asignar a una empresa privada la responsabilidad de emprender, mantener y expandir las actividades de prestación de servicios de energía eléctrica en una municipalidad dentro de un periodo dado, incluyendo el establecimiento de sistemas robustos de facturación y cobranza bajo una tarifa regulada (Ignacio Perez Arriaga, 2020^[68]).

²⁰ Contrato de concesión 067 de 2009.

²¹ Contrato de concesión 052 de 2010.

Cuadro 4.2. Programa Pro Mini-grids en Uganda

El programa Pro Mini-grids apoyó al gobierno de Uganda en la obtención de inversiones privadas para minirredes solares en 15 aldeas en el sur y 25 en el norte del país. El programa entregó subsidios para gastos de capital para la generación de activos y dio apoyo para la agregación de proyectos y preparación de contratos para simplificar los procedimientos y crear una inversión mayor que sea de interés de los inversionistas.

La naturaleza pequeña y desagregada de los proyectos fuera de la red crean desafíos para movilizar la inversión a escalas adecuadas para alcanzar los objetivos de electrificación, ya que estos proyectos son, por lo general, muy pequeños para atraer a grandes inversionistas. Al empaquetar los proyectos en una licitación con múltiples obras, el piloto fue capaz de atraer un desarrollador más grande que pudiera beneficiarse de las economías de escala en los costos del proyecto. Los riesgos de los desarrolladores también se redujeron, pues los contratos y acuerdos fueron redactados previamente, los mecanismos financieros se determinaron por adelantado, y la autoridad de electrificación se involucró en la selección de la obra.

Al mismo tiempo, el uso de subvenciones y financiamiento basado en resultados para los costos de capital inicial ha ayudado a mejorar el perfil de retorno de la inversión. Bajo el programa Pro Mini-grids, Winch Energy, el ganador de la licitación, fue elegible para recibir un subsidio de hasta 80% del costo total del capital inicial, el cual incluyó la infraestructura de generación y distribución y las conexiones bajo un instrumento de financiamiento basado en resultados diseñado para catalizar la inversión privada.

Los hitos incluyeron completar el ensamble y envío de minirredes al lugar, la construcción de minirredes en aldeas, la conexión a los clientes y la puesta en marcha del suministro de energía eléctrica. Asimismo, la autoridad regulatoria proporcionó una infraestructura de distribución como contribución en especie, y el desarrollador de minirredes realizó las conexiones para los clientes, pero se les devolvió el pago según un enfoque en base a resultados.

A través de este proceso, las autoridades gubernamentales se familiarizaron con el tipo de requisitos que los prestamistas internacionales prefieren incluir en sus contratos, por ejemplo, con respecto a la compensación por la llegada anticipada de la red y el recurso de arbitraje internacional. Igualmente, los prestamistas y el desarrollador han ganado experiencia en el mercado de Uganda.

Fuente: (Pérez-López, 2020^[69]) Uganda – un enfoque empaquetado para la licitación de minirredes; Entrevista al GIZ (2022) OCDE CEFIM

El apoyo a los operadores podría ayudar a ampliar el alcance de los recursos existentes

El gobierno de Colombia dedica anualmente decenas de millones de recursos públicos a la energía en zonas rurales. Esto incluye subsidios de capital inicial para nuevos proyectos que provienen de fondos como la FENOGÉ y FAZNI, así como subsidios de tarifas para apoyar las actividades de operación y mantenimiento. Aun así, la naturaleza distribuida de los proyectos de pequeña escala implica la participación de varios actores, incluyendo municipalidades y operadores locales de red, muchos de los cuales pueden no tener la capacitación, capacidad o conciencia adecuadas para apoyar el desarrollo y financiamiento del mercado. Los operadores en localidades más pequeñas de ZNI tienden a contar con menos personal y recursos para identificar fuentes disponibles de financiamiento público y preparar la documentación.

Proporcionar un solo punto de entrada para las solicitudes de subvención bajo FONENERGIA, que unifica varios fondos, ayudaría a simplificar las solicitudes y mejoraría el acceso a los recursos existentes para el desarrollo de proyectos de energía renovable en las zonas no interconectadas de Colombia. Una mayor transparencia en los requisitos de financiamiento de subvenciones, selección de proyectos y un solo punto de contacto bajo el MME o el IPSE ayudaría a los operadores a tener la misma información sobre las oportunidades disponibles. Por el lado del gobierno, ayudaría a simplificar, coordinar y rastrear las solicitudes de proyectos y desembolsos de subvenciones para alinearlas con la planificación del PIEC y evitar duplicados o proyectos que se superpongan.

Los operadores en zonas no interconectadas tendrán distintos recursos y capacidades, y los vacíos en capacitación, capacidad o conocimiento crearán barreras significativas en el desarrollo del mercado y el acceso al financiamiento. El desarrollo de proyectos podría ser apoyado por un centro de coordinación o área administrativa (*back office*) que ayude a informar a los operadores acerca de los procedimientos, concesión de licencias, tarifas y normas técnicas para las soluciones de energía renovable. Dicho punto de contacto podría venir del IPSE, ya que encajaría bien con el mandato de supervisar la planificación de soluciones de energía en zonas no interconectadas. El IPSE ya ha fortalecido su disponibilidad de información a través de un sitio web actualizado con recursos para los desarrolladores.²² Para optimizar la revisión y aprobación de licencias para minirredes y otros requisitos regulatorios, varios países utilizan una ventanilla única a cargo de una agencia de electrificación rural u organismo similar (Energy Catalyst, 2020_[70]). Otros enfoques para facilitar la electrificación fuera de la red a pequeña escala incluyen la simplificación de procesos, tales como flexibilizar los requisitos para las instalaciones por debajo de cierto umbral o estandarizar contratos y análisis ambientales. Esto puede ayudar a reducir los costos y la longitud de los procedimientos para obtener las aprobaciones técnicas y ambientales relevantes para el proyecto y reducir los riesgos del desarrollo de proyectos en las etapas de prefactibilidad y factibilidad (Energy Catalyst, 2020_[70]).

Además, las instalaciones que ofrecen soporte, capacitación y asesoramiento a los operadores pueden ayudar a las empresas existentes a utilizar los recursos disponibles de manera más eficiente. Las tecnologías digitales, en particular para la medición y facturación, tienen un rol fundamental que desempeñar en la reducción de costos y la mejora del desempeño y transparencia, especialmente mejorando la calidad de los datos recolectados en las operaciones. Por ejemplo, en Perú, la segunda fase del Proyecto de Electrificación Rural del Fondo Mundial para el Medio Ambiente (FMAM) y el Banco Mundial capacitó al personal y ayudó a desarrollar herramientas en línea para que las empresas de servicios públicos gestionen los sistemas fotovoltaicos domiciliarios, así como también apoyó en la elaboración de acuerdos de facturación y cobro (World Bank, 2019_[71]).

El apoyo a la estandarización puede permitir una mejor evaluación del riesgo

Además, apoyar la estandarización puede ser una herramienta importante para facilitar la evaluación de riesgos y retornos de los proyectos. Por ejemplo, la aplicación de estándares tecnológicos internacionales puede asegurar a los financistas internacionales que el proyecto podrá brindar el servicio requerido a lo largo del tiempo (SER, 2020_[72]). También puede facilitar la agrupación de proyectos más pequeños, ya que los activos se comparan más fácilmente.

Para un inversionista o prestamista potencial, uno de los principales factores que contribuyen a los costos de transacción será la debida diligencia y la complejidad, o la falta de información sobre el desempeño financiero será una barrera para evaluar los riesgos y las oportunidades. La estandarización de la documentación puede ayudar a simplificar este proceso y reducir los costos de debida diligencia.

²² Más información disponible en: <https://ipse.gov.co/guia-practica-de-estructuracion-de-proyectos/>.

A nivel de múltiples obras, los proyectos pueden ser apoyados a través de subvenciones para entregar proyectos de energías renovables fuera de la red agrupados con servicios legales compartidos, asesoramiento técnico y documentación común de una manera más rentable de lo que sería posible para un solo proyecto (IRENA, 2018^[73]).

En términos más generales, los programas de asistencia técnica pueden desempeñar un papel importante llegando a un consenso entre las partes interesadas de la industria sobre la documentación estándar necesaria para los proyectos de energía renovable distribuida en el contexto de las ZNI. Iniciativas como la Plataforma de Agregación Climática²³ trabajan en el país para desarrollar grupos de trabajo, evaluaciones de mercado y planes de acción para apoyar la agregación financiera de proyectos a pequeña escala. Los datos uniformes y estandarizados son una base esencial para la transparencia en el modelado de las cuentas por cobrar agregadas. Con el tiempo, si los proyectos se implementan bajo un modelo de negocio probado que sea similar o común, esto aumentará la comparabilidad del proyecto y facilitará mucho el proceso de agregación (GBN, 2019^[74]).

Apoyar el acceso a los datos sobre las minirredes y las operaciones independientes, por medio de informes consistentes y definiciones estandarizadas, aumenta la transparencia y da a los inversionistas un medio para entender mucho mejor los mercados locales en las ZNI de Colombia. Los programas de desarrollo pueden ayudar a coordinar el desarrollo de una metodología precisa para la recopilación de datos y alentar la recopilación de datos entre las empresas de energía renovable distribuida y las municipalidades, lo que a su vez puede mejorar la bancabilidad del proyecto. Además, al incluir elementos sobre la diversidad, incluyendo el género y las comunidades indígenas o minoritarias, esto puede ayudar a los inversionistas a comprender mejor el impacto social de los proyectos.

La agrupación financiera y operativa puede escalar los volúmenes de inversión

La agrupación de proyectos pequeños en activos mucho más grandes puede hacerlos más atractivos, ya que las inversiones más grandes hacen que sea más fácil para los patrocinadores de proyectos generar interés en una gama más amplia de financistas e inversionistas. Además, los costos y riesgos de la inversión se distribuyen entre varios proyectos, lo que puede ayudar a reducir el costo de financiamiento (Weston et al., 2018^[75]). Las licitaciones con múltiples obras, como el programa Pro Mini-grids del GIZ, son una opción para agregar proyectos (Cuadro 4.2). El ganador de la licitación, Winch Energy, recaudó capital de varios inversionistas y prestamistas mediante la creación de una plataforma dedicada de recursos limitados. Esto fue posible gracias a la combinación de 25 proyectos de Uganda con otros 23 proyectos adjudicados en una licitación aparte en Sierra Leona para así crear una gran inversión (Cuadro 4.3).

²³ Más información disponible en: <https://www.undp.org/climate-aggregation-platform>.

Cuadro 4.3. Financiamiento de recursos limitados bajo Winch IPP

Winch Energy es un desarrollador de energía renovable fuera de la red propiedad de Total Eren, Itochu Corporation, Al Gihaz Holdings y Winch Partners. En 2017, se le adjudicaron 25 proyectos de minirredes renovables a Winch Energy en una licitación de minirredes con múltiples obras a través del programa Pro Mini-grids del GIZ en Uganda (Cuadro 4.2).

Por lo general, la naturaleza pequeña y desagregada de los proyectos crea desafíos para movilizar la inversión, ya que los inversionistas y prestamistas buscan inversiones que valgan decenas de millones de dólares americanos. Además, el riesgo y los costos de desarrollar proyectos pequeños serán mayores. La licitación de obras individuales conduce a una mayor proporción de costos de transacción en el costo total del proyecto. La incertidumbre sobre la obtención de licencias o aprobaciones gubernamentales también aumenta el riesgo de no poder recuperar los costos de planificación si el proyecto no sigue adelante. Los prestamistas también son particularmente conscientes de los riesgos que afectan las operaciones de las minirredes, incluyendo la llegada anticipada de la red nacional y los cambios en las tarifas del consumidor, lo que podría influir negativamente en la recuperación de costos.

Al desarrollar 25 obras de minirredes en Uganda en el marco de una licitación, la inversión debe incrementarse entre USD 5 y 8 millones. Al mismo tiempo, el papel del gobierno en la licitación mejoró significativamente la bancabilidad del proyecto. Los riesgos de desarrollo del proyecto se redujeron al tener obras preidentificadas, y los acuerdos se firmaron por adelantado. El acuerdo de implementación de 10 años de construcción, posesión, operación y transferencia también hizo que las operaciones de minirredes sean más predictibles. Por ejemplo, los acuerdos gubernamentales incluyeron una compensación por fuerza mayor y llegada anticipada de la red.

Las necesidades de inversión aumentaron aún más al agregar el proyecto de Uganda a otros 23 proyectos adjudicados mediante una licitación de asociación público-privada en Sierra Leona. Esto permitió a Winch Energy movilizar USD 16 millones para ambos proyectos y atraer a un socio estratégico, NEoT Off-grid Africa, una plataforma de inversión privada dedicada a financiar la energía descentralizada en África.

Juntos, Winch Energy y NEoT Off-grid Africa establecieron un medio de financiamiento de recursos limitados dedicado, el cual recaudó USD 12 millones en capital y USD 4 millones en deuda. NEoT Off-grid Africa inyectó la mayor parte del capital y un préstamo sindicado entre FMO, el banco holandés de desarrollo empresarial, y la Plataforma de Rendimiento de Energía Renovable (REPP, por sus siglas en inglés). Cerrada en 2021, actualmente es la cartera de financiamiento de recursos limitados más grande para minirredes solares fuera de la red en África.

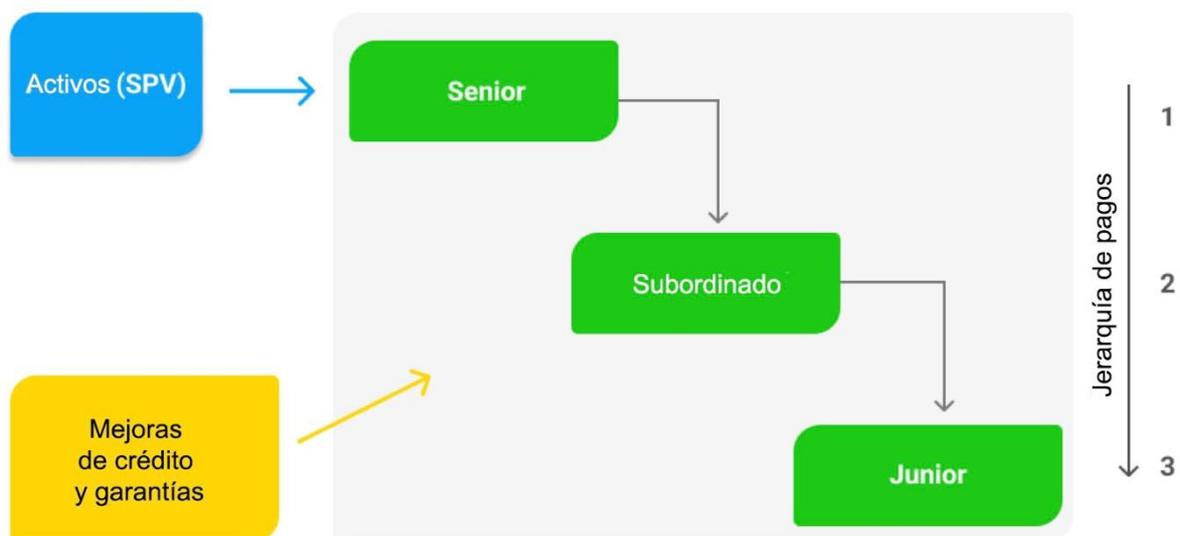
Fuente: Entrevista a Winch Energy (2022) OCDE CEFIM

Del mismo modo, la agregación financiera se puede aplicar a los activos operativos para desbloquear nuevas fuentes de financiamiento para proyectos de energía limpia a pequeña escala. Bajo este proceso, múltiples activos, proyectos o empresas de energía renovable distribuida se agrupan en una cartera para que puedan recibir financiamiento de los inversionistas en función de los flujos de caja futuros. Con la cartera agregada actuando como punto de entrada para los inversionistas, los costos de transacción se reducen en comparación con invertir en activos individualmente. Además, la agregación financiera proporciona un medio para gestionar el riesgo de la cartera. Los riesgos operativos de los activos individuales se diluyen dentro de la cartera, y se pueden elegir combinaciones de activos con perfiles de riesgo específicos para satisfacer el apetito de riesgo de los inversionistas.

La agrupación de proyectos renovables distribuidos a pequeña escala en ZNI bajo una sociedad de propósito específico puede facilitar la titularización, mediante la cual los patrocinadores emiten valores individuales en función de los flujos de ingresos existentes o esperados. Luego, el capital puede reinvertirse mediante la venta de valores en el mercado secundario, reponiendo así la cantidad disponible para proyectos de energía renovable (IRENA, 2016^[76]). Este tipo de modelo se ha empleado con éxito en Brasil bajo el Fondo de Inversión de Derechos Crediticios (Cuadro 4.4), el cual adapta la normativa existente para el mercado hipotecario para proporcionar fondos para proyectos verdes.

A través de la creación de varios tramos individuales con una variedad de calificaciones, riesgos y retornos para atraer los diferentes gustos de los inversionistas, la agregación de activos también puede ayudar a atraer inversionistas reacios al riesgo, como los inversionistas institucionales. Se puede priorizar el reembolso de ciertos tramos para crear valores de menor y mayor riesgo. Según este enfoque, el tramo principal, que tiene el valor con la calificación más alta, recibirá primero los pagos de capital e intereses. El tramo junior sería el último en recibir los pagos de capital e intereses. Este proceso puede contar con el apoyo de socios para el desarrollo que brindan mejoras crediticias o garantías en los tramos inferiores (IRENA, 2016^[76]) (Figura 4.2)

Figura 4.2. Cascada del flujo de efectivo para valores



Notas: Sociedad de propósito específico (SPV, por sus siglas en inglés)

Fuente: adaptado de (IRENA, 2016^[76]). Desbloqueo de la inversión en energías renovables: el rol de la mitigación de riesgos y el financiamiento estructurado (Unlocking renewable energy investment: the role of risk mitigation and structured finance)

Cuadro 4.4. Fondo de Inversión en Derechos Crediticios

En 2016, el Fondo de Inversión en Derechos Crediticios (Fundo de Investimento em Direitos Creditórios, FIDC) fue diseñado como un instrumento de titularización en el mercado brasileño para abordar la falta de financiamiento a largo plazo para proyectos de energía limpia, así como para superar barreras, tales como la falta de liquidez de activos y riesgos asociados con monedas extranjeras, condiciones macroeconómicas y proyectos.

Este instrumento se basa en el marco regulatorio existente de FIDC, el cual permite la titularización a través de valores respaldados por activos, regulados por la Comisión de Valores Mobiliarios (CVM) de Brasil. A través de una sociedad de propósito específico (SPV), las cuentas por cobrar de la deuda contractual se pueden agrupar, y los valores financieros respaldados por activos generadores de ingresos se pueden vender a los inversionistas. Ya existía un mercado considerable para las acciones de FIDC en Brasil para hipotecas comerciales y residenciales, deudas de tarjetas de crédito y préstamos vehiculares.

Bajo este modelo, el marco regulatorio existente de FIDC se combina con criterios de certificación verde y un modelo financiero adaptado a las necesidades de proyectos de energía limpia como las renovables y la eficiencia energética. Esto permite valores contra futuros flujos de ingresos de uno o más proyectos de energía limpia agrupados bajo un SPV para financiamiento

Este enfoque también proporcionó un medio para asignar riesgos a los inversionistas más adecuados para manejarlos, adoptando un enfoque de financiamiento combinado para utilizar fondos concesionales para mitigar el riesgo y atraer financiamiento privado.

En 2021, Albion Capital y Órigo Energía, un desarrollador de energía renovable, anunciaron el cierre de Green FIDC Solar GD, el primer FIDC emitido como bono climático en Brasil con USD 35.8 millones (BRL 201.5 millones). Además, en base al modelo FIDC Verde, Albion Capital y Órigo Energía también lanzaron un CRI Verde (Certificado de Recebíveis Imobiliários), una forma brasileña de garantía hipotecaria diseñada para inversionistas inmobiliarios, asegurando USD 14.3 millones (BRL 80.1 millones).

Fuente: (The Lab, 2017^[77]) Fondo de Inversión en Derechos Crediticios (FIDC Verde); (CPI, 2021^[78]) El primer FIDC y CRI de Brasil emitidos como bonos climáticos recaudan USD 50 millones (Brazil's first FIDC and CRI issued as a climate bonds raise USD 50 million).

Se puede fortalecer la capacidad del sector financiero local para proporcionar productos verdes y prestar a proyectos renovables

El mercado de energías renovables distribuidas en ZNI está evolucionando con atractivos proyectos de minirredes renovables y proveedores establecidos de sistemas fotovoltaicos domiciliarios que comienzan a recibir financiamiento comercial. Los programas de desarrollo pueden aprovechar este progreso centrándose en el desarrollo de capacidades del sector financiero para aumentar la capacidad y la confianza de los prestamistas para otorgar préstamos a proveedores independientes de tecnología solar y para financiar proyectos de minirredes en zonas no interconectadas. El acceso al financiamiento es particularmente crítico para apoyar a las empresas u operadores más pequeños, los cuales a menudo operan con un flujo de caja libre limitado. El retraso en el desembolso del financiamiento o la falta de financiamiento para el crecimiento empresarial pueden representar obstáculos importantes.

Además, los programas pueden enfocarse específicamente en préstamos verdes para pequeñas y medianas empresas (PYME). Por ejemplo, el programa EcoMicro del BID trabaja directamente con

intermediarios financieros en préstamos de consumo para tecnologías renovables y financiamiento para empresarios ambientalistas y PYME (Cuadro 4.5). El objetivo del programa es ayudar al sector financiero local a comprender más claramente los modelos de negocio para las PYME y los riesgos y costos de las inversiones en energía limpia, así como respaldar la aplicación de una tasa de interés adecuada. A través del desarrollo de capacidades, el programa trabaja en el fortalecimiento de las capacidades de las instituciones financieras locales para diseñar productos de financiamiento personalizados para agricultores y agroempresas para así ampliar el uso de energías renovables en la agricultura. Esto ayudó a reducir la necesidad de garantías tradicionales sobre los títulos de propiedad, usando en su lugar tecnologías de energía renovable como garantía, y alineó mejor las tasas de interés, los cronogramas de pago y la flexibilidad en función de los antecedentes financieros y los flujos de efectivo del prestatario potencial (IRENA, 2016^[76]).

Cuadro 4.5. Eco Micro

Eco Micro es una iniciativa creada por el laboratorio de innovación del Banco Interamericano de Desarrollo (BID Lab) para ayudar a cerrar las brechas de financiamiento de las MIPYME trabajando con socios intermediarios financieros para ayudarlos a estar mejor equipados para proporcionar financiamiento verde.

Eco Micro está trabajando desde 2020 hasta 2022 con la Corporación Financiera de Desarrollo (DFC, por sus siglas en inglés) en Belice para respaldar los préstamos de energía renovable y eficiencia energética a las PYME. Este programa financia una línea de crédito del Banco de Desarrollo del Caribe (USD 1-2 millones) con fuentes de financiamiento adicionales provenientes del Fondo de Desarrollo de CARICOM (CDF, por sus siglas en inglés) y una nueva línea de crédito con el BID de la cual se asigna 30% al financiamiento climático.

Bajo el programa Eco Micro, Econoler, una empresa consultora de energía sostenible, brinda asistencia técnica a DFC para ayudarlos a obtener las herramientas y los conocimientos adecuados para analizar el mercado y diseñar productos financieros verdes que respondan a las necesidades locales. La investigación realizada por Econoler en el marco del programa Eco Micro dio recomendaciones sobre cómo mejorar el acceso y el atractivo de los productos de financiamiento verde para las PYME. Esto ayudó a reducir los requisitos de garantía para préstamos de energía limpia y simplificó las plantillas de auditoría para evaluar mejor los proyectos.

El programa también ha ayudado a difundir información a las PYME en Belice sobre los beneficios de las inversiones en energía renovable y eficiencia energética, y a llamar la atención de los bancos de desarrollo sobre las opciones de préstamo verde que dan préstamos a tasas de interés atractivas de 5.5-6%. A medida que la situación económica mejore, se espera que aumente el interés en los préstamos de energía limpia, especialmente en el contexto de una mayor volatilidad de los precios, donde tales inversiones pueden ayudar a generar ahorros de energía a largo plazo.

Fuente: Entrevista a Eco Micro (2022) OCDE CEFIM

El financiamiento combinado puede ayudar a ampliar la inversión privada en energías renovables distribuidas

El uso estratégico del financiamiento de desarrollo para la movilización de financiamiento adicional hacia el desarrollo sostenible en los países en desarrollo puede ser fundamental para cerrar la brecha financiera

de las energías renovables distribuidas. El financiamiento combinado, que se basa en el financiamiento de instituciones de desarrollo (como donantes y bancos multilaterales de desarrollo), hace uso de diversas estrategias, incluyendo la eliminación de riesgos financieros o la asistencia técnica para movilizar el financiamiento privado y aumentar la cantidad total de recursos disponibles para los países en desarrollo.

Los programas de desarrollo pueden apoyar la aceptación de los mercados renovables distribuidos a través de la eliminación del riesgo financiero que se acumula en las inversiones privadas. El rol del financiamiento de desarrollo puede ayudar a crear oportunidades de financiamiento privado con distintos niveles de riesgo. Por ejemplo, las herramientas de mejora crediticia pueden ser un medio para respaldar los préstamos en moneda local, cerrando la brecha entre los requisitos financieros de los proyectos y los términos financieros disponibles en el mercado local. Al reducir el riesgo de los prestamistas, los bancos locales pueden prestar a proyectos más riesgosos u ofrecer tasas de interés más bajas que reflejen el riesgo reducido (Cuadro 4.6). Esta puede ser una herramienta importante para el financiamiento en moneda local y reducir los riesgos en torno a la convertibilidad de la moneda. Otras herramientas incluyen garantías de ingresos, que se pueden utilizar para proteger a los inversionistas contra el riesgo de déficit de ingresos, particularmente en las primeras etapas de los proyectos de energías renovables distribuidas cuando el riesgo de desalineación de la demanda y la oferta es mayor (Cuadro 4.7).

Adoptar un enfoque sistemático de los programas de desarrollo para garantizar su adicionalidad y la movilización de financiamiento comercial puede ayudar a maximizar el impacto de dichos programas en Colombia. Los Principios de Financiamiento Combinado de la OCDE ofrecen un marco de políticas común para guiar el uso del financiamiento combinado. Alcanzar el objetivo de París de limitar el calentamiento global a 1.5 °C para fines de siglo requerirá una movilización de fondos sin precedentes. El financiamiento combinado puede ser una herramienta crucial para escalar el financiamiento comercial y la inversión en energía limpia (Figura 4.3) (OECD, 2022^[25]) (OECD, 2020^[79]).

Cuadro 4.6. Garantía de crédito parcial de GuarantCo a Bboxx

GuarantCo es un proveedor de soluciones de crédito en moneda local a largo plazo, financiado por varias agencias de desarrollo, el cual se estableció para ayudar a cerrar la brecha de financiamiento en infraestructura en países de bajos recursos en África y Asia. En 2021, GuarantCo ayudó a movilizar financiamiento comercial en moneda local para Bboxx, un proveedor de energía solar fuera de la red que opera en África. Esto se hizo a través de una garantía parcial contra un préstamo proporcionado por SBM Bank Kenya, un banco comercial local.

Los bancos en Kenia, y en toda la región, pueden mostrarse reacios a otorgar préstamos a proveedores de sistemas fotovoltaicos domiciliarios en la fase inicial de crecimiento cuando es posible que aún no se haya alcanzado la rentabilidad. La garantía de crédito parcial de GuarantCo ayudó a movilizar el financiamiento en moneda local a una tasa asequible, en un mercado donde el financiamiento no estaba disponible o sólo lo estaba a tasas de interés prohibitivas.

GuarantCo otorgó una garantía parcial de KES 1.2 mil millones (alrededor de USD 10 millones) contra la línea de crédito de KES 1.6 mil millones (equivalente a alrededor de USD 15 millones). Bajo la garantía de crédito parcial, GuarantCo asume el riesgo de falta de pago del servicio de deuda programada hasta por 75% del préstamo subyacente entre SBM Bank y Bboxx. Se establece un acuerdo de recurso entre Bboxx y GuarantCo para cubrir, entre otras disposiciones, el pago de tarifas a GuarantCo y los derechos y obligaciones de Bboxx, GuarantCo y el SBM Bank luego de posiblemente invocar la garantía. Esta garantía actúa como un sustituto o complemento de la garantía en el paquete de garantía, lo que permite que el préstamo se lleve a cabo, donde de otra manera probablemente no hubiera sido posible. La transferencia de riesgo también permite que el banco comercial mejore las condiciones crediticias para el prestatario.

Esto permitió a Bboxx expandir su negocio en Kenia para dar acceso a energía limpia, confiable y asequible a casi medio millón de personas a través de sistemas fotovoltaicos domiciliarios fuera de la red en Kenia. Bboxx Kenia utilizará los fondos para comprar nuevo inventario durante dos años, incluyendo 89 600 sistemas fotovoltaicos domiciliarios y electrodomésticos esenciales como refrigeradores y teléfonos celulares.

Fuente: Entrevistas a GuarantCo (2022) OCDE CEFIM

Cuadro 4.7. SIDA

Como parte de su mandato de promover el desarrollo sostenible, el crecimiento económico inclusivo y la reducción de la pobreza, la Agencia Sueca de Cooperación Internacional para el Desarrollo (SIDA) del gobierno de Suecia apoyó la plataforma de crowdfunding Trine Investment (Trine) con un instrumento de garantía. A través de este instrumento, SIDA tiene como objetivo mejorar el acceso al crédito para los empresarios de energía solar: micro, pequeños y medianos proveedores de servicios de energía que suelen tener dificultades para acceder al financiamiento.

Las garantías pueden ser una herramienta eficaz y flexible para apoyar inversiones en proyectos beneficiosos, social y ambientalmente, como las energías renovables. Las garantías funcionan redistribuyendo el riesgo de estas inversiones entre los actores públicos y privados. Las garantías de SIDA son como un seguro para los prestamistas. El beneficiario de la garantía paga una comisión por la garantía y, si el prestatario no cumple, el prestamista recupera una parte del dinero.

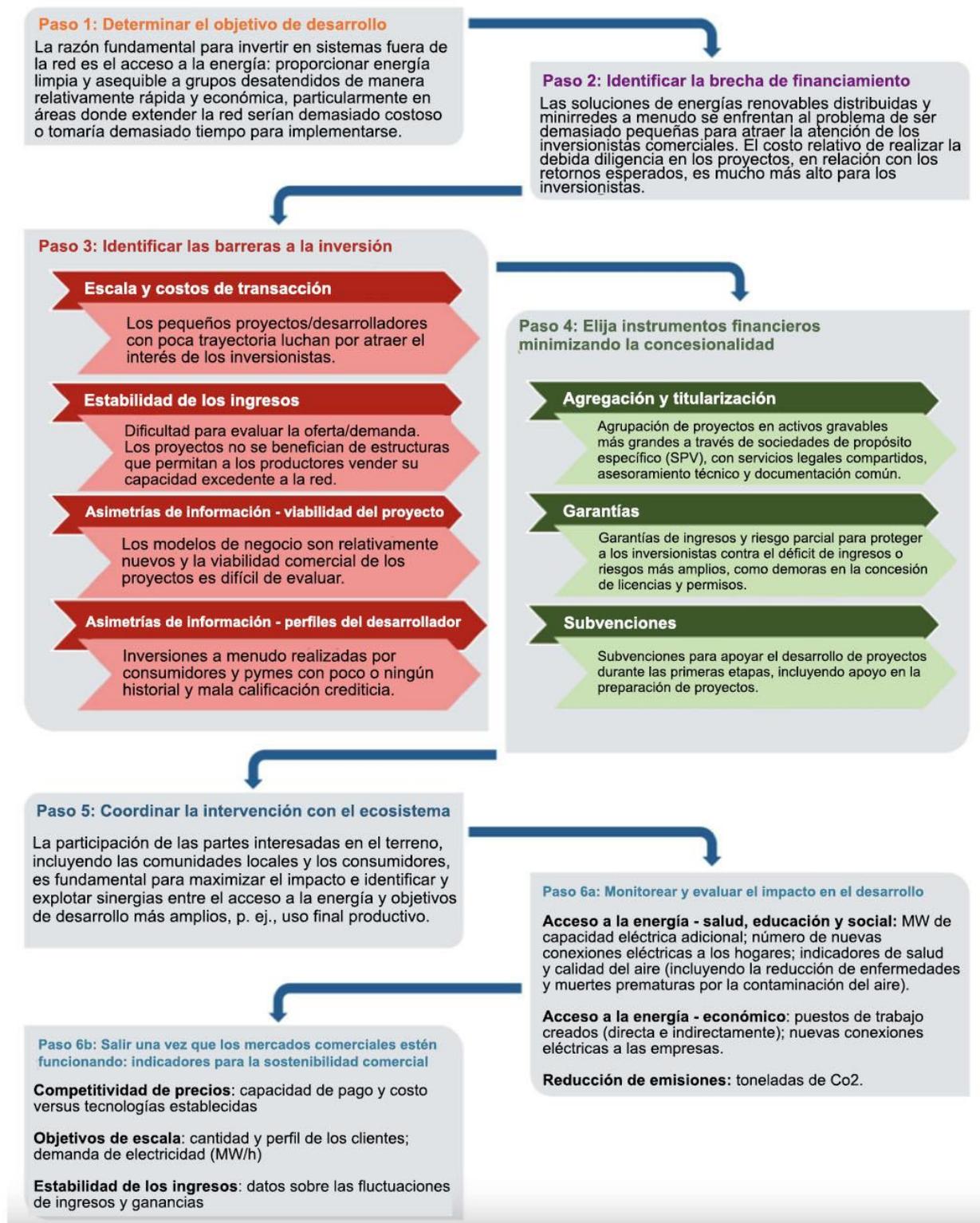
En el caso de Trine, que actúa como intermediario financiero, la garantía permite a los inversionistas de *crowdfunding* recuperar parte de sus costos si el empresario de energía solar no cumple (SIDA, 2019^[79]). SIDA y Trine establecieron un acuerdo de garantía por 10 millones de euros de capital privado movilizado del “*crowd*” (colectivo) para ser utilizados como préstamos para proveedores de servicios de energía solar en los países acordados. El plazo del préstamo para los empresarios de energía solar era de entre 4 y 6 años y, según este acuerdo, se garantizaba 60 % del principal de los inversionistas. Esto se dispuso como una garantía *pari passu*, que significa “igualdad en el derecho de pago”, por lo que los acreedores del préstamo, en este caso los inversionistas colectivos, son tratados por igual y compensados proporcionalmente por la parte predeterminada de las pérdidas.

Como instrumento de asistencia al desarrollo, la adicionalidad es imperativa en la garantía de SIDA. La intención es que la garantía permita al beneficiario movilizar capital adicional que de otro modo no habría invertido, o llegar a empresarios y empresas en países en desarrollo, por ejemplo, mujeres y jóvenes empresarios, o empresas que operan en un entorno propenso a conflictos.

Estas inversiones ayudaron a Trine a ampliar sus préstamos en África subsahariana y generar confianza en su modelo de negocios. La tasa de incumplimiento fue más baja de lo esperado, por debajo del 3.3%. También ayudó a demostrar la oportunidad comercial de prestar a empresarios de energía solar y pequeñas y medianas empresas de servicios de energía a través de plataformas de *crowdfunding*.

Fuente: Entrevistas a SIDA (2022) OCDE CEFIM

Figura 4.3. Guía de financiamiento combinado para sistemas de energía limpia fuera de la red



Fuente: (OECD, 2022^[25]) Directrices de financiamiento combinado de la OCDE para energía limpia; (OECD, 2020^[79]) Guía de financiamiento combinado del CAD de la OCDE

5 Conclusiones

La competitividad en los costos de energía renovable a pequeña escala está mejorando, y los países tienen oportunidades claras para invertir en ellas. Acelerar la implementación y cosechar sus beneficios dependerá de qué tan rápido se pueda cerrar la brecha de inversión. Aprovechar el capital y crédito privados en grandes cantidades será esencial para aumentar la inversión para mejorar y expandir el acceso a energía limpia a las poblaciones en zonas no interconectadas que todavía no lo tienen y, en segundo lugar, para determinar una ruta para los planes de transformación de energía a largo plazo y las políticas de eliminación gradual de los combustibles fósiles que respaldarán los objetivos de cero emisiones.

Además, existe un costo significativo relacionado con el suministro y transporte de combustible, principalmente diésel, a lugares remotos y de difícil acceso. En 2018, el gobierno gastó más de USD 25 millones en subsidios de combustible para operadores en zonas no interconectadas (CNM, 2020^[39]). A medida que continúan los esfuerzos de electrificación, este número se triplicaría con creces en una década gracias a las actuales tecnologías. Por lo tanto, la transición hacia tecnologías renovables representa una oportunidad importante para reducir los costos que pagan los consumidores de electricidad y el gobierno.

La actualización de la tarifa de electricidad y las normas de subsidios ya han aumentado la confianza en el mercado de energía renovable distribuida, al mejorar la recuperación de costos en la operación y el mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios. La capacidad instalada de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios se ha duplicado entre 2020 y 2022, aumentando de 16 a 46 MW (CNM, 2022^[58]). Los incentivos financieros han sido valiosos al crear mercados tempranos y mejorar la competitividad de los costos de energía renovable a pequeña escala. Sin embargo, en base a inversiones históricas, los planes de expansión (PIEC 2019-2023) prevén que se necesitaría una inversión de casi USD 2 mil millones para llegar a los 500 000 usuarios restantes sin acceso a electricidad en Colombia. A medida que Colombia diseñe y revise las intervenciones para apoyar el mercado de energía renovable en zonas no interconectadas, será fundamental considerar medidas que continúen reduciendo los costos generales para el gobierno y los usuarios.

Para lograr las economías de escala que se necesitarán para una transformación del sistema eléctrico con energía renovable a pequeña escala, se necesitan innovaciones sistémicas en las políticas, normas y nuevos modelos financieros y comerciales que interactúen y se refuercen entre sí. En particular, Colombia debe considerar áreas en las que el sector público y los socios para el desarrollo pueden ayudar a fortalecer el entorno propicio para la inversión privada y apoyar la innovación en el modelo de negocio:

- Los programas para apoyar a los operadores a desarrollar capacidad técnica, incluyendo la mejora de las capacidades de medición, ayudarían a que los recursos existentes se utilicen de manera más eficiente y respaldarían la sostenibilidad de los negocios existentes. Una herramienta fundamental para acceder al financiamiento será tener mejores datos sobre las operaciones.
- Los programas de desarrollo pueden adaptarse para fortalecer la capacidad de las instituciones financieras locales para ofrecer productos ecológicos. El desarrollo de la capacidad interna y la inclusión de procedimientos, como metodologías simplificadas para evaluar proyectos de energía renovable fuera de la red, pueden ayudar a reducir las barreras de financiamiento, incluyendo los estrictos requisitos de garantía.

- La documentación estandarizada de apoyo puede aumentar la transparencia y permitir a los inversionistas comprender mejor los sectores de miniredes híbridas renovables y energía solar fuera de la red. Una mayor comparabilidad entre proyectos también puede respaldar la agregación financiera y el financiamiento fuera de balance.
- La agregación de proyectos es una herramienta poderosa para superar las barreras de inversión. En particular, puede crear una ruta para acceder a los mercados de capital y atraer experiencia internacional a los proyectos. Colombia puede basarse en la identificación de obras realizada en las actividades de planificación eléctrica para elaborar licitaciones multiobra, lo que ayudaría a lograr economías de escala al reducir los costos individuales de transacción de cada proyecto.
- En circunstancias donde el apoyo del gobierno es crítico para el éxito del proyecto, especialmente para proyectos de mini redes en zonas complejas, los enfoques como el financiamiento basado en resultados o las licitaciones de subsidio mínimo pueden ayudar a catalizar inversiones privadas adicionales. En particular, combinar subvenciones con adquisiciones competitivas puede respaldar el descubrimiento de precios al proporcionar información sobre los generadores de costo en el mercado local.
- Hay una serie de diferentes fondos públicos disponibles para proyectos de energía renovable distribuida en zonas no interconectadas, pero los largos y complicados procedimientos de solicitud de subvenciones pueden desalentar su uso. La simplificación de los procedimientos o la creación de una ventanilla única para las solicitudes de subvenciones podría ayudar a ampliar el alcance de los recursos existentes.
- Tanto las fuentes de financiamiento públicas como privadas tienen un papel vital en el desarrollo de las soluciones de energía renovable en el mercado fuera de la red de Colombia. Por lo tanto, las intervenciones deberían priorizar la movilización de un financiamiento adicional para cerrar la brecha financiera de las energías renovables distribuidas. Por ejemplo, los enfoques de financiamiento combinado, como las garantías crediticias, pueden ayudar a movilizar estratégicamente los préstamos comerciales.

Parte II Casos de estudio

Introducción

En regiones de todo el mundo, la reducción del costo de la tecnología y la innovación en el modelo de entrega están ayudando a los proveedores y usuarios finales a acceder a un financiamiento asequible de largo plazo para soluciones de energía renovable distribuida. Los programas públicos, el financiamiento combinado y el uso de medidas innovadoras de financiamiento, destinados a reducir las barreras al capital privado, pueden crecer a escala en estos mercados.

Colombia puede aprender de experiencias en otros lugares sobre herramientas para apoyar el desarrollo del mercado de una manera que reduzca progresivamente la necesidad de subsidios de capital y fomente la participación del capital privado. Además, dada la naturaleza de rápida evolución de los mercados fuera de la red, el gobierno debería continuar monitoreando la efectividad de los instrumentos para garantizar que continúen siendo adecuados para la etapa particular de desarrollo en la que se encuentra el mercado.

Este análisis provee una variedad de casos de estudio sobre modelos de negocio y financiamiento, así como los instrumentos de políticas y financiamiento utilizados para acelerar la adopción de energía renovable a pequeña escala. Estos incluyen enfoques para agrupar los flujos de ingresos privados y públicos y nuevos incentivos para abordar las fallas del mercado o ampliar las actividades de desarrollo en curso (Figura 0.1).

Figura 0.1. Casos de estudio sobre modelos de negocio y financiamiento para energías renovables distribuidas

| | Instrumento financiero | Estrategia financiera | Modelo de negocio | País/región | Cronograma |
|--|--|--|---|---------------------------|-----------------|
| Eco micro | Subvención | Asistencia técnica al sector financiero | Productos financieros verdes para ER y EE | Latinoamérica y el Caribe | 2010 - Presente |
| Promoción de minirredes del GIZ | Subvenciones, financiamiento concesional y comercial | Financiamiento con recursos limitados, agregación de proyectos | Minirredes de energía como servicio | Uganda | 2017 - Presente |
| FIDC Verde | Subvenciones, financiamiento concesional y comercial | Titularización de proyectos de ER y EE | Diversos modelos de negocio | Brasil | 2016 - 2017 |
| GuarantCo | Riesgo compartido | Garantía de crédito parcial | Arrendamiento con opción a compra de SFVD | Kenia | 2021 - Presente |
| Kingo energy | Inversión a largo plazo y financiamiento concesional | Capital y deuda concesional | Arrendamiento con opción a compra y energía como servicio de SFVD | Latinoamérica y el Caribe | 2013 - Presente |
| Garantía SIDA | Riesgo compartido | Garantía de crédito en cartera de crowdfunding | Diversos modelos de negocio | África | 2018 - 2023 |
| Proyecto de acceso a energía solar fuera de la red del Banco Mundial | Subvenciones y financiamiento concesional | Financiamiento basado en resultados y línea de crédito | Arrendamiento con opción a compra de SFVD | Kenia | 2019 - Presente |
| RERED del Banco Mundial | Subvenciones y financiamiento concesional | Préstamos y asistencia técnica | SFVD microfinanzas de arrendamiento con opción a compra | Bangladesh | 2012 - Presente |

Notas: SFVD: sistemas fotovoltaicos domiciliarios; ER = energía renovable; EE = eficiencia energética

1 El marco de Uganda para la licitación agrupada

Figura 1.1. Descripción general del programa Pro Mini-grids del GIZ

| | |
|------------------------|--|
| Instrumento financiero | Subvenciones, financiamiento concesional y comercial |
| Estrategia financiera | Financiamiento con recursos limitados, agregación de proyectos |
| Modelo de negocio | Minirredes de energía como servicio |
| País | Uganda |
| Cronograma | 2017 - Presente |

Contexto

Uganda tiene un gran potencial de energía renovable a partir de varios recursos, incluyendo la energía solar, hidroeléctrica, eólica y de biomasa. El uso de este potencial será crucial para alcanzar la electrificación total. En 2022, alrededor del 50% de la población del país tenía acceso a alguna forma de electricidad, de los cuales 24% tenía acceso a la electricidad por más de cuatro horas al día (Nivel 1) (GIZ, 2022^[80]) (Bhatia and Angelou, 2015^[9]). Particularmente, los sistemas de minirred se han destacado como soluciones rentables para ampliar el suministro de energía donde la extensión de la red es demasiado costosa o técnicamente desafiante. En 2020, Uganda ya había instalado 34 sistemas descentralizados basados en energías renovables (incluyendo la híbrida con combustibles fósiles), lo cual representaba 56 megavatios (MW) de capacidad de generación. En ese momento, esto equivalía a alrededor de 6% de la capacidad total instalada de Uganda (SEforAll, 2020^[81]).

El mercado de minirredes híbridas con energía solar e hidráulica de Uganda se está expandiendo y casi las tres cuartas partes de los proyectos han atraído inversiones privadas, siendo la mayoría del resto de propiedad de las comunidades locales y operado por ellas. Sin embargo, en términos de cantidad de proyectos y operadores, el mercado es menos maduro que el de otros países de África oriental, como los países vecinos de Kenia y Tanzania (SEforAll, 2020^[81]).

El gobierno de Uganda ha tratado de acelerar considerablemente los proyectos de minirredes para aumentar las tasas de electrificación. Con el apoyo del Ministerio Federal de Cooperación Económica y

Desarrollo de Alemania (BMZ) y la Unión Europea (UE), y con la implementación de la Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), el gobierno de Uganda ha desarrollado sustancialmente su política y marco regulatorio para los sistemas de minirredes para permitir que los proyectos alcancen economías de escala. En 2017, el Ministerio de Energía y Desarrollo Minero (MEDM), su Agencia de Electrificación Rural (AER), ahora rebautizada como Programa de Electrificación Rural (PER), y la Autoridad Reguladora de Electricidad (ARE) lanzaron un mecanismo integrado de licitación para fomentar el desarrollo del mercado. Este enfoque fue diseñado para agrupar varias obras en una sola licitación y así reducir el tiempo y el costo de los desarrolladores, pasando por varias etapas de preparación de contratos y licencias antes de la convocatoria a licitación.

Las políticas recientes han ayudado a fortalecer las condiciones para la inversión en minirredes. En particular, en la primera mitad de 2020, el ente regulador publicó una norma dedicada a las minirredes. En ese momento, también se publicó el plan maestro del PER y se finalizó una estrategia nacional de electrificación (ENE) en 2022. Esto ayudó a abordar los riesgos de desarrollo del proyecto al proporcionar un marco regulatorio cohesivo, estableciendo objetivos claros para el desarrollo de minirredes, licencias más simples y claridad sobre los planes para la expansión de la red eléctrica. La regulación de las minirredes proporcionó igualmente un marco claro para la recuperación de costos.

Un marco integrado de contrataciones redujo los costos y riesgos del proyecto para los desarrolladores

El marco de Uganda se desarrolló como un proyecto piloto bajo el programa Pro Min-igrids, financiado por el Gobierno de Uganda con el apoyo de Alemania (BMZ) y la Unión Europea e implementado por MEDM, PER, ARE y GIZ para el desarrollo de una estrategia integrada de contratación. Junto con el programa Pro Mini-grids, la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID) también brindó apoyo adicional para desarrollar el marco regulatorio.

El enfoque integrado tenía como objetivo facilitar la captación del mercado al agrupar obras de minirredes en una sola licitación, creando una inversión mayor para los inversionistas. Asimismo, al agrupar las licencias y contratos gubernamentales elaborados previamente, el programa tenía como objetivo reducir los costos irrecuperables de planificación y, por lo tanto, reducir una gran proporción del riesgo conocido sobre los largos y complicados procesos de aprobación y concesión de licencias gubernamentales (Pérez-López, 2020^[69]).

En la primera fase, las autoridades seleccionaron varias obras diferentes que eran adecuadas para la instalación de los sistemas de minirredes y establecieron especificaciones técnicas para el desarrollo del proyecto. Luego, estas obras podrían agruparse en dos licitaciones multiobra, cada una con un solo contrato, permitiendo así proyectos más grandes y economías de escala. Esto evitó los típicos costos de licitación de una obra individual, la cual requiere que los desarrolladores dediquen tiempo y recursos a la preparación de la documentación y a lidiar con varias autoridades, lo que aumenta los costos, el tiempo y la incertidumbre sobre el resultado. Bajo el enfoque integrado, se redactaron los contratos y acuerdos de los desarrolladores previamente y se determinaron por adelantado los mecanismos de financiamiento, tanto en forma de donaciones como en función de los resultados. Como paso final, se confirmó la alineación del proyecto con la planificación de extensión de la red nacional bajo el plan maestro de electrificación rural, reduciendo el riesgo de la llegada anticipada de la red.

Este proyecto fue un gran trabajo colaborativo entre GIZ y varias entidades gubernamentales de Uganda, en particular PER y ARE, bajo la dirección política de MEDM. ARE fue particularmente responsable de emitir licencias, aprobar y establecer tarifas, y supervisar los estándares técnicos que se publicarían en la convocatoria a licitación para garantizar que los proyectos sean susceptibles de licencia tras la selección de desarrollador. ARE también reguló las condiciones bajo las cuales una minired puede conectarse a la red nacional. Por otro lado, el mandato de AER se centró en la electrificación rural, incluyendo la

elaboración de planes maestros y la designación de posibles lugares para minirredes. AER también fue responsable de implementar estrategias, fondos y políticas de electrificación rural, encargándose del proceso de licitación y determinando los mecanismos de financiamiento.

Una vez terminado, la contratación se llevó a cabo a través de una convocatoria a licitación, en virtud de un contrato de construcción, posesión, operación y transferencia (BOOT, por sus siglas en inglés), con un periodo de concesión de 10 años. Los desarrolladores seleccionados recibieron licencias de ARE y firmaron los contratos y acuerdos de financiamiento redactados previamente para permitirles pasar rápidamente a la fase de implementación. Durante el desarrollo del proyecto, AER financia, pone en marcha y es propietaria de la red de distribución, la cual luego se alquila a la empresa desarrolladora de la minirred.

Figura 1.2. Descripción general del proceso de licitación del programa Pro Mini-grids de Uganda



Fuente: Adaptado de (Pérez-López, 2020^[69])

Captación de nuevos actores a través de subvenciones y financiamiento basado en resultados

El objetivo de este marco ha sido atraer al sector privado a un entorno considerado de alto riesgo. A través del enfoque integrado de planificación, financiamiento, concesión de licencias y contratación en un solo proceso, el nuevo marco ayudó a reducir la duración total, los costos y los riesgos del desarrollo del proyecto, al emprender colectivamente estas actividades antes de la convocatoria a licitación. AER también redujo los riesgos en la adquisición de tierras comunitarias obteniéndolas directamente a través del gobierno y luego alquilándolas a los desarrolladores (Figura 1.3).

Figura 1.3. Actores en el marco de licitación agrupada de Uganda



Fuente: Adaptado de (Pérez-López, 2020_[69])

Los riesgos también se redujeron por medio del contrato de concesión BOOT para asociaciones público-privadas (APP), cuyo objetivo era mejorar la rentabilidad del proyecto a través del rol del gobierno en la transacción. La concesión proporcionó a los desarrolladores un modelo de negocio estable por 10 años, incluyendo compensaciones por fuerza mayor, y se brindó una mayor mitigación de riesgos para la llegada anticipada de la red, por medio de la cual los desarrolladores de minirredes podrían reclamar una compensación económica. Las concesiones en el mercado de minirredes renovables suelen ser por 20 años, ya que los paneles solares pueden durar 25 años o más. Se eligió el periodo más corto puesto que había incertidumbre sobre la llegada de la red nacional después de 10 años.

Otro desafío clave que ha enfrentado el mercado de minirredes de Uganda fue la recuperación de costos a través de tarifas. Bajo este modelo, los postores ganadores eran elegibles para recibir un subsidio de hasta 80% del costo de capital inicial total, incluyendo la infraestructura de generación y distribución, así como las conexiones. Asimismo, GIZ otorgó un subsidio de hasta 70% del costo de capital inicial de los activos de generación desembolsados en función de hitos y resultados. Los hitos incluyeron la finalización del montaje y el envío de las minirredes al lugar, la construcción de minirredes en las aldeas, y la conexión de los clientes e inicio del suministro eléctrico. El subsidio se fijó como una proporción de la capacidad total instalada, en lugar de una suma alzada, para alentar a los desarrolladores a dimensionar los proyectos de acuerdo con el tamaño de la demanda. La infraestructura de distribución también fue proporcionada como una contribución en especie por parte de AER. Las conexiones de los clientes las realiza el desarrollador de la minired, pero se reembolsan conforme a un enfoque basado en resultados. Según la Política de Conexiones Eléctricas de Uganda, las conexiones de los clientes se pagan con fondos públicos, GIZ paga el 50% de las conexiones, PER paga el otro 50% de las conexiones, y los desarrolladores reciben el reembolso de sus costos una vez que se han realizado las conexiones y se ha verificado que cumplen con requisitos regulatorios (Pérez-López, 2020_[69]).

Al momento de presentar sus ofertas, se solicitó a los desarrolladores que calcularan la tarifa que necesitarían para recuperar los costos de operación y mantenimiento, su participación en la inversión privada después del subsidio en los activos de generación, así como cumplir con su tasa de retorno necesaria. La concesión de 10 en vez de 20 años fue un factor importante en este cálculo, ya que los

costos de capital debían recuperarse en un período de tiempo más corto que la vida útil de los paneles solares. Como esto ejerce presión sobre el modelo de negocio, generalmente conlleva a tarifas o subsidios más altos.

Las tarifas propuestas por los postores de alrededor de 0.50 USD/kWh se consideraron demasiado altas para los clientes, por lo que el gobierno fijó un nivel tarifario de 0.29 USD/kWh. Para ayudar a los desarrolladores a lograr este objetivo, se aumentó el nivel de subsidio a los costos de capital de generación se incrementó de un 50% inicial a un 70% al final. En los futuros programas, se implementará un enfoque de Licitación de Subsidio Mínimo, según el cual el ente regulador determina la tarifa en función de la capacidad de pago de los clientes, mientras que los postores proponen el subsidio necesario para cumplirla (Pérez-López, 2020^[69]).

La mitigación de riesgos no cubrió el riesgo de la demanda, ya que se anticipó que los desarrolladores de minirredes podrían asumir esta parte mediante decisiones apropiadas para dimensionar el proyecto, estructuras tarifarias adecuadas, así como la promoción del uso productivo de la eficiencia energética y la concientización en las comunidades.

El programa de socios de desarrollo también ayudó a aliviar el riesgo de la demanda a través de subvenciones proporcionadas por BMZ, y la UE dio subsidios para proyectos de Uganda. El Ministerio de Relaciones Exteriores y de la Mancomunidad de Naciones (FCDO, por sus siglas en inglés) financió proyectos en Sierra Leona. Bajo el modelo de Promoción de Minirredes, se otorgó a los desarrolladores un subsidio de hasta 80% sobre los costos del capital de generación, distribución y conexión (70% sobre los costos de generación) como financiamiento por resultados y aportes en especie para operar bajo una tarifa fija de 0.29 USD/kWh (Pérez-López, 2020^[69]). En Sierra Leona, se fijó una tarifa de 0.75 USD/kWh y se otorgó un subsidio para los costos del capital de generación, distribución y conexión.

Desarrollo de proyectos multiobra de Winch Energy

Winch Energy es un desarrollador de proyectos de energía renovable fuera de la red y proveedor de tecnología que desarrolla una serie de proyectos de minirredes solares en Angola, Benín, Mauritania, Sierra Leona y Uganda. Constituida en 2016, Winch Energy es propiedad de Total Eren, Itochu Corporation, Al Gihaz Holdings y Winch Partners.

En 2017, en el marco de otro programa de minirredes, a Winch Energy se le adjudicó una licitación con múltiples obras en virtud de un acuerdo de implementación BOOT para 25 proyectos de minirredes renovables en la región Lamwo en el norte de Uganda, en la frontera con Sudán del Sur. Winch Energy recaudó fondos para proyectos en Uganda agregándolos a 24 proyectos adjudicados en una licitación de asociación público-privada en Sierra Leona, en los distritos de Tonkolili, Koinadugu y Bombali. La Oficina de las Naciones Unidas de Servicios para Proyectos (UNOPS, por sus siglas en inglés) implementó esta licitación agrupada en el marco del Proyecto de Electrificación de Energía Renovable Rural en Sierra Leona, y el Departamento de Desarrollo Internacional (DFID, por sus siglas en inglés) del Reino Unido proporcionó financiamiento para las subvenciones.

Este conjunto de proyectos permitió a Winch Energy movilizar USD 16 millones para ambos proyectos bajo un vehículo de financiamiento con recurso limitado establecido con NEEt Off-grid Africa, una plataforma de inversión privada dedicada a financiar la energía descentralizada en África. Cerrada en 2021, hasta la fecha, esta es la cartera de financiamiento de recurso limitado más grande para minirredes solares fuera de la red en África.

Para junio de 2022, las 25 obras de minirredes en el norte de Uganda estaban conectadas y con suministro eléctrico. Sobre la base de la experiencia adquirida en el primer lote de proyectos, en 2022, Winch Energy firmó acuerdos para una segunda licitación de múltiples obras para 15 aldeas en el sur de Uganda. Ya hay resultados sólidos y positivos, tanto sociales como ambientales, para los proyectos de minirredes

renovables, los cuales pueden proporcionar soluciones con el costo más bajo para acceder a los servicios de energía eléctrica en los hogares de áreas rurales. Se estima que las 25 obras de minirredes solo en el norte de Uganda mitigan más de 550 toneladas de emisiones equivalentes de dióxido de carbono al año, reduciendo la demanda de kerosene y diésel, y suministrarán nuevas conexiones eléctricas para al menos 2 300 hogares (SunFunder, 2021^[82]).

Financiamiento con recurso limitado de proyectos de minirredes agrupadas

Por lo general, la naturaleza pequeña y desagregada de los proyectos crea desafíos para movilizar inversiones a una escala adecuada para así cumplir con los objetivos de electrificación. Con la agrupación de proyectos en Uganda, el proyecto aumentó a USD 5-8 millones aproximadamente. Al continuar agrupando este paquete de proyectos con licitaciones ganadas en Sierra Leona, Winch Energy pudo establecer un vehículo de financiamiento específico junto con NEoT Off-grid Africa. Los 48 proyectos de minirredes combinados se estructuraron bajo una empresa recién constituida, Winch Energy IPP Holdings Limited, que recaudó USD 16 millones (NEOT, 2021^[83]). Con esto, Winch Energy y principalmente NEoT Off-grid Africa inyectaron la mayor parte de la inversión, con USD 12 millones de capital.

Establecida como una plataforma de financiamiento de recurso limitado, Winch Energy IPP es propietaria de los activos y los prestamistas pueden recuperar los costos de los ingresos subyacentes a los activos de generación de minirredes y el flujo de efectivo que generan, lo que ayuda a mitigar los riesgos para atraer a los prestamistas. Se otorgó un préstamo de USD 4 millones de una línea de crédito sindicada donde FMO, el banco de desarrollo empresarial de los Países Bajos, fue el organizador principal. Los fondos del FMO se proporcionaron a través de su Fondo de Acceso a la Energía, que apoya proyectos del sector privado para aumentar el acceso a la energía sostenible en los países en desarrollo. Esto permitió que Winch Energy IPP se beneficiara de tasas de interés competitivas para el proyecto. El segundo socio en la línea de crédito, la Plataforma de Rendimiento de Energía Renovable (REPP), es un programa financiado por el gobierno del Reino Unido que apoya el crecimiento de las industrias de energía renovable en África. El financiamiento de REPP fue administrado en esta transacción por Camco Clean Energy, un administrador de fondos especializado en energía renovable, financiamiento climático e impacto en los mercados emergentes, el cual también pudo aportar a la transacción con su experiencia en el desarrollo de proyectos de minirredes (NEOT, 2021^[83]).

Para proyectos en Uganda, Winch Energy movilizó un préstamo adicional de USD 2 millones de SunFunder, una compañía financiera dedicada a la energía solar en mercados emergentes, para que actúe como puente hasta alcanzar hitos en los que se desembolsaron subsidios para el costo de capital inicial de los activos de generación.

El vehículo de financiamiento, Winch Energy IPP Holdings, tiene la ambición de seguir haciendo crecer el valor de la cartera hasta alcanzar los USD 100 millones en los próximos años y convertirse en la cartera más grande de sistemas de minirredes en la región de África subsahariana. Por lo tanto, la línea de crédito sindicada de FMO también incluye un segundo tramo de hasta USD 6 millones para financiar proyectos futuros, ya que Winch Energy IPP planea expandir sus operaciones en Sierra Leona, Uganda y otros países. En 2022, Winch Energy ya se había adjudicado otra cartera de 48 minirredes (42 en Uganda y 6 en Sierra Leona), teniendo como objetivo el cierre financiero a fines de 2022 y la construcción para 2023.

Lecciones aprendidas

Este marco ha respaldado la movilización de financiamiento privado, al facilitar inversiones más grandes y reducir el riesgo del proyecto, lo que ha ayudado a los desarrolladores a aumentar el interés entre inversores y financistas. El uso de subvenciones y financiamiento basado en resultados para costos de capital inicial también ha ayudado a mejorar el perfil de retorno de la inversión.

Winch Energy, el primer ganador de la licitación, ya casi ha completado la construcción de uno de los dos paquetes con 25 proyectos de minirredes en la región de Lamwo, en el norte de Uganda. Winch Energy pudo movilizar niveles significativos de financiamiento gracias a los términos de estos proyectos. Esto incluye la inversión de Winch Energy IPP Holdings, un vehículo de financiamiento dedicado, creado específicamente para este proyecto y un paquete adicional en Sierra Leona, con intenciones de expandirse luego a nuevos proyectos. En 2021, Winch Energy también lanzó una campaña de *crowdfunding* para el paquete de Uganda y luego movilizó otros préstamos de USD 2 millones a través de Sun Funder, una compañía financiera dedicada a movilizar capital de deuda para energía solar en mercados emergentes. Las interrupciones en la cadena de suministro vinculadas a la pandemia de COVID-19, los procesos de despacho aduanero y los problemas técnicos en la conexión de los sistemas de minirredes han causado algunos retrasos. Los proyectos se finalizaron en junio de 2022.

Los proyectos de Uganda también tardaron de 2 a 3 años en llegar a un cierre financiero. Esto se debió, en parte, a la participación de numerosos actores en el proyecto, incluyendo varios proveedores de tecnología, prestamistas y proveedores de capital. Trabajar con financiamiento de deuda conlleva requisitos estrictos para reducir la exposición al riesgo. Al ser el primer proyecto de su tipo, aún con mucha incertidumbre, esto puede ser más costoso de administrar para el desarrollador. En la primera licitación en Uganda, todas las partes pasaron por un proceso de aprendizaje. Por ejemplo, la tierra generalmente se usa como garantía en el financiamiento de proyectos, pero en los proyectos fuera de la red, los derechos de la tierra a menudo no son muy claros o pueden estar protegidos, lo que requiere disposiciones alternativas en los contratos. Para cumplir con los requisitos de los prestamistas, fue necesario revisar algunos otros términos del proyecto con el gobierno, en particular con respecto a recurrir al arbitraje internacional.

Para otros riesgos, Winch IPP tuvo que proporcionar compromisos al prestamista, incluyendo garantías de cumplimiento y a primer requerimiento, incluyendo un fondo de reserva de USD 1 millón como garantía contra riesgos de demanda. Muchos de estos riesgos serán menores en proyectos posteriores. Con la primera ronda exitosa de minirredes instaladas en las 25 aldeas en el norte de Uganda, Winch Energy pudo recopilar datos del mercado, fortaleciendo las estimaciones del consumo potencial de energía proporcionada a los prestamistas, reduciendo así la necesidad de garantías.

Posteriormente, a Winch Energy se le adjudicaron las 15 obras en el sur del país y firmó acuerdos con las autoridades en 2022. Un objetivo clave de este diseño era reducir el tiempo de preparación para el desarrollo de futuros proyectos de minirredes. El primer proceso de licitación tomó 18 meses, ya que todos los documentos de licitación, contratos y acuerdos tuvieron que ser elaborados por primera vez. Sin embargo, la segunda licitación tomó solo seis meses, ya que todos los documentos, contratos y acuerdos ya estaban listos, demostrando resultados positivos en términos de simplificación en la concesión de licencias. A través de este proceso, las autoridades gubernamentales se han familiarizado con los desarrollos de proyectos de minirredes y el tipo de requisitos que los prestamistas internacionales prefieren incluir en los contratos, por ejemplo, en torno a la compensación por la llegada anticipada de la red y el recurso de arbitraje internacional. Tanto los prestamistas como los desarrolladores han ganado experiencia en el mercado de Uganda. Particularmente, Winch Energy ahora está recopilando datos de mercado con respecto a las minirredes instaladas en las 25 aldeas en el norte de Uganda, lo que le permite evaluar mejor y dar evidencia a los prestamistas sobre el consumo potencial de energía para futuros proyectos.

En el futuro, mayores inversiones, cerca de USD 20 millones, aumentarían aún más el atractivo del proyecto y permitirían economías de escala. Para los primeros proyectos de Winch Energy IPP, los costos de transacción estuvieron cerca del 10 al 20% de la transacción, que es mayor de lo que esperaban. Estos costos caerán para los próximos proyectos, por ejemplo, con respecto a los costos de instalación de oficinas locales en el país.

2 Garantía parcial de riesgo de GuarantCo para proyectos de Bboxx en Kenia

Figura 2.1. Descripción general de la garantía parcial de riesgo de GuarantCo para Bboxx

| | |
|------------------------|---|
| Instrumento financiero | Riesgo compartido |
| Estrategia financiera | Garantía de crédito parcial |
| Modelo de negocio | Arrendamiento con opción a compra de SFVD |
| País | Kenia |
| Cronograma | 2021 - Presente |

Contexto

Kenia es una de las economías más grandes en África subsahariana, y el gobierno de Kenia (GoK) se ha fijado el objetivo de transformar a Kenia en un “país de medianos recursos, recientemente industrializado, que brinda una alta calidad de vida a todos sus ciudadanos” en virtud de su Visión 2030. El sector energético ha sido identificado como un sector clave para el logro de la visión.

En las últimas décadas, la electrificación ha aumentado rápidamente. En 2020, el 71% de la población tenía acceso a la electricidad, frente al 42% en 2015 (World Bank, 2022^[84]). Varios programas han apoyado la conectividad de última milla a través del Banco Mundial, el Banco Africano de Desarrollo (AfDB, por sus siglas en inglés), la Unión Europea (UE), el Banco Europeo de Inversiones (BEI, por sus siglas en inglés) y la Agencia Francesa de Desarrollo (Agence Française de Développement, AFD). El Proyecto de Acceso Solar Fuera de la Red de Kenia (KOSAP) es actualmente el proyecto insignia en el sector fuera de la red. El compromiso continuo del gobierno de Kenia por ampliar la electrificación fuera de la red puede verse a través de la Estrategia Nacional de Electrificación de Kenia, desarrollada en 2018 con la ambición de establecer dos millones de nuevas conexiones para 2022, en particular a través de sistemas fotovoltaicos domiciliarios y minirredes.

En 2018, Kenia tenía aproximadamente más de USD 5 millones en ventas de productos fuera de la red, ubicándola como líder en ventas de sistemas fotovoltaicos domiciliarios en África (USAID, 2019). De hecho, el sector de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios en Kenia se ha convertido en un centro de innovación, particularmente a través del uso de “pagos móviles” para el cobro de tarifas, lo cual representa un mecanismo rentable para recaudar y manejar pagos. Este mercado ya ha atraído a varios actores privados, incluyendo Azuri, Barefoot Power, Bboxx, Bidhaa Sasa, BioLite, Bright, D. light, Fosera, Givewatts y Greenlight Planet (USAID, 2019^[85]).

Sin embargo, el mercado de sistemas fotovoltaicos domiciliarios en Kenia no está exento de desafíos, incluyendo costos particularmente altos, situaciones de seguridad desafiantes, escasa población, infraestructura deficiente, baja voluntad o capacidad de pago, y geografías pastoriles desatendidas (USAID, 2019^[85]).

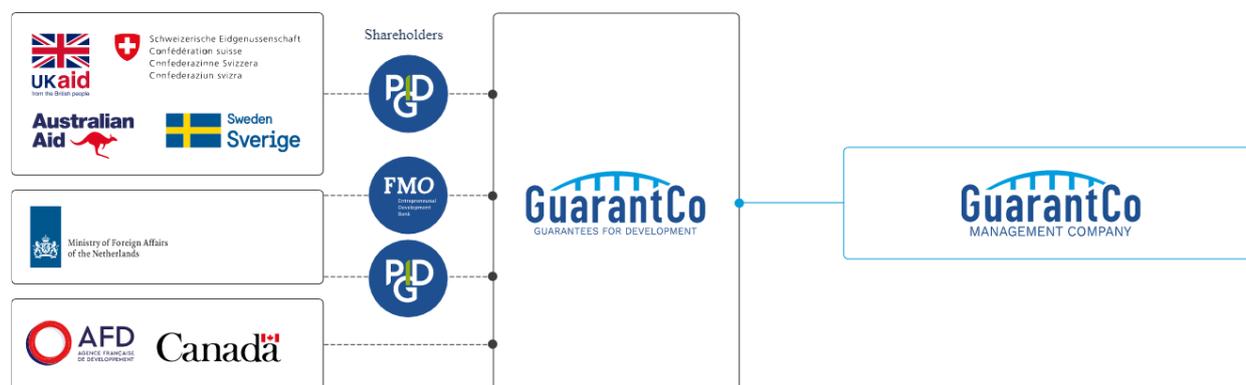
Otro desafío clave es el riesgo cambiario. Históricamente, las inversiones en el continente africano en el sector fuera de la red se han realizado en moneda fuerte, pero dado ese fin, los usuarios pagan en moneda local, lo cual expone a las empresas a riesgos asociados a la fluctuación del tipo de cambio. Los seguros pueden ayudar a protegerse contra estos riesgos, pero esto requiere afrontar el costo de la devaluación de la moneda de chelines kenianos (KES) y las fluctuaciones generales del mercado por adelantado, lo que hace que el costo de la deuda en moneda local sea significativamente mayor. Los bancos locales han tendido a ser reacios al riesgo, lo que se refleja en sus tasas de interés más altas. También tienden a preferir préstamo a corto plazo, en gran parte porque no tienen la experiencia para evaluar el riesgo crediticio de proyectos de infraestructura a largo plazo (GuarantCo, 2021^[86]). Esto ha llevado a que muchas empresas continúen sacando préstamos en moneda fuerte, dejando que sus inversores de capital asuman el riesgo cambiario (USAID, 2019^[85]).

En 2021, GuarantCo ayudó a movilizar el financiamiento comercial en moneda local para Bboxx, un proveedor de energía solar fuera de la red que opera en África. Esto se hizo proporcionando una garantía parcial a un préstamo de KES 1.6 mil millones (equivalente a alrededor de USD 15 millones) otorgado por SBM Bank Kenya, un banco comercial local, a Bboxx para dar acceso a energía limpia, confiable y asequible a casi medio millón de personas por medio de sistemas fotovoltaicos domiciliarios fuera de la red en Kenia.

Movilización del financiamiento en moneda local a través del financiamiento combinado

GuarantCo es un proveedor de soluciones crediticias en moneda local a largo plazo establecido en 2005 para ayudar a cerrar la brecha de financiamiento en infraestructura y aliviar la pobreza en países de bajos recursos en África y Asia. El financiamiento de sus actividades proviene de las agencias de desarrollo del Reino Unido, Suiza, Australia y Suecia, utilizando el Fideicomiso del Grupo de Desarrollo de Infraestructura Privada (PIDG, por sus siglas en inglés), a través de los Países Bajos por medio de FMO, el banco de desarrollo holandés, y el Fideicomiso PIDG, y a través de la Agencia Francesa de Desarrollo y Global Affairs Canada. Cardano Development (CD), el administrador del fondo, administra y ejecuta la cartera y la estrategia de inversión de GuarantCo a través de GuarantCo Management Company (GMC) (Figura 2.2).

Figura 2.2. Estructura de financiamiento y gestión



Fuente: (GuarantCo, 2021^[86])

GuarantCo ofrece soluciones de financiamiento combinado para respaldar los proyectos de infraestructura sostenible en países de bajos recursos en África y Asia. El financiamiento para el desarrollo canalizado a través de esta empresa se utiliza para desarrollar productos de gestión de riesgos financieros, los cuales pueden movilizar financiamientos en moneda local. Esto le permite utilizar fondos de desarrollo para apalancar el capital hasta tres veces. Desde su creación en 2005, GuarantCo ha garantizado bonos y préstamos que permitieron una inversión total de USD 6 mil millones y una inversión del sector privado de USD 5 mil millones, dándole a 43 millones de personas un mejor acceso a infraestructura y creando alrededor de 327 000 puestos de trabajo en África y Asia a fines de 2021 (PIDG, 2021^[87]) (GuarantCo, 2021^[86]).

GuarantCo utiliza una variedad de herramientas de mejora crediticia para cerrar la brecha entre los requisitos financieros de un proyecto y los términos financieros disponibles en el mercado local. Estos tienen como objetivo reducir el riesgo para los inversionistas y financistas en diferentes etapas del ciclo de vida del proyecto y en toda la estructura de capital. Los productos pueden incluir garantías crediticias totales o parciales que protegen a los inversionistas y prestamistas contra los incumplimientos de los prestatarios debido a diversas causas, como el incumplimiento de obligaciones específicas por parte del gobierno en virtud de los contratos del proyecto o el riesgo de demanda. Dependiendo de la garantía, GuarantCo intervendría para pagar el capital y/o los intereses hasta un monto predeterminado o indemnizar a los titulares por una parte acordada de las pérdidas del conjunto de activos. GuarantCo también proporciona una extensión de plazo o garantías de liquidez, lo que ayuda a los bancos a proporcionar financiamiento a largo plazo en moneda local. También puede dar garantías conjuntas que comparten la responsabilidad como grupo por el endeudamiento del prestatario o contragarantías donde GuarantCo proporciona una garantía a un segundo banco o institución financiera que emite una garantía para la transacción, reduciendo así el riesgo del segundo banco. Además, la calificación crediticia recientemente confirmada de GuarantCo (Fitch: AA-/Estable – Moody's: A1/Estable) suele ser más alta que las calificaciones soberanas en países de bajos recursos en África y Asia, las cuales otorgan a los bancos locales e inversionistas institucionales, como fondos de pensiones y compañías de seguros, confianza en un proyecto para ayudarlo a obtener financiamiento a escala y plazo suficientes.

Transferencia de riesgos a través de garantías parciales para proyectos renovables distribuidos

En 2021, Bboxx, una empresa virtualmente integrada que diseña, fabrica, distribuye y financia soluciones descentralizadas de energía, obtuvo un préstamo de 1.6 mil millones de KES (alrededor de USD 14

millones) para ampliar su negocio de arrendamiento con opción a compra de sistemas fotovoltaicos domiciliarios en Kenia. Bboxx ha estado activo en Kenia desde 2011 y es conocido como un negocio de servicios públicos de última generación. Utiliza modelos de pago inmediato, medición avanzada e Internet de las Cosas para monitorear las operaciones y controlar de forma remota los productos distribuidos, llegando a clientes en lugares remotos.

El préstamo fue proporcionado por el SBM Bank Kenia, un banco comercial local, y se estructuró específicamente para financiar el crecimiento generador de ingresos de Bboxx. El trato fue facilitado por GuarantCo, quien proporcionó una garantía parcial de KES 1.2 mil millones (alrededor de USD 10 millones) contra la línea de crédito que cubre 75% de la deuda a Bboxx Kenia. Bajo este modelo, GuarantCo ofreció la transferencia total del riesgo crediticio al prestamista por la parte de su garantía. Esta forma de garantía compromete a GuarantCo a cubrir la falta de pago del servicio de la deuda programada del préstamo subyacente entre SBM Bank y Bboxx hasta el límite establecido. Bajo este instrumento, se establece un acuerdo de recurso entre Bboxx y GuarantCo para cubrir, entre otras disposiciones, los pagos a GuarantCo y los derechos y obligaciones entre Bboxx, GuarantCo y el SBM Bank luego de una posible invocación de la garantía (Figura 2.3). Además, InfraCo Africa, que también forma parte del Grupo de Desarrollo de Infraestructura Privada (PIDG), invirtió en Bboxx y proporcionó USD 15 millones en forma de bonos convertibles a la empresa matriz de Bboxx.

Al movilizar fondos de un banco comercial local, que se alinea con la moneda de las operaciones y cobros, Bboxx pudo evitar la exposición al riesgo cambiario. La garantía parcial fue fundamental para obtener el financiamiento, y la transferencia de riesgo de 75% de la exposición de SBM se reflejó en el margen de interés que pudieron ofrecerle a Bboxx. Se espera que esta transacción tenga beneficios de mercado más amplios al demostrar un modelo para los bancos nacionales y aumentar su apetito por los préstamos. La intención es que la garantía ayude a movilizar más financiamiento e inversión privados. Desde el cierre de Bboxx, el interés en este mercado se mantuvo alto, especialmente por parte de las instituciones más grandes que buscan estructuras de titularización. También hay una mejor comprensión de los perfiles de riesgo, y el mercado se está moviendo gradualmente hacia porcentajes de garantía más bajos.

Figura 2.3. Acuerdos de garantía crediticia de GuarantCo



Fuente: (GuarantCo, 2021^[86])

Lecciones aprendidas

Las intervenciones de GuarantCo tienen como objetivo alinearse con los objetivos de desarrollo sostenible. Bboxx Kenia utilizará los fondos para comprar nuevo inventario durante dos años, incluyendo 89 600 sistemas fotovoltaicos domiciliarios y electrodomésticos esenciales, como refrigeradores y teléfonos celulares. Por lo tanto, existe un claro beneficio ambiental para el proyecto al reducir y evitar las emisiones en las comunidades que dependen de la quema de biomasa o kerosene como sus principales fuentes de iluminación y cocina. Este proyecto también apoya el desarrollo socioeconómico, ya que el financiamiento estaba destinado a apoyar un suministro de electricidad confiable, limpia y asequible a casi medio millón de personas, el 80% de las cuales vive en zonas rurales, mejorando así la calidad de vida de las poblaciones locales y apoyando a las pequeñas empresas.

Dado que esta intervención utiliza fondos de desarrollo, GuarantCo debe garantizar la adicionalidad de la intervención. Los bancos en Kenia, y en toda la región, pueden mostrarse reacios a otorgar préstamos a proveedores de sistemas fotovoltaicos domiciliarios en una fase inicial de crecimiento en la que es posible

que aún no se haya alcanzado la rentabilidad. Esto es a pesar del potencial de crecimiento del modelo de negocio, especialmente en países como Kenia donde existen fuertes necesidades de electrificación en las zonas rurales. El objetivo de esta intervención era involucrar al sector privado mediante la incorporación de bancos locales al mercado de sistemas fotovoltaicos domiciliarios, un mercado que anteriormente no podía obtener ningún financiamiento o, de hacerlo, era a tasas de interés prohibitivas. Este tipo de intervención viene con ciertos costos de transacción, lo que implica que es más adecuado para proyectos por encima de los USD 10 millones. La debida diligencia antes de celebrar este tipo de contrato de garantía requiere intercambios profundos entre las partes para consolidar los documentos apropiados. La preparación requiere igualmente una revisión profunda de las normas locales e internacionales relevantes a la transacción a fin de crear un paquete de garantía resistente y exigible con acuerdos sobre varios aspectos de financiamiento, operaciones y activos. La presencia de Bboxx y GuarantCo, tanto en Londres como en Nairobi, fue una ventaja notable para facilitar la debida diligencia, la negociación y el cierre financiero a fines de 2021, en particular con movilidad limitada durante la pandemia de COVID-19.

La garantía de crédito parcial de GuarantCo ayudó a movilizar financiamiento en moneda local a una tasa asequible, donde de otro modo probablemente no hubiera habido financiamiento comercial en moneda local, lo que demuestra la adicionalidad de la intervención. Esta garantía actúa como un sustituto o complemento en el paquete de garantías, lo que permite que el préstamo se lleve a cabo, donde de otra manera probablemente no hubiera sido posible. La transferencia de riesgo también permite que el banco comercial mejore las condiciones crediticias para el prestatario.

3 Kingo, proveedor de tecnología solar

Figura 3.1. Descripción general de Kingo, un proveedor de tecnología renovable fuera de la red en crecimiento

| | |
|------------------------|---|
| Instrumento financiero | Inversión a largo plazo y financiamiento concesional |
| Estrategia financiera | Capital y deuda concesional |
| Modelo de negocio | Arrendamiento con opción a compra y energía como servicio de SFVD |
| País/región | Latinoamérica y el Caribe |
| Cronograma | 2013 - Presente |

Contexto

Los mercados renovables distribuidos están creciendo rápidamente. Entre 2010 y 2018, hubo poco menos de USD 1.7 mil millones en inversiones de acceso a la energía divulgadas a nivel mundial. El año 2018 marcó un nivel históricamente alto al representar más de USD 500 millones de este total. Esto ha sido particularmente impulsado por los modelos de pago inmediato (PAYG), tales como el pago por servicio y el arrendamiento con opción a compra (venta a crédito), los cuales representan más de 80% de las inversiones totales entre 2010 y 2018 (Wood Mackenzie, 2019^[88]). El financiamiento ha avanzado particularmente para las soluciones independientes bajo modelos de PAYG, lo cual elimina las barreras asociadas con los altos costos iniciales de las tecnologías de energía renovable. En cambio, el consumidor paga a plazos comprando unidades de tiempo de energía solar.

En 2018, casi 80% del total de las inversiones para el acceso a energía renovable distribuida se concentraron en el continente africano (Wood Mackenzie, 2019^[88]). Latinoamérica y el Caribe (LAC) representaron un mercado relativamente pequeño, representando solo 6% del total, y la diferencia se explica en parte por las altas tasas de electrificación logradas en el continente (98.5% a fines de 2020). Hay varias excepciones en el contenido, con tasas bajas de electrificación en Haití (46%) y Nicaragua (89%) (IEA, 2022^[89]).

Para cerrar la brecha de electrificación restante, los gobiernos aún desempeñan un rol de liderazgo en las inversiones para el acceso a energía en LAC, lo que indica un potencial sin explotar para atraer financiamiento privado. Sin embargo, el caso de negocio en las comunidades del último tramo puede ser complejo. Las poblaciones sin acceso a la electricidad en LAC generalmente viven en áreas muy rurales con acceso limitado a otros servicios modernos como cobertura móvil e internet. La geografía presenta otros desafíos debido a las formaciones desérticas, áreas de bosques de alta densidad y altas cordilleras que dificultan que la infraestructura penetre en los paisajes y frágiles ecosistemas para acceder a los hogares altamente dispersos. El acceso a la electricidad se ve obstaculizado aún más por los altos niveles de pobreza. Todos estos factores aumentan tanto los costos como los riesgos para los desarrolladores a cargo de los proyectos.

Los acuerdos de financiamiento combinado, el capital inicial, el financiamiento concesional a largo plazo y las subvenciones del sector público y los donantes tienen un papel importante eliminando el riesgo de las inversiones y ayudando a los proveedores a crecer. Este ha sido el caso de Kingo, una *start-up* guatemalteca creada por empresarios locales. Desde 2013, esta empresa ha crecido hasta convertirse en un gran proveedor de sistemas fuera de la red que trabaja localmente y en Colombia con comunidades, empresas y gobiernos para proveer sistemas fotovoltaicos domiciliarios, así como acceso a iluminación y electrodomésticos donde los usuarios pueden pagar diaria, semanal o mensualmente. La empresa tiene actualmente 57 000 clientes y planea expandirse para 2030 a otros países de LAC y otros más lejos para llegar a un total de un millón de clientes.

Financiamiento combinado que respalda el crecimiento de las *start-ups*

El modelo de negocio para el suministro de sistemas fotovoltaicos domiciliarios bajo modelos de pago inmediato y pago por servicio requiere un financiamiento inicial para construir e instalar los sistemas y un capital continuo para la operación y mantenimiento. Dado que los clientes solo realizan un pequeño pago por adelantado, la cantidad de préstamos pendientes aumenta con cada cliente nuevo, lo cual aumenta el riesgo de la cartera. Por lo tanto, el costo y la disponibilidad de capital es un factor crucial por lo que se requieren diferentes fuentes de financiamiento en diferentes etapas de madurez del negocio.

El análisis sugiere que, en una etapa de financiamiento muy temprana, los proveedores de sistemas fotovoltaicos domiciliarios suelen necesitar menos de USD 1 millón (principalmente financiamiento de capital) para invertir en el proceso de planificación empresarial. Luego, en la etapa inicial de desarrollo, se buscan USD 3-5 millones de capital para la implementación de un proyecto piloto y la entrada al mercado. En las etapas de crecimiento, la expansión de la empresa requiere entre USD 10 millones y USD 20 millones de financiamiento de capital y deuda, con hasta USD 50-100 millones en financiamiento de deuda para una mayor ampliación (IRENA, 2020^[90]).

El caso de Kingo Energy también demuestra cómo los diferentes medios de financiamiento e inversión en diversas etapas de madurez pueden respaldar el crecimiento de los proveedores de sistemas de energía solar. Para Kingo, la inversión llegó en diferentes momentos de Proparco, que es el brazo del sector privado de la Agencia Francesa de Desarrollo (Agence française de développement, AFD), el Banco de Desarrollo Holandés (Nederlandse Financierings-Maatschappij voor Ontwikkelingslanden, FMO), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el People Fund. Además, Small Enterprise Assistance Funds (SEAF) nominó a Kingo Energy como finalista de la iniciativa *Growth Stage Impact Ventures* (GSIV), la cual promueve inversiones alineadas con los objetivos de desarrollo sostenible.

Kingo comenzó en 2013 como una empresa con fines sociales con la ambición de suministrar recursos de energía renovable a comunidades residenciales y pequeñas empresas por medio de sistemas fotovoltaicos domiciliarios. El capital inicial se obtuvo de un pequeño grupo de empresas locales en Guatemala que quería apoyar la empresa. La empresa creció orgánicamente de esta manera a aproximadamente 300 usuarios antes de recibir la inversión del BID Lab. Esta inversión, en muchos

aspectos, actuó como subvención y permitió que el proveedor de energía solar creciera rápidamente a 15 000 usuarios.

El crecimiento temprano permitió a Kingo hacer una primera ronda de financiamiento inicial (Serie A) entre inversionistas guatemaltecos. Después de esto, para respaldar la expansión de la empresa, FMO invirtió USD 2 millones en un bono convertible, el cual actúa como un instrumento de deuda que se convierte en capital en la siguiente ronda de recaudación de capital.

Esto permitió a Kingo optar por una segunda ronda de financiamiento de capital (Serie B) que vino de una inversión institucional del extranjero, compañías de capital de riesgo y empresas de servicios públicos, incluyendo EPM y Engie, donde recaudó USD 12 millones a fines de 2016. Los ingresos de los fondos fueron principalmente utilizados para pagar los kits domésticos de energía solar y las actividades de instalación y mantenimiento (EWS, 2018^[91]). Durante este periodo, Kingo pudo continuar innovando y actualizándose a tecnologías más seguras, lo que ayudó a reducir las incidencias de pérdida o robo de equipos y garantizar un servicio continuo a los clientes.

En 2018, Kingo pudo recaudar USD 10 millones en préstamos de una institución financiera de desarrollo (FMO). Si bien esto trajo más capital para expandir las actividades, este tipo de deuda principal, aunque sea financiamiento para el desarrollo, tuvo como consecuencia aumentar la presión sobre la empresa que aún estaba creciendo y aún no generaba ganancias. Además, el financiamiento vino con requisitos para continuar ampliando las operaciones, lo que llevó al negocio a expandirse a comunidades más remotas que requerían costos unitarios más altos. Durante este periodo, un nivel significativo de financiamiento para el desarrollo ingresó al mercado de sistemas fotovoltaicos domiciliarios, y varios proveedores encontraron dificultades similares para mantenerse al día con los intereses de la deuda en esta etapa de crecimiento y madurez relativos. Reconociendo este desafío, el prestamista trabajó con Kingo para explorar una reestructuración y así administrar mejor sus finanzas. Esto condujo a una tercera ronda de recaudación de capital (Serie C).

En 2020, Kingo Energy recaudó USD 5 millones en inversiones de capital (Serie C), incluyendo una inversión de financiamiento combinado de USD 4 millones del Fondo de Tecnología Limpia (CTF, por sus siglas en inglés) administrado por BID Invest. Esta contribución trajo capital de valor agregado a largo plazo para la ampliación de la empresa, y BID Invest dio un apoyo adicional para desarrollar un laboratorio de innovación e implementar buenas prácticas en gobierno corporativo y políticas de género. Esto está alineado con el CTF que incluye un conjunto de incentivos para el desempeño en términos de género, diversidad e inclusión para acelerar la implementación de un Plan de Acción de Género (GAP, por sus siglas en inglés) (IDB Invest, 2020^[92]).

Modelos de negocio de energía solar domiciliaria que se adapta a diferentes mercados

Los proveedores de sistemas de energía solar suministran las soluciones de energía con varios modelos de ingresos, como venta en efectivo + servicio, pago por servicio y arrendamiento con opción a compra (venta a crédito). Las ventas en efectivo se suelen utilizar para sistemas de pequeña escala. En el modelo de arrendamiento con opción a compra, los clientes pagan por el servicio completo durante un periodo de uno a tres años, lo que reduce el costo de inversión inicial de los clientes. Según el pago por servicio, la propiedad del equipo permanece con el proveedor y el usuario realiza un pago continuo por los servicios de electricidad. A estos diferentes modelos se puede sumar la compra o uso de varios electrodomésticos.

Kingo comenzó sus operaciones como un modelo de arrendamiento con opción a compra para formar la base de la pirámide en comunidades rurales remotas, proporcionando un sistema fotovoltaico domiciliario y, opcionalmente, un sistema de almacenamiento de batería y electrodomésticos. A medida que la empresa avanzaba, su modelo de negocio evolucionó hacia un servicio público remoto o de pago por

servicio donde los sistemas fotovoltaicos domiciliarios siguen siendo activos de la empresa. Esto permitió a Kingo garantizar la asequibilidad para los usuarios, al mismo tiempo que continuaba obteniendo ganancias a través de la generación continua de electricidad.

En general, en los mercados de sistemas fotovoltaicos domiciliarios, el pago móvil se utiliza para pagar por el servicio. Sin embargo, muchos de los clientes objetivo en LAC viven en áreas rurales que carecen de conexión móvil e internet. Por lo tanto, Kingo forjó relaciones a largo plazo con las tiendas locales para crear una red de distribución donde los clientes pudieran recargar tarjetas con un crédito de energía prepago. En el futuro, a medida que el internet satelital esté cada vez más disponible, se espera que el modelo de servicios públicos remotos evolucione para permitir un cobro de pagos más flexible.

Bajo el modelo de pago por servicio, los costos de operación y mantenimiento a largo plazo tienden a ser más altos que los costos de capital iniciales, dada la gama de actividades necesaria para garantizar un servicio continuo. Estos costos están relacionados en particular con el envío de personal a lugares remotos para la instalación y reparación de equipos. Para mantener bajos los costos de operación y mantenimiento, la empresa ha aumentado la inversión en equipos para así garantizar que los sistemas sean robustos y funcionen de manera efectiva durante 5 a 10 años, reduciendo la necesidad de un mantenimiento regular. Actualmente, para recopilar datos sobre el rendimiento, Kingo utiliza la red de distribución de las tiendas para registrar información sobre el funcionamiento del sistema para los clientes locales. Los avances en internet satelital permitirán reducir costos en estas actividades gracias al monitoreo y control remoto del sistema.

El modelo de negocio inicial de Kingo basado en el modelo de PAYG permitió a la empresa desarrollar una experiencia significativa en ventas de empresa a consumidor (B2C). A medida que la empresa creció, pasó a las ventas de empresa a empresa (B2B) y, más tarde, a las ventas de empresa a gobierno (B2G).

Las ventas B2B son modelos de negocio atractivos, ya que los clientes, principalmente proveedores de servicios de energía, a menudo buscan comprar una gran cantidad de sistemas fotovoltaicos domiciliarios bajo un solo contrato. Las capacidades de estas unidades suelen oscilar entre 50 y 100 vatios (W). Dado que el proveedor de servicios de energía trabaja con los clientes finales y administra las solicitudes de cualquier subsidio relevante, el riesgo del intermediario financiero y la carga regulatoria de tales transacciones es mucho menor. Según este modelo, Kingo recibe una tarifa regular por el servicio y, debido a que la calificación crediticia de estos clientes es más alta, puede recaudar dinero local mediante la creación de una sociedad de propósito específico con los activos que generan los ingresos.

Las ventas B2G implican un riesgo menor dada la participación del gobierno local en la transacción, lo que a su vez ayuda a Kingo a obtener financiamiento comercial. Además, dado el gran tamaño de las órdenes, la empresa puede beneficiarse de las economías de escala al cumplir con las órdenes de estos contratos. Las capacidades de estas unidades suelen oscilar entre 500 W y 1 kilovatio (kW).

El modelo de negocio original de Kingo, B2C, sigue siendo el mercado más riesgoso. Si bien las tarifas de electricidad son subsidiadas, no hay garantía de consumo debido a los ingresos típicamente bajos y la baja demanda de energía de los usuarios. Esto significa que Kingo debe garantizar que los sistemas fotovoltaicos domiciliarios estén abasteciendo de manera efectiva, asumiendo los costos de operación y mantenimiento, pero no hay garantía de que la energía será utilizada. Además, existe la carga administrativa de tener que navegar la normativa para obtener subsidios. Para B2C, la empresa ahora ha pasado a vender unidades más pequeñas como venta en efectivo y arrendamiento con opción a compra durante un periodo corto, en lugar de proveer energía como un servicio. Si vende unidades más grandes, el modelo implica la cooperación con una institución microfinanciera que asume el riesgo de la cobranza. Igualmente, Kingo ha aprendido con el tiempo que es importante analizar la comunidad para evaluar si los costos de operación son razonables para la cantidad de unidades instaladas y dónde se necesitaría el apoyo del gobierno para que la prestación del servicio sea factible.

Lecciones aprendidas

El tamaño de la empresa y el modelo de negocio son factores determinantes importantes de las necesidades de financiamiento. En el nivel de madurez y trayectoria de Kingo para su modelo de negocio y operaciones, es posible aumentar la deuda comercial. Sin embargo, el financiamiento combinado ha sido una palanca importante en las etapas de crecimiento para llegar a esta etapa de madurez. Sin embargo, la experiencia de Kingo con el financiamiento del desarrollo también destaca parte del riesgo de que las *start-ups* se endeuden demasiado pronto, lo que puede generar un estrés financiero significativo en el negocio.

Kingo también ha explorado diferentes modelos de negocio que han ayudado a la empresa a madurar y distribuir el riesgo de su cartera. Particularmente bajo los modelos B2B y B2G, Kingo pudo entregar sistemas bajo grandes contratos a clientes con calificaciones crediticias más altas. Sobre la base de su experiencia, para las ventas B2C que son un mercado más riesgoso y costoso, Kingo ha aprendido a ser más selectivo al ingresar a nuevos mercados y saber cuándo buscar subsidios.

Finalmente, en el reciente contexto de escasez en las cadenas de suministro, como la experimentada durante la pandemia de COVID-19, el inventario y las importaciones pueden ser una notable fuente de riesgo. Kingo ya ha simplificado su diseño para poder usar componentes estándar para reducir los costos de los pedidos y mitigar la escasez de inventario. La agregación con otros proveedores podría ayudar a obtener mejores precios, especialmente de los importadores que luchan por cumplir con las órdenes.

4 Garantía de la cartera de SIDA para la plataforma de *crowdfunding* Trine

Figura 4.1. Descripción general de la garantía de cartera de SIDA para la plataforma de *crowdfunding* Trine

| | |
|------------------------|---|
| Instrumento financiero | Riesgo compartido |
| Estrategia financiera | Garantía de crédito en cartera de <i>crowdfunding</i> |
| Modelo de negocio | Varios modelos de negocio |
| País/región | África |
| Cronograma | 2018 - 2023 |

Contexto

En 2020, el número de personas sin acceso a electricidad en África subsahariana aumentó por primera vez desde 2013. En esta región, el porcentaje de la población sin acceso a electricidad aumentó de 74% en 2019 a 77% en 2021 (IEA, 2022^[89]). Las soluciones renovables independientes como los sistemas fotovoltaicos domiciliarios pueden ayudar a aumentar el acceso a la electricidad en África subsahariana como una alternativa más económica y rápida a las extensiones de red. Los nuevos modelos de negocio para la provisión de servicios energéticos también ofrecen medios alternativos para financiar inversiones en energías renovables. Por ejemplo, bajo el modelo de arrendamiento con opción a compra, los clientes pueden realizar pagos iniciales a través de sus teléfonos celulares durante uno o varios años hasta que se conviertan en dueños de su sistema fotovoltaico domiciliario. Aun así, para los proveedores de servicios de energía renovable puede ser un desafío obtener financiamiento a través de los bancos tradicionales, ya que los clientes de bajos recursos no tienen necesariamente el historial crediticio necesario. Esto puede crear dificultades para acelerar la electrificación de las personas y para que los proveedores de servicios energéticos amplíen sus negocios. El *crowdfunding*, donde el financiamiento se obtiene de un gran

número de inversionistas individuales, normalmente a través de internet, se ha convertido en un instrumento de financiamiento para movilizar capital privado.

Trine Investment (Trine) es una plataforma líder en *crowdfunding* para empresarios de energía solar, donde las personas pueden invertir y obtener un retorno de proyectos de energía solar en países en desarrollo. Con sus inversiones, Trine organiza el financiamiento de la deuda para empresarios y pequeñas y medianas empresas de servicios energéticos en África subsahariana que ofrecen soluciones de energía renovable. Las soluciones se ofrecen principalmente bajo un modelo de arrendamiento con opción a compra de pago inmediato a clientes que no tienen acceso a la electricidad y no pueden pagar todos los costos de inversión iniciales.

Como parte de su mandato de promover el desarrollo sostenible, el crecimiento económico inclusivo y la reducción de la pobreza, la Agencia Sueca de Cooperación Internacional para el Desarrollo (SIDA) del gobierno de Suecia está apoyando la plataforma de *crowdfunding* Trine. A través de un instrumento de garantía, SIDA tiene como objetivo mejorar el acceso al crédito de los empresarios en energía solar, proveedores de servicio de energía pequeños y medianos que por lo general tienen dificultades para acceder al financiamiento.

Asistencia para el desarrollo por medio de garantías

Las garantías pueden ser una herramienta eficaz y flexible para apoyar inversiones en proyectos beneficiosos, social y ambientalmente, como las energías renovables. Las garantías funcionan redistribuyendo el riesgo de estas inversiones entre los actores públicos y privados. Las garantías de SIDA son similares a los seguros para prestamistas. El beneficiario de la garantía paga una comisión por esta y, si el prestatario no cumple, el prestamista recupera una parte del dinero. En el caso de Trine, que actúa como intermediario financiero, la garantía permite a los inversionistas del *crowdfunding* recuperar parte de sus costos si el empresario de energía solar no cumple (SIDA, 2019^[93]).

Como instrumento de asistencia para el desarrollo, la adicionalidad es imperativa en la garantía de SIDA. La intención es que la garantía permita al beneficiario movilizar capital adicional que de otro modo no habría invertido, o llegar a empresarios y empresas en países en desarrollo, por ejemplo, mujeres y jóvenes empresarios, o empresas que operan en un entorno propenso a conflictos.

SIDA selecciona proyectos a través de una convocatoria de expresión de interés donde las propuestas se comparan en función de su alineación con los objetivos de desarrollo y el alcance geográfico. Las mejoras crediticias, como las garantías parciales, son transacciones financieras estructuradas y complejas que requieren un gran conocimiento y capacidad financiera por parte de la institución garante. De hecho, las garantías tienden a demandar más tiempo para estructurarse que, por ejemplo, un financiamiento basado en resultados.

La debida diligencia sobre el beneficiario es un paso importante de este proceso. Se lleva a cabo un análisis para evaluar los aspectos legales y financieros del actor financiero. En particular, la Oficina de Deuda Sueca realiza un análisis profundo de los riesgos financieros de la garantía para SIDA, el cual se basa en parte en el análisis de riesgo de Moody's para la empresa y los mercados en cuestión. En este caso, las pérdidas esperadas estaban alrededor de 4%.

Conforme a este proceso, Trine proporcionó una descripción general de la cartera de proyectos potenciales para evaluar los posibles impactos sociales, ambientales y económicos que generaría esta asistencia. De hecho, dado el enfoque en la adicionalidad, fue particularmente importante informar sobre los impactos del proyecto.

Una vez superados estos pasos con éxito, SIDA y el beneficiario negocian el tipo de garantía y su tarifa. Dada la complejidad de este proceso, también se cobra una comisión de apertura si la garantía sale adelante, la cual oscila entre 100 000 y 150 000 euros.

Movilización de capital privado por medio de garantías de préstamos

La garantía de SIDA para Trine que se lanzó en 2018 se extenderá hasta 2023. La garantía se centró en las empresas de servicios de energía solar financiadas por Trine en Tanzania, Ruanda, Kenia, Uganda y Zambia. Se espera que la cartera de proyectos que obtiene préstamos a través de la plataforma Trine dé acceso a servicios de energía renovable a alrededor de 100 000 clientes o 560 000 personas en África subsahariana en base a un estimado de 1 megavatio (MW) de energía renovable y la reducción correspondiente de 200 000 toneladas en emisiones de dióxido de carbono (CO₂) (SIDA, 2020^[94]).

SIDA y Trine llegaron a un acuerdo de garantía por 10 millones de euros de capital privado movilizado del “crowd” (colectivo) para ser utilizados como préstamos para proveedores de servicios de energía solar en los países acordados. El plazo del préstamo para los empresarios de energía solar era de entre cuatro y seis años y, según este acuerdo, se garantizaba 60% del principal del inversionista. Esto se dispuso como una garantía *pari passu*, lo que significa “igualdad en el derecho de pago”, por lo que los acreedores del préstamo, en este caso los inversionistas colectivos, son tratados por igual y compensados en proporción a la parte predeterminada de las pérdidas. Como garantía no financiada, estas pérdidas podrían tardar varios meses en recuperarse, ya que Trine debe presentar un reclamo por incumplimiento que es revisado por SIDA para garantizar el cumplimiento de los requisitos (p. ej., que la tecnología y el alcance geográfico estén alineados con los términos acordados).

En el marco de las negociaciones, se determinó una tarifa por la garantía y luego se fijó el precio en el retorno obtenido por el inversionista individual/colectivo. En consecuencia, el retorno de la inversión para un proyecto de *crowdfunding* con garantía sería marginalmente menor que para una inversión sin garantía, donde los riesgos son mayores.

Tras varias campañas de *crowdfunding*, en 2022 Trine ya había desembolsado 90% del préstamo de 10 millones de euros garantizados por SIDA. Como plataforma en línea, pudieron probar campañas para recaudar fondos para proyectos con y sin garantías y comparar resultados. Trine descubrió que los proyectos garantizados recaudaban más fondos y que los inversionistas individuales estaban dispuestos a aceptar retornos más bajos a cambio de un riesgo menor. Esto indica que la garantía logró generar confianza entre los inversionistas al disminuir los riesgos percibidos y reales de las pérdidas de inversión para expandir los recursos de financiamiento de los prestatarios beneficiarios.

Lecciones aprendidas

Estas inversiones ayudaron a Trine a ampliar sus préstamos en África subsahariana y generar confianza en su modelo de negocio. En realidad, la tasa de morosidad fue menor a la esperada, menos de 3.3%. También ayudó a demostrar la oportunidad comercial de otorgar préstamos a empresarios de energía solar y pequeñas y medianas empresas de servicios de energía a través de plataformas de *crowdfunding*.

Esta experiencia es particularmente interesante, ya que el *crowdfunding* atrae a inversionistas individuales que tendrán requisitos diferentes a los de otros tipos de inversionistas, como los inversionistas institucionales. Trine pudo recopilar datos sobre el interés de los inversionistas en proyectos garantizados y no garantizados, con varias estrategias diferentes de fijación de precios, transfiriendo parcial o totalmente el costo de la garantía al inversionista. Los datos mostraron que los inversionistas individuales eran menos sensibles a los cambios en la retorno que, por ejemplo, los inversionistas institucionales.

El *crowdfunding* ha demostrado ser un modelo efectivo para apoyar a los proveedores de servicios de energía solar. Sin embargo, aún existen algunos desafíos para ingresar a segmentos de mercado difíciles y llegar a los micro y pequeños empresarios de energía solar. Esto se debe a que la debida diligencia en prestatarios más complejos requiere una mayor capacidad técnica, financiera y legal. Esto puede ser difícil de manejar con equipos pequeños, típicos en este tipo de plataformas de *crowdfunding*. El apoyo adicional

en forma de subvención, que funciona junto con la garantía, podría ayudar a desarrollar la capacidad para llegar a diferentes prestatarios.

Aumentar la adicionalidad de la asistencia es un enfoque clave para SIDA en el diseño de sus instrumentos financieros. No obstante, gran parte de esto se determina antes de celebrar acuerdos con el intermediario financiero. Esto significa que incluso si SIDA está dispuesta a asumir más riesgos; el instrumento financiero en la mayoría de los casos ya ha sido diseñado. Aumentar el diálogo directo con los inversionistas en una etapa más temprana podría ayudar a estructurar proyectos con un impacto transformador aún mayor.

Finalmente, a medida que los socios para el desarrollo buscan aumentar el apoyo financiero para la mitigación y adaptación al cambio climático en las economías en desarrollo y emergentes para cumplir con los compromisos bajo el Acuerdo de París de la CMNUCC, es importante considerar cómo se rastrea y se informa el financiamiento climático. Es crucial tener en cuenta el índice de apalancamiento de las intervenciones para movilizar el capital privado, el cual es muy necesario para lograr los objetivos climáticos. De hecho, si bien una garantía de 15 millones de euros y una subvención de 15 millones de euros pueden reportarse como un desembolso equivalente de financiamiento climático para el desarrollo, esto no captura los diferentes niveles de capital privado movilizados por los instrumentos respectivos para alcanzar los objetivos climáticos.

5 Proyecto de acceso solar fuera de la red del Banco Mundial

Figura 5.1. Descripción general del Proyecto de Acceso Solar Fuera de la Red de Kenia del Banco Mundial (KOSAP)

| | |
|------------------------|--|
| Instrumento financiero | Subvenciones y financiamiento de concesión |
| Estrategia financiera | Financiamiento basado en resultados y línea de crédito |
| Modelo de negocio | Arrendamiento con opción a compra de SFVD |
| País | Kenia |
| Cronograma | 2019 - Presente |

Contexto

La visión general 2030 del gobierno de Kenia tiene como objetivo transformar el país en un país industrializado de ingresos medios. El acceso a la electricidad en Kenia se ha duplicado entre 2014 y 2020 para alcanzar un nivel de 71% de la población del país. La Estrategia Nacional de Electrificación de Kenia de 2018 comprometió al país a la electrificación total para 2020, modificada posteriormente para 2022, lo cual requiere dos millones de nuevas conexiones, en particular a través de sistemas fotovoltaicos domiciliarios y minirredes (USAID, 2019^[85]).

La estrategia de electrificación de Kenia ha respaldado una transición que se aleja de la generación distribuida alimentada por combustibles fósiles, en particular debido al alto costo del suministro de combustibles fósiles para la generación. Esto resultó en altas tarifas de electricidad subvencionadas por el gobierno a través de un impuesto sobre los recibos de electricidad. Para apoyar el desarrollo de nuevos proyectos, la acción inicial del gobierno de Kenia fue proporcionar a los inversionistas procesos y procedimientos claros. Los programas de desarrollo han permitido esto, por ejemplo, con la guía sobre la concesión de licencias para minirredes publicada por GIZ y el Ministerio de Energía y Petróleo de Kenia.

Otros programas incluyeron el Programa de Modernización Fuera de la Red de Kenia²⁴ de la Agencia Francesa de Desarrollo (Agence Française de Développement, AFD) y el Programa de Iluminación Solar de Kenia²⁵ del Banco Mundial. Además, la normativa se ha diseñado para respaldar el desarrollo de proyectos con la Ley de Energía de 2019, la cual brindó orientación específica sobre los sistemas de minirredes, y la Ley de Finanzas de 2018, la cual proporcionó exenciones de aranceles de importación e impuestos al valor agregado para equipos de energía solar.

El mercado de minirredes de Kenia ya ha atraído a grandes desarrolladores de proyectos internacionales que pueden recaudar capital para desarrollar proyectos a escala. Por ejemplo, en 2016, Powerhive recibió una inversión de capital de USD 11 millones de Enel Green Power para construir y operar una cartera de 1 megavatio (MW) de sistemas de minirredes renovables en 100 aldeas que atienden a aproximadamente 90 000 personas en el oeste de Kenia (FinSMEs, 2016^[95]). Para 2018, Kenia tenía ventas totales aproximadas de más de USD 5 millones en productos fuera de la red, ubicándola como líder en ventas de sistemas fotovoltaicos domiciliarios en África (USAID, 2019^[85]). De hecho, el sector de energías renovables distribuidas en Kenia se ha convertido en un centro de innovación, por ejemplo, mediante el uso de “pagos móviles”, los cuales han brindado soluciones rentables para recolectar y manejar los pagos de los clientes en Kenia.

Sobre la base de estos desarrollos positivos, el Banco Mundial ha desarrollado el Proyecto de Acceso Solar Fuera de la Red de Kenia (KOSAP) para ayudar a respaldar una mayor adopción de energía renovable distribuida en las áreas remotas, de baja densidad y tradicionalmente desatendidas de Kenia, generalmente en el norte del país. Estas zonas representan aproximadamente 20% de la población total de Kenia de 54 millones y 70% de la masa terrestre, y están habitadas por comunidades pastoriles. KOSAP es parte de varios programas de infraestructura destinados a crear oportunidades económicas en la región. Además de aumentar el acceso a los recursos energéticos modernos, el programa tiene como objetivo aumentar los ingresos y mejorar el bienestar apoyando el uso productivo de la energía, por ejemplo, en la agricultura o las pequeñas empresas. Igualmente, tiene como objetivo apoyar nuevas actividades económicas en la cadena de valor de los sistemas de energía renovable distribuida mediante el desarrollo de la capacidad local para las operaciones y el mantenimiento (O&M) de equipos.

Proyecto de Acceso Solar Fuera de la Red de Kenia

KOSAP involucra un financiamiento total de USD 150 millones del Banco Mundial en apoyo al acceso universal a la energía a través de recursos modernos de energía renovable para cocinar y electrificar las instalaciones y empresas de la comunidad (AFDB, 2021^[96]). Desde 2018, el Ministerio de Energía y Petróleo (MOE, por sus siglas en inglés), Energía e Iluminación de Kenia (KPLC) y la Autoridad de Electrificación Rural (AER) han estado implementando este programa, que estará vigente hasta 2023. Las instalaciones apuntan a 14 de los 47 condados en Kenia (West Pokot, Turkana, Marsabit, Samburu, Isiolo, Mandera, Wajir, Garissa, Tana River, Lamu, Kilifi, Kwale, Taita Taveta y Narok) que han sido identificados como áreas marginadas.

²⁴ Más información disponible en:

[https://kplc.co.ke/img/full/Prequalification%20Document%20for%20Retrofitting%20\(Supply,%20Installation%20and%20Commissioning%20of%20Solar%20Photovoltaic-%20Wind%20Energy%20Component\)%20of%202023%20Diesel%20Mini%20Grids%20in%20Kenya.pdf](https://kplc.co.ke/img/full/Prequalification%20Document%20for%20Retrofitting%20(Supply,%20Installation%20and%20Commissioning%20of%20Solar%20Photovoltaic-%20Wind%20Energy%20Component)%20of%202023%20Diesel%20Mini%20Grids%20in%20Kenya.pdf)

²⁵ Más información disponible en:

[https://kplc.co.ke/img/full/Prequalification%20Document%20for%20Retrofitting%20\(Supply,%20Installation%20and%20Commissioning%20of%20Solar%20Photovoltaic-%20Wind%20Energy%20Component\)%20of%202023%20Diesel%20Mini%20Grids%20in%20Kenya.pdf](https://kplc.co.ke/img/full/Prequalification%20Document%20for%20Retrofitting%20(Supply,%20Installation%20and%20Commissioning%20of%20Solar%20Photovoltaic-%20Wind%20Energy%20Component)%20of%202023%20Diesel%20Mini%20Grids%20in%20Kenya.pdf)

El programa KOSAP consta de cuatro componentes que se centran respectivamente en sistemas de minirredes, sistemas fotovoltaicos domiciliarios, sistemas solares para empresas y un componente final de desarrollo de capacidades (Figura 5.2). El MOE es el beneficiario de este programa y es responsable de la coordinación del proyecto, así como de la implementación del segundo y cuarto componentes. KPLC y AER son, a su vez, responsables de la implementación de los otros dos componentes (SNV, 2019^[97]). El proyecto está regido por un Comité Directivo que tiene poder de decisión, apoyado por los Grupos de Trabajo Técnico y del condado.

Figura 5.2. Línea de crédito de KOSAP



Fuente: adaptado de (SNV, 2022^[98])

El Componente 1 de USD 40 millones tenía como objetivo movilizar inversiones en un total de 120 sistemas de minirredes en 14 condados de Kenia. Este componente proporciona fondos a KPLC para entrar en una asociación público-privada (APP) con desarrolladores privados, siendo KPLC responsable de la construcción y el financiamiento parcial de los sistemas de generación y la red de distribución para cada minirred. Cada obra para la construcción de minirredes debe cumplir con un criterio de densidad poblacional de entre 100 y 700 usuarios potenciales (incluyendo hogares y edificios comerciales o públicos) con una demanda de 20 a 300 kilovatios (kW). Estas obras fueron identificadas geoespacialmente y juntas proveerían de energía a 27 000 consumidores.

El Componente 2 de USD 48 millones tenía como objetivo aprovechar el próspero mercado de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios en el resto de Kenia dando financiamiento basado en resultados, préstamos para energía solar y la venta de soluciones de cocina limpia a los desarrolladores para expandir el servicio a los condados desatendidos. Se dirige a 250 000 hogares que consisten en 1.1 millones de habitantes con sistemas fotovoltaicos domiciliarios y la distribución de 150 000 cocinas limpias en ocho condados.

El Componente 3 de USD 40 millones proporciona fondos para las instalaciones comunitarias desarrolladas por el Ministerio de Salud, el Ministerio de Educación y el Ministerio del Interior con energía para un rendimiento óptimo. KPLC contrata a un contratista del sector privado para que cada territorio de servicio suministre, instale y mantenga sistemas solares independientes en las instalaciones comunitarias.

Si bien los enfoques anteriores se centraron en el suministro y la instalación con consideraciones limitadas de operación y mantenimiento, el énfasis en este componente se mueve hacia una prestación de servicios a largo plazo basada en el desempeño. Además, se planean cerca de 380 pozos asociados con las instalaciones comunitarias en los 14 condados para beneficiarse de la instalación de bombas de agua que funcionan con energía solar.

El Componente 4 de USD 22 millones reserva recursos para desarrollar el conjunto de habilidades requeridas para la Unidad de Coordinación de Proyectos en el MOE, así como para las Unidades de Implementación de Proyectos de KPLC y AER, y las Unidades de Implementación de Proyectos. Dentro de este componente, se llevarán a cabo estudios técnicos, apoyo a la implementación y desarrollo de capacidades del sector y los condados.

Programa de minirredes desarrollado bajo el enfoque de APP

Los proyectos de minirredes para acceso generalmente requieren apoyo adicional para ser económicamente viables, ya sea en forma de una subvención para asistencia técnica o gastos de capital, subsidio en el costo del capital inicial o apoyo continuo en la tarifa eléctrica o gastos operativos. Las minirredes han sido un componente importante del sistema eléctrico de Kenia y, aunque la mayoría ha sido financiada con fondos públicos, al menos 23 sistemas en funcionamiento habían sido desarrollados de forma privada para 2018 (USAID, 2019^[85]).

Las APP pueden ser soluciones atractivas para desarrollar proyectos en zonas de difícil acceso. El financiamiento público puede ayudar a reducir los riesgos percibidos y acortar los plazos para que los desarrolladores privados recuperen los costos. Esto, a su vez, puede aumentar el acceso y reducir el costo del financiamiento de los bancos comerciales. Además, bajo la estructura de APP, la participación del gobierno puede aumentar el acceso a mejoras crediticias y fuentes alternativas de financiamiento de socios para el desarrollo, como garantías de crédito o préstamos concesionales. La inversión y, por lo tanto, la posesión parcial por parte del gobierno puede reducir la convertibilidad de la moneda, la expropiación y los riesgos regulatorios. Se han aplicado ejemplos de APP con éxito en proyectos de minirredes en Bangladesh (Infrastructure Development Company Limited, IDCOL), Malí (Foundation Rural Energy Services, FRES), México (ACCIONA), Uganda (Tiger Power) (Saarcenergy, 2020^[99]) y muchas partes del sudeste asiático (UNEP, 2015^[100]).

En el marco de KOSAP, la adquisición se realizó bajo una APP para sistemas que combinan energía solar fotovoltaica, almacenamiento de batería y unidades térmicas que funcionan con diésel. Durante la evaluación del programa KOSAP, se identificaron 120 obras con suficiente densidad poblacional para sistemas de minirredes. El requisito de capacidad identificado osciló entre 50 kW y 2 MW (principalmente alrededor de 500 kW). Las dimensiones del proyecto final dependerían del número y tipo de usuarios a abastecer (hogares, empresas, instalaciones comunitarios, etc.). El programa fue diseñado para ejecutarse como una licitación competitiva para obras donde los postores ganadores firman un acuerdo de compra de energía (PPA, por sus siglas en inglés) de 7 a 10 años y un contrato de servicio con KPLC.

Bajo este modelo de APP, tanto la inversión privada como los fondos públicos se utilizan para cofinanciar la construcción de las instalaciones de generación y los fondos públicos se utilizan para financiar la construcción de la red de distribución de cada minirred. El PPA con KPLC es para la operación y mantenimiento del sistema de generación y asegura la recuperación de la parte de la inversión financiada de forma privada. El desarrollador también es responsable de la operación y mantenimiento de la red de distribución en virtud del contrato de servicio con KPLC.

Después de recuperar las inversiones privadas, el gobierno de Kenia es dueño de todos los activos (generación y operación). Todos los consumidores de energía eléctrica abastecidos a través de los sistemas de minirredes son clientes de KPLC y pagan la misma tarifa para cada categoría cobrada a los

usuarios conectados a la red nacional. La idea es asegurar la implementación efectiva de una política tarifaria nacional que sea uniforme.

Líneas de crédito solares

Se planea que los sistemas fotovoltaicos domiciliarios se usen comúnmente en la mayoría de las áreas remotas de los 14 condados. En el marco del programa, se estableció un objetivo de 250 000 sistemas solares independientes y 150 000 cocinas limpias.

Dos tipos de modelos de negocio sustentan la mayoría de los proveedores de servicios solares que operan en el mercado de Kenia. En primer lugar están los proveedores de servicios que venden productos solares directamente (venta en efectivo). Estos proveedores de servicios requieren una deuda a corto plazo en dólares americanos o cualquier otra moneda extranjera importante para financiar los costos asociados con la fabricación y el tránsito del hardware a Kenia (generalmente desde China). Este ciclo suele durar entre seis y nueve meses.

Un segundo modelo de negocio predominante es el pago inmediato (PAYG) en el que los clientes pagan por los sistemas en cuotas mensuales (normalmente entre 12 y 36 meses) y los proveedores de servicios asumen el riesgo de incumplimiento durante el periodo de recuperación. Estas empresas generalmente requieren un financiamiento de deuda que sea proporcional a los términos del préstamo que otorgan a sus clientes. Dado que los ingresos de los proveedores de servicios son en moneda local, el instrumento de deuda también ofrecerá préstamos en chelines kenianos además del dólar americano (u otra moneda extranjera).

Dado que las actividades en estas regiones son principalmente pastoriles, el programa tenía como objetivo utilizar el PAYG que permite a los usuarios pagar las unidades durante seis meses antes de que las posean por completo, lo que refleja la naturaleza estacional de la economía. Con el fin de ayudar a reducir los costos de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios, el Componente 2 brinda a los proveedores de servicios solares elegibles acceso a financiamiento basado en resultados y una línea de crédito (Figura 5.3).

El financiamiento basado en resultados es una forma de subvención que se proporciona a los desarrolladores en pagos a plazos en función del logro de hitos de conexión previamente acordados y un soporte de servicio posventa satisfactorio, con el objetivo de catalizar un mayor suministro y, al mismo tiempo, reducir los costos. Las subvenciones se otorgan de manera competitiva para compensar a los proveedores de servicios por los costos iniciales, incrementales, continuos y de oportunidad asociados con la expansión de las operaciones en los condados desatendidos. Se establece un límite porcentual dentro de cada lote para que múltiples proveedores de servicios tengan la oportunidad de operar dentro del espacio. Se utiliza un enfoque competitivo mediante el cual los proveedores de servicios ofertarán en función de un monto de subvención por conexión domiciliaria y donde ganarán los que tengan requisitos de subvención más bajos.

Además, se estableció una línea de crédito solar para proporcionar a los proveedores tasas de interés conforme al mercado. En virtud de este mecanismo, los proveedores de servicios reciben un financiamiento de deuda para respaldar los costos iniciales asociados con la introducción de inventario de hardware en el mercado y se brinda financiamiento al consumidor a mediano plazo para permitir que los hogares paguen los sistemas conforme pasa el tiempo.

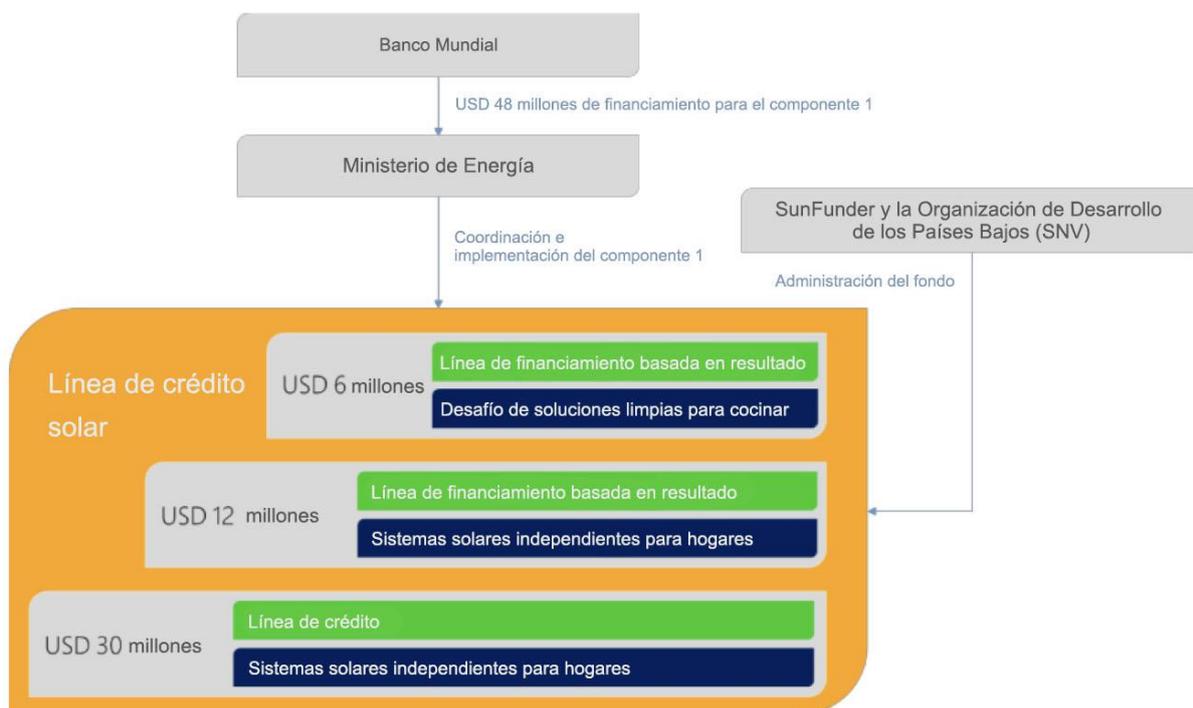
Si bien los bancos comerciales en Kenia se están familiarizando con el mercado de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios, generalmente confían menos en los préstamos para proyectos en estas zonas marginadas cubiertas por KOSAP. El objetivo del crédito era permitir que los proveedores suministren sistemas fotovoltaicos domiciliarios a un precio competitivo en zonas donde los prestamistas se han mostrado reacios a ingresar hasta ahora. La línea de crédito es administrada por la Organización de

Desarrollo de los Países Bajos, SNV, un organismo de desarrollo internacional en asociación con SunFunder, una empresa financiera especializada en inversiones climáticas y de energía limpia.

Los préstamos de la línea de crédito solo se pueden utilizar para financiar la compra de inventario de sistemas fotovoltaicos domiciliarios y la financiación de cuentas por cobrar en los 14 Territorios de Servicio de KOSAP. Ofreció préstamos que van desde KES 10 000 000 a KES 500 000 000 (USD 80 000 – USD 4 000 000) para los siguientes propósitos:

- Financiamiento de inventario: préstamo de balance a corto plazo para comprar un producto con un plazo de 6 a 12 meses y un monto total de KES 10 000 000+
- Financiamiento de cuentas por cobrar: Préstamo de balance general estructurado para coincidir con el ciclo completo de capital de trabajo de una empresa PAYG con un plazo de uno a tres años y un monto total de KES 25 000 000+
- Copréstamo: KOSAP puede prestar, junto con otros prestamistas, en créditos a través de un acuerdo de sindicación por el cual KOSAP solo financiará la parte del préstamo que corresponde a compras de inventario (para financiamiento de inventario), o unidades vendidas y futuras cuentas por cobrar (para financiamiento de cuentas por cobrar) en los Territorios de Servicio de KOSAP. También puede participar en el financiamiento de cuentas por cobrar a través de una sociedad de propósito específico (SPV).

Figura 5.3. Línea de crédito del Componente 2



Fuente: adaptado de (SNV, 2022^[98])

Lecciones aprendidas

KOSAP ha visto resultados mixtos en su primer componente. Bajo las licitaciones, los inversionistas privados solo pudieron movilizar de USD 10 a 15 millones para los proyectos. Los desafíos clave incluyen

retrasos en la implementación del programa y problemas relacionados con los derechos sobre la tierra. La tierra propiedad de la comunidad no está registrada y existen sensibilidades en torno a la transferencia de propiedad. Hasta la fecha, aproximadamente 20 obras han sido identificados como comercialmente viables, y el programa pudo eliminar el componente de subvención para desarrollarlos como proyectos privados. Esto resalta los beneficios de la identificación de obras para facilitar el desarrollo de proyectos privados. En la actualidad, se está reestructurando el programa para los proyectos restantes, para desarrollarlos bajo un modelo de concesión con infraestructura de generación y distribución financiada públicamente a través de los fondos del Componente 1, donde los desarrolladores privados compitan con ofertas para la concesión para poder construir y operar los sistemas.

Para el segundo componente, ya se han desplegado 100 000 unidades con la expectativa de que se superen el objetivo de 250 000 unidades para fines de 2023. Sin embargo, el uso y los impactos de los dos instrumentos de financiamiento varían. Se encontró que el financiamiento basado en resultados es particularmente efectivo para alentar la oferta incremental y reducir los costos. Se ha utilizado para el desarrollo de capacidades para promover usos finales productivos en las comunidades. Por el contrario, solo dos o tres desarrolladores han hecho uso de la línea de crédito sustancial donde se esperaban hasta al menos 20. Esta brecha se ha atribuido a la disponibilidad de otras fuentes de financiamiento de las instituciones financieras de desarrollo, las cuales rebajan las tasas de esta línea de crédito. Además, los desarrolladores señalaron que el requisito de usar fondos solo para desarrollar proyectos en estos 14 condados creaba restricciones significativas para ellos, ya que preferían distribuir los riesgos a través de proyectos en diferentes mercados dentro de la cartera, tales como en Nairobi. Otros créditos del Banco Mundial que tienen competencias más amplias, como el Crédito de Financiamiento de Infraestructura Regional, han tenido más éxito en atraer desarrolladores, incluyendo aquellos a los que se dirige la línea de crédito KOSAP. Esto ha dado lugar a un debate sobre la reestructuración del mecanismo para permitir su uso en otras regiones o para que se desvíen más fondos hacia el financiamiento basado en resultados, lo cual ha sido particularmente eficaz. Los Componentes 3 y 4 aún están en curso.

6 Programa Eco Micro en Belice

Figura 6.1. Descripción general del programa Eco Micro

| | |
|------------------------|---|
| Instrumento financiero | Subvención |
| Estrategia financiera | Asistencia técnica al sector financiero |
| Modelo de negocio | Productos financieros verdes para ER y EE |
| País/región | Latinoamérica y el Caribe |
| Cronograma | 2010 - Presente |

Contexto

Las soluciones de energía renovable tienen el potencial de satisfacer diversas necesidades energéticas de las micro, pequeñas y medianas empresas (MIPYME). Por ejemplo, en el sector agrícola, las soluciones descentralizadas se pueden implementar en áreas remotas para fortalecer el suministro de energía en toda la cadena de valor del sector, desde la producción primaria hasta el procesamiento, almacenamiento, distribución y consumo final. Hoy en día, en toda Latinoamérica y el Caribe, muchas empresas no pueden acceder a financiamiento para tecnologías de energía limpia que pueden ayudar a reducir la factura energética, mejorar la competitividad y mejorar la resiliencia climática.

Eco Micro es una iniciativa creada por el laboratorio de innovación del Banco Interamericano de Desarrollo (BID Lab) para ayudar a cerrar las brechas de financiamiento de las MIPYME trabajando con socios intermediarios financieros en toda Latinoamérica y el Caribe para ayudarlos a estar mejor equipados para proporcionar financiamiento verde. El objetivo es aumentar el acceso a productos y servicios de energía renovable y eficiencia energética y avanzar en la mitigación y adaptación al cambio climático. El programa Eco Micro está diseñado para brindar asistencia técnica a los intermediarios financieros para ayudarlos a obtener las herramientas y los conocimientos adecuados para analizar el mercado y diseñar productos financieros verdes que respondan a las necesidades locales.

En Belice, se ejecutará un programa Eco Micro de 2020 a 2022 para apoyar al banco de desarrollo local, la Corporación Financiera de Desarrollo, en el otorgamiento de préstamos a MIPYME para tecnologías de energía renovable y eficiencia energética. Econoler, una empresa consultora especializada en el diseño, implementación y evaluación de proyectos y programas de energía sostenible, está implementando este

programa, y la asistencia técnica tiene como objetivo fortalecer los productos de crédito verde, incluyendo los préstamos para inversiones en energía limpia bajo Contratación de Rendimiento Energético (CRE).

Programa Eco Micro del laboratorio del BID

El laboratorio del BID creó Eco Micro a principios de la década de 2010, y la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) le otorgó el premio Lighthouse Activity Award en 2014. Operado por el BID Lab, Eco Micro es un crédito de cooperación técnica de USD 17 millones que recibe financiamiento del Fondo Multilateral de Inversiones (FOMIN), miembro del Grupo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Asuntos Globales de Canadá y el Fondo Nórdico de Desarrollo.

Los intermediarios financieros en la región compiten por las subvenciones Eco Micro, las cuales se desembolsan en el marco de proyectos piloto de tres años. Los socios incluyen cooperativas de ahorro y crédito, proveedores de microfinanzas o bancos nacionales de desarrollo. En Latinoamérica, Eco Micro también ha comenzado a trabajar con socios no tradicionales, por ejemplo, empresas ancla en la industria agrícola que ya brindan préstamos estacionales a los agricultores.

BID Lab trabaja con el intermediario financiero para desarrollar soluciones de financiamiento verde adaptadas al contexto local y las condiciones del mercado. Las soluciones están dirigidas a los clientes del intermediario financiero, pero también al propio intermediario para reducir la vulnerabilidad de su cartera de préstamos al cambio climático y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). De entrada, BID Lab lanza una Expresión de Interés para que empresas consultoras precalificadas a nivel mundial brinden apoyo con asistencia técnica continua. La empresa consultora trabaja en estrecha colaboración con el socio financiero para diseñar e implementar estudios de mercado y desarrollar productos y servicios financieros apropiados con perspectiva de género para responder a las necesidades, desafíos y prioridades locales.

Eco Micro cubre alrededor de 70% del presupuesto del proyecto a través de subvenciones, y el intermediario financiero proporciona el resto, ya sea en efectivo o mediante contribuciones en especie. El dinero de la subvención se utiliza para desarrollar, comercializar y lanzar productos de financiamiento verdes en cada institución microfinanciera participante, desbloqueando fondos privados que de otro modo no estarían disponibles para actividades climáticas.

El tipo de productos que Eco Micro ayuda a diseñar incluye préstamos productivos para aquellos interesados en migrar hacia tecnologías de energía renovable o eficiencia energética. También ayuda a diseñar productos y servicios financieros para respaldar los objetivos de adaptación, así como microfinanciamientos y seguros para empresarios ecológicos y MIPYME, incluyendo el seguro de cultivos para pequeños agricultores (EcoMicro, 2022^[101]).

Fortalecimiento de los préstamos de energía renovable y eficiencia energética para las MIPYME

Eco Micro está actualmente trabajando con la Corporación Financiera de Desarrollo (DFC) en Belice para apoyar los préstamos de energía renovable y eficiencia energética a las MIPYME. Este programa fue inicialmente apoyado por una línea de crédito del Banco de Desarrollo del Caribe (USD 2 millones), con fuentes de financiamiento adicionales del Fondo de Desarrollo de CARICOM (CDF) y una nueva línea de crédito con el BID de la cual 30% se destina a financiamiento climático.

Al comienzo del proyecto, Econoler dedicó seis meses a realizar un estudio de mercado y una evaluación de los actuales productos de financiamiento verde de DFC. Esta investigación les permitió recomendar una revisión de los requisitos de garantía para préstamos de energía limpia y desarrollar una plantilla simple para auditorías de energía, para así facilitar la recopilación de datos y evaluar el riesgo y el retorno

de las inversiones en energía de manera consistente entre los clientes. Otro resultado clave fue un análisis de género de su cartera de préstamos, el cual destacó que las mujeres estaban sacando menos y más pequeños préstamos, pero su tasa de morosidad era igualmente mucho más baja. En consecuencia, la DFC desarrolló su producto “Préstamo empresarial empoderado” para mujeres y jóvenes, que incluye tasas de interés favorables y requisitos de garantía más bajos para mujeres.

Desde su inicio, el programa de préstamos de energía limpia de DFC ha puesto a disposición un total de USD 1.1 millones a MIPYME principalmente, con préstamos de entre USD 20 000 y USD 200 000. De estos, USD 500 000 se han prestado desde el inicio del programa Eco Micro en 2020. El programa brinda créditos a tasas de interés de 5.5-6%, tasas que son mucho más bajas que las típicas tasas de préstamos para MIPYME en Belice, que van de 12% a 15% anual, y más bajas que las típicas tasas altas (22%) de institutos de microfinanciamiento en otras jurisdicciones. Las actividades de préstamo se han centrado en el turismo, el procesamiento agrícola y las actividades comerciales e industriales a pequeña escala, por ejemplo, la fabricación de muebles de madera y la acuicultura. Inicialmente, la demanda de crédito en el marco del programa fue lenta debido a la falta de conocimiento público de los beneficios de las inversiones en energía limpia. La demanda de crédito aumentó a medida que DFC promovía el programa, pero los préstamos para inversiones en energía limpia se desplomaron durante el pico de la pandemia de COVID-19 debido a la reducción de la actividad económica dentro de la economía y, en particular, del turismo. Durante este periodo, la prioridad para las MIPYME ha sido un crédito para cerrar las brechas en los ingresos y mantener las empresas a flote durante la pandemia, y luego reactivar las operaciones nuevamente después de la pandemia.

Sin embargo, los préstamos a las MIPYME han aumentado a medida que la economía se ha recuperado en 2021 y 2022. El producto de préstamos de energía limpia de DFC para las MIPYME también se ha fortalecido con el lanzamiento de la Línea de Reducción del Riesgo Crediticio (CRAF, por sus siglas en inglés) de CDF. Este mecanismo se estableció para apoyar el desarrollo del sector de la energía limpia en la región del Caribe al proporcionar garantías crediticias a proyectos rentables elegibles, que de otro modo no habrían sido financiados por la corporación debido a alguna barrera (p. ej., falta de garantía adecuada). El mecanismo fue establecido por la CDF con la ayuda de Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) y la Unidad de Energía de CARICOM.

El programa también destaca el potencial de ahorro de energía. Los precios de la energía en Belice son relativamente altos, alrededor de USD 22-23 centavos por kilovatio hora (kWh). Si bien esto es más bajo que los precios de energía promedio para los países del Caribe (30 centavos por kWh), de los cuales Belice forma parte, es mucho más alto que las tarifas de electricidad en los países latinoamericanos vecinos de Belice en el continente (entre USD 10-12 centavos por kWh). A diferencia de Belice, muchos países del Caribe también son naciones insulares con costos significativamente elevados (p. ej., el suministro de combustible). Actualmente, no existe una regulación de tarifas de alimentación para respaldar la venta de generación distribuida a la red, pero esto aumentaría aún más el atractivo de las inversiones en energía renovable. Como parte de su Contribución Determinada a Nivel Nacional a la CMNUCC, Belice se ha comprometido a establecer normas que facilitarán la conexión de las energías renovables distribuidas a la red para fines de 2022.

Lecciones aprendidas

A través de Eco Micro, BID Lab también tiene como objetivo ampliar el conocimiento sobre cómo hacer que el financiamiento climático sea más accesible y asequible, especialmente para las poblaciones desatendidas de Latinoamérica y el Caribe. Los proyectos Eco Micro tienen como objetivo apoyar el intercambio de ideas a través de eventos de intercambio de conocimientos. El programa también trabaja para crear conexiones entre especialistas en adaptación y mitigación, proveedores de tecnología, facilitadores de servicios, socios de desarrollo y otras instituciones financieras para apoyar un ecosistema de financiamiento verde más sólido.

La pandemia de COVID-19 ha tenido un impacto significativo en el programa, ya que sin el turismo se redujo la actividad económica en Belice. Esto, a su vez, redujo las actividades de solicitud de préstamo de las MIPYME para inversiones en energía limpia, ya que la prioridad se desplazó hacia la preservación de los negocios. Además, los problemas de la cadena de suministro han aumentado el tiempo de entrega para suministrar energía renovable y la tecnología de eficiencia energética al país, lo que retrasa los proyectos cuando se ejecutan.

No obstante, la investigación realizada por Econoler en el marco del programa Eco Micro ha hallado recomendaciones sobre cómo mejorar y aumentar el atractivo de los productos de financiamiento verde de la Corporación Financiera de Desarrollo para las MIPYME. El programa en Belice ha tenido éxito en ayudar al banco a comprender mejor su mercado objetivo y diseñar productos financieros consecuentes, reduciendo los requisitos de garantía para préstamos de energía limpia y simplificando las plantillas de auditoría para evaluar mejor los proyectos.

El programa también ha ayudado a difundir información a las MIPYME en Belice sobre los beneficios de las inversiones en energía renovable y eficiencia energética y llama la atención sobre las opciones de préstamos verdes del banco de desarrollo que proporcionan crédito a tasas de interés atractivas de 5.5-6%. A medida que mejore la situación económica, se espera que aumente el interés en los préstamos de energía limpia, especialmente en el contexto de una mayor volatilidad de los precios, donde tales inversiones pueden ayudar a generar ahorros de energía a largo plazo.

7 Fondo de Inversión en Derechos Crediticios

Figura 7.1. Descripción general del Fondo de Inversión en Derechos Crediticios

| | |
|------------------------|--|
| Instrumento financiero | Subvenciones, financiamiento concesional y comercial |
| Estrategia financiera | Titularización de proyectos de ER y EE |
| Modelo de negocio | Varios modelos de negocio |
| País | Brasil |
| Cronograma | 2016 - 2017 |

Contexto

Conforme a los compromisos del Acuerdo de París, Brasil tiene como objetivo reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en 37 % para 2025 y en 50 % para 2030, en comparación con 2005, y alcanzar la neutralidad climática para 2050 (Climate Action Tracker, 2022^[102]). La energía renovable y la eficiencia energética son componentes cruciales de esta estrategia. Para 2030, Brasil tiene como objetivo aumentar la eficiencia energética en 10% en comparación con 2005 y alcanzar una participación de 23% en la generación de energía renovable no hidráulica en el sector eléctrico.

El acceso a financiamiento de bajo costo y largo plazo será fundamental para materializar estos objetivos. Hasta 2017, el Banco Nacional de Desarrollo de Brasil (BNDES) había jugado un papel central en el financiamiento de proyectos de energía renovable. Sin embargo, los préstamos más bajos de BNDES, debido a la recesión económica que comenzó en 2014 y las restricciones fiscales correspondientes, redujeron la provisión de financiamiento para nuevos proyectos renovables. Del mismo modo, la actividad del mercado de capitales para proyectos renovables se ha mantenido subdesarrollada, lo que ha provocado un déficit de financiamiento (The Lab, 2017^[77]).

En 2016, el Fondo de Inversión en Derechos Crediticios (“Fundo de Investimento em Direitos Creditórios”, FIDC) fue diseñado como un instrumento de titularización en el mercado brasileño para abordar la falta de financiamiento a largo plazo para proyectos de energía limpia, así como para superar barreras tales

como la falta de liquidez de activos y riesgos asociados con monedas extranjeras, condiciones macroeconómicas y proyectos. Basado en el marco regulatorio existente de FIDC en Brasil, este instrumento funciona mediante la emisión de valores contra futuros flujos de ingresos de uno o más proyectos de energía limpia agrupados bajo una sociedad de propósito específico (el propio FIDC) para financiamiento.

Un modelo de titularización para recaudar capital adicional para proyectos de energía limpia

Este instrumento se basa en el marco regulatorio existente de FIDC que permite la titularización por medio de valores respaldados por activos regulados por la Comisión de Valores de Brasil (CVM). A través del FIDC, las cuentas por cobrar asociadas con flujos de efectivo futuros contractuales (derechos de crédito) se pueden agrupar y los valores financieros respaldados por activos generadores de ingresos se pueden vender a los inversionistas. Ya existía un mercado considerable para las acciones de FIDC en Brasil, que totalizaron USD 9 mil millones en 2015, aunque históricamente se el FIDC utilizó en sectores como el financiamiento al consumidor, el *factoring* (factoraje), la deuda de tarjetas de crédito y los préstamos vehiculares (The Lab, 2017^[103]). Bajo este modelo, el marco regulatorio existente del FIDC se combina con (i) criterios de certificación verde; (ii) una amplia cobertura de pólizas de seguros, garantías de proyectos y garantías subsidiarias; (iii) una estructura de gobierno diseñada para otorgar derechos de supervisión e intervención; y (iv) un modelo financiero adaptado a las necesidades de proyectos de energía limpia como energías renovables y eficiencia energética. Esto permite que los proyectos obtengan financiamiento basado en los futuros flujos de efectivo de las ventas de energía.

De 2016 a 2017, el concepto FIDC Verde fue lanzado por Albion Capital, una empresa brasileña de gestión de activos que desarrolla y gestiona productos de inversión estructurados para financiar empresas y proyectos en el espacio de infraestructura sostenible. El instrumento fue diseñado originalmente para recaudar fondos para proyectos de energía limpia en dos etapas (Figura 7.2):

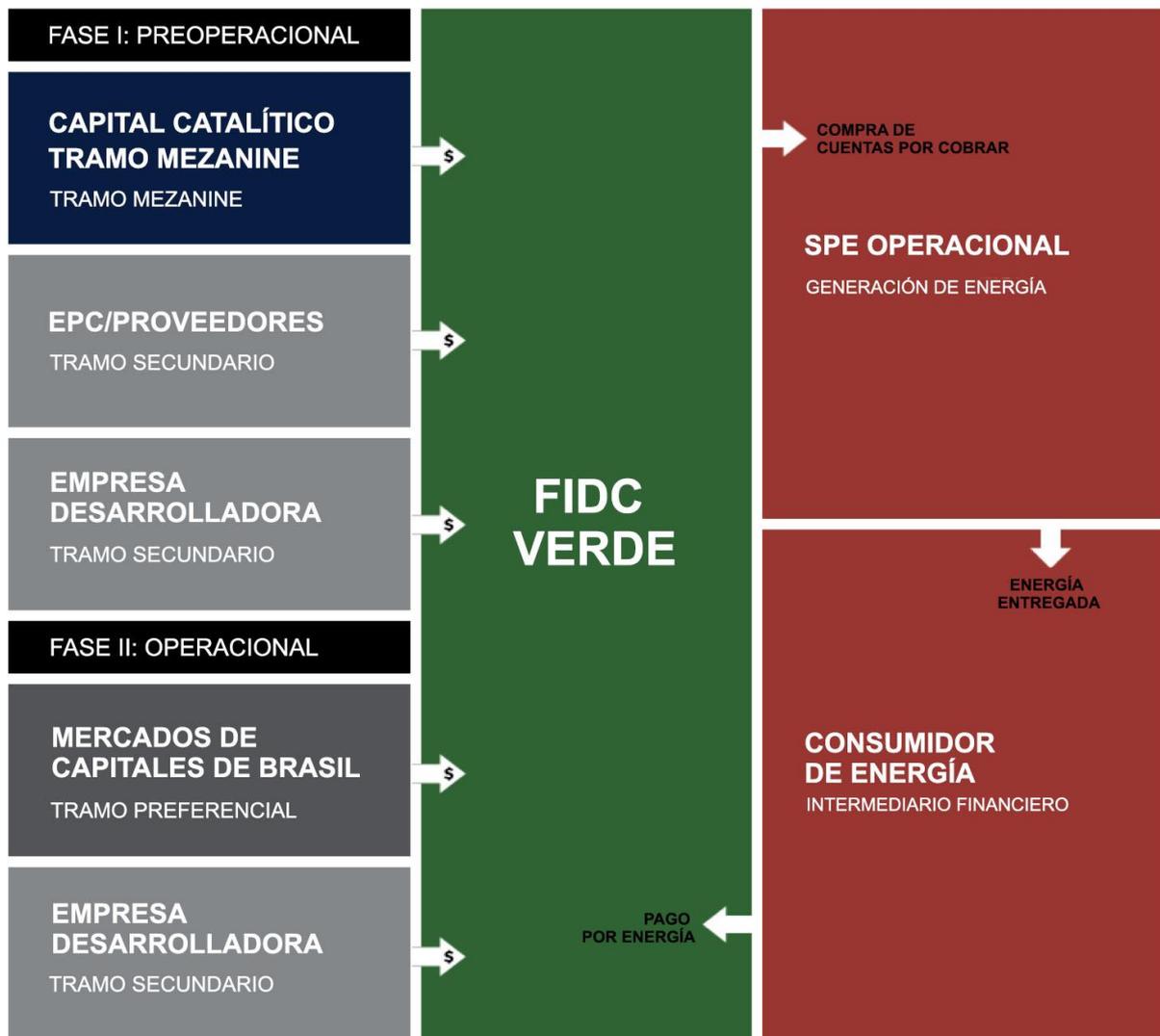
- Para financiar el desarrollo y la construcción de proyectos verdes, los desarrolladores de proyectos y financistas públicos proporcionarían capital en un tramo secundario y un tramo mezanine, respectivamente.
- Una vez que estén operativos, los proyectos subyacentes se refinanciarán mediante la emisión de tramos preferencial en los mercados de capital brasileños para inversionistas privados locales. En esta etapa, a los inversionistas iniciales se les proporciona una salida del proyecto y liquidez para invertir en proyectos adicionales que ayudan a atraer la inversión institucional.

Este enfoque pretendía asignar los riesgos a los inversionistas más adecuados para gestionarlos y también segregaba a los proveedores de financiamiento y la gestión operativa para reducir el riesgo de los inversionistas públicos y privados. Es importante destacar que el concepto adoptó un enfoque de financiamiento combinado, utilizando fondos concesionales para mitigar el riesgo y atraer financiamiento privado en las primeras etapas del desarrollo del proyecto. El uso de capital concesional proporcionaría garantías contra el riesgo de no realización del flujo de ingresos. Una vez que esté en pleno funcionamiento como un negocio rentable con flujos de efectivo estables, el capital público está diseñado para ser reembolsado o reciclado.

Sin embargo, durante el ciclo de desarrollo e implementación del FIDC Verde, Albion pudo revisar el concepto en un entorno diferente. Si bien ciertos proyectos sujetos a periodos de construcción más largos y que enfrentan mayores riesgos preoperativos aún necesitarían el enfoque de dos fases, otros proyectos como Solar GD podrían financiarse utilizando un Sistema de Cascada Doble donde la combinación de cuentas de depósito en garantía y la estructura de capital de 3 niveles de FIDC protegen a los inversionistas mezanine y preferenciales.

Dichos instrumentos ayudan a superar algunas de las principales barreras para el financiamiento de infraestructura verde en Brasil, a saber, el escaso financiamiento de capital en etapas iniciales, especialmente para proyectos de pequeña escala. Estos también ayudan a aumentar el acceso al crédito, ya que sin la estructura de financiamiento de proyectos, los prestamistas requerirían recursos de los patrocinadores además de los proyectos, en cuyo caso el balance del patrocinador puede limitar su capacidad para desarrollar proyectos adicionales. Bajo una transacción FIDC Verde, los riesgos del proyecto se evalúan de forma independiente.

Figura 7.2. El concepto de titularización verde



Nota: Instrumento de Propósito Específico (SPV); Ingeniería, contratación y construcción (EPC).

Fuente: (Albion Capital, 2022^[104]) The Green Securitization Concept

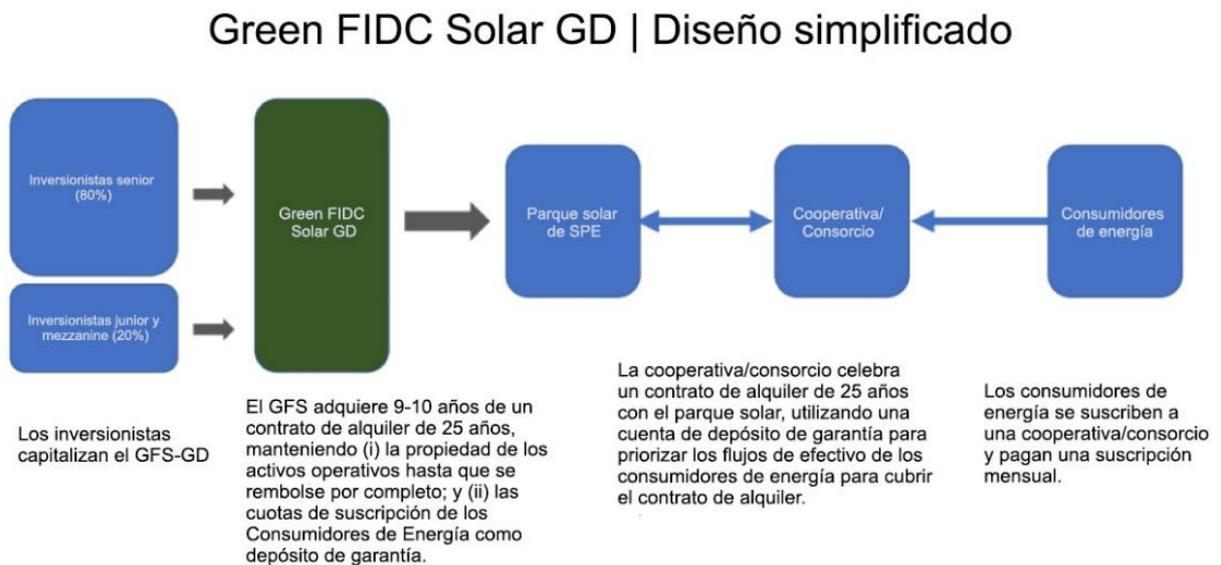
En 2017, Albion presentó el concepto FIDC Verde al Laboratorio de Innovación para el Financiamiento Climático de Brasil (The Lab), en el marco de su convocatoria de ideas. The Lab se especializa en revisar instrumentos prometedores de finanzas verdes transformadoras en sus grupos de trabajo con expertos, y en desarrollarlos para ponerlos a prueba o lanzarlos. The Lab está financiado por Bloomberg

Philanthropies, el Ministerio Federal Alemán para el Medio Ambiente, Nature Conservation, la Seguridad Nuclear (BMU), el Ministerio de Relaciones Exteriores de los Países Bajos, la Fundación Rockefeller, la Agencia Sueca de Cooperación Internacional para el Desarrollo (SIDA) y el Departamento de Estrategia Empresarial, Energética e Industrial del Reino Unido. La Iniciativa de Política Climática actúa como Secretario.

En 2018, el FIDC Verde fue nominado por la Cumbre P4G en Copenhague como uno de los conceptos más innovadores en finanzas climáticas. En el mismo año, Albion Capital también recibió una subvención de financiamiento de diseño de Convergence para desarrollar el concepto FIDC Verde, apoyando las actividades de investigación, estructuración y desarrollo necesarias para llevar el modelo FIDC Verde a los mercados de capital brasileños (CPI, 2018_[105]).

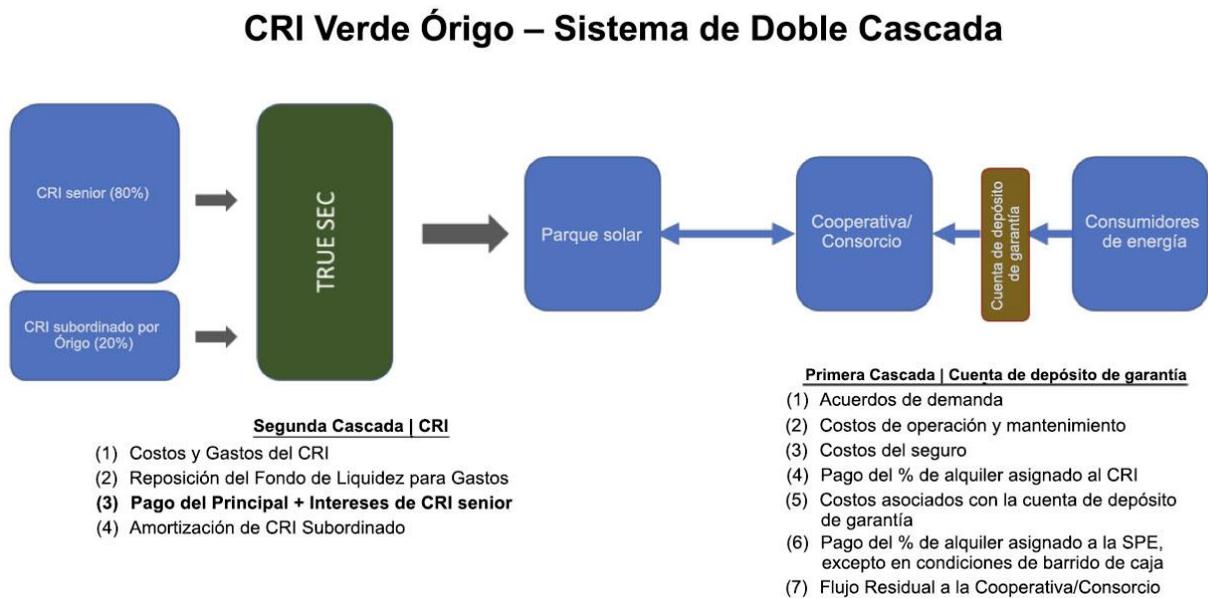
En 2021, Albion Capital y Órigo Energía, un desarrollador de energía renovable, anunciaron el cierre de Green FIDC Solar GD, el primer FIDC emitido como bono climático en Brasil, en USD 35.8 millones (BRL 201.5 millones). Además, en base al modelo FIDC Verde, Albion Capital y Órigo Energía adaptaron el concepto FIDC Verde para lanzarlo como CRI (Certificado de Recebíveis Imobiliários) Verde, una forma brasileña de garantía hipotecaria diseñada para inversionistas inmobiliarios, ampliando el grupo de potenciales inversionistas y asegurando otros USD 14.3 millones (BRL 80.1 millones). El Green FIDC Solar GD r y el CRI Verde Órigo son los primeros valores de su tipo de en ser bonos climáticos certificados para el mercado brasileño (CPI, 2021_[106]). En 2022, Albion Capital replicó tanto el FIDC Verde como el CRI Verde, alcanzando un total de 80MW en capacidad financiada para plantas de Solar GD (Figura 7.3, Figure 7.4).

Figura 7.3. Estructura del fondo de inversión en derechos crediticios para Solar GD – Estructura simplificada



Notas: FIDC Verde Solar (GFS)
Fuente: (Albion Capital, 2022_[104])

Figure 7.4. CRI Verde Órigo - Estructura de Doble Cascada



Nota: Operación y mantenimiento (O&M), Certificado de créditos inmobiliarios (Certificado de Recebíveis Imobiliários, CRI)
 Fuente: (Albion Capital, 2022^[104])

Lecciones aprendidas

El FIDC Verde ha sido reconocido como un concepto de financiamiento de proyectos otorgado a nivel internacional, lo que representa una oportunidad atractiva en Brasil debido a los flujos de efectivo relativamente predecibles y las tarifas vinculadas a la inflación. El desarrollo de este instrumento de titularización ha sido apoyado por el Laboratorio de Innovación de Brasil y Convergence, quienes ayudaron a llevar este instrumento desde el concepto hasta el programa piloto. Este proceso también se vio fortalecido por la experiencia del socio internacional de Albion, Climate Bonds Initiative, quien brindó la certificación del instrumento.

Mediante el uso de un instrumento que ya era familiar para los inversionistas brasileños, Albion Capital pudo hacer uso de la normativa existente y acceder a los mercados de capital para el financiamiento de proyectos verdes. Se espera que el reciente lanzamiento de Green FIDC Solar GD I y Green FIDC Solar GD II, así como CRI Verde I y II, ayuden a probar aún más el concepto y permitan un uso más amplio de este instrumento. Dada la versatilidad y replicabilidad de este modelo, en el futuro se puede utilizar en diferentes tipos de proyectos de infraestructura verde.

8 Programa RERED del Banco Mundial

Figura 8.1. Descripción general del proyecto de Electrificación Rural y Desarrollo de Energía Renovable (RERED) del Banco Mundial

| | |
|------------------------|--|
| Instrumento financiero | Subvenciones y financiamiento concesional |
| Estrategia financiera | Préstamos y asistencia técnica |
| Modelo de negocio | Microfinanzas de arrendamiento con opción a compra de SFVD |
| País | Bangladesh |
| Cronograma | 2012 – Presente |

Contexto

La naturaleza distribuida de los proyectos renovables a pequeña escala significa que muchos actores locales están involucrados, muchos de los cuales pueden no tener la capacitación, la capacidad o la conciencia adecuadas para apoyar el desarrollo y el financiamiento del mercado. Las instituciones financieras locales también pueden ser reacias a otorgar préstamos a estos proyectos, dadas las débiles calificaciones crediticias (o la falta de ellas), los estrictos requisitos de garantía y los altos costos de transacción (Deloitte, 2019^[61]), en parte debido a la falta de documentación estandarizada de proyectos.

Para abordar tales barreras, los intermediarios financieros pueden trabajar con socios (p. ej., bancos multilaterales de desarrollo) para aprovechar el trabajo existente con bancos locales e instituciones microfinancieras y desplegar productos potenciales, como líneas de crédito, préstamos renovables e incluso capital de riesgo en apoyo de los hogares y MIPYME que buscan financiamiento para soluciones de energía renovable. Estos podrían complementarse igualmente con el apoyo a modelos comerciales innovadores para abordar desafíos específicos que limitan el financiamiento solar en azoteas (CEEW, 2018^[107]).

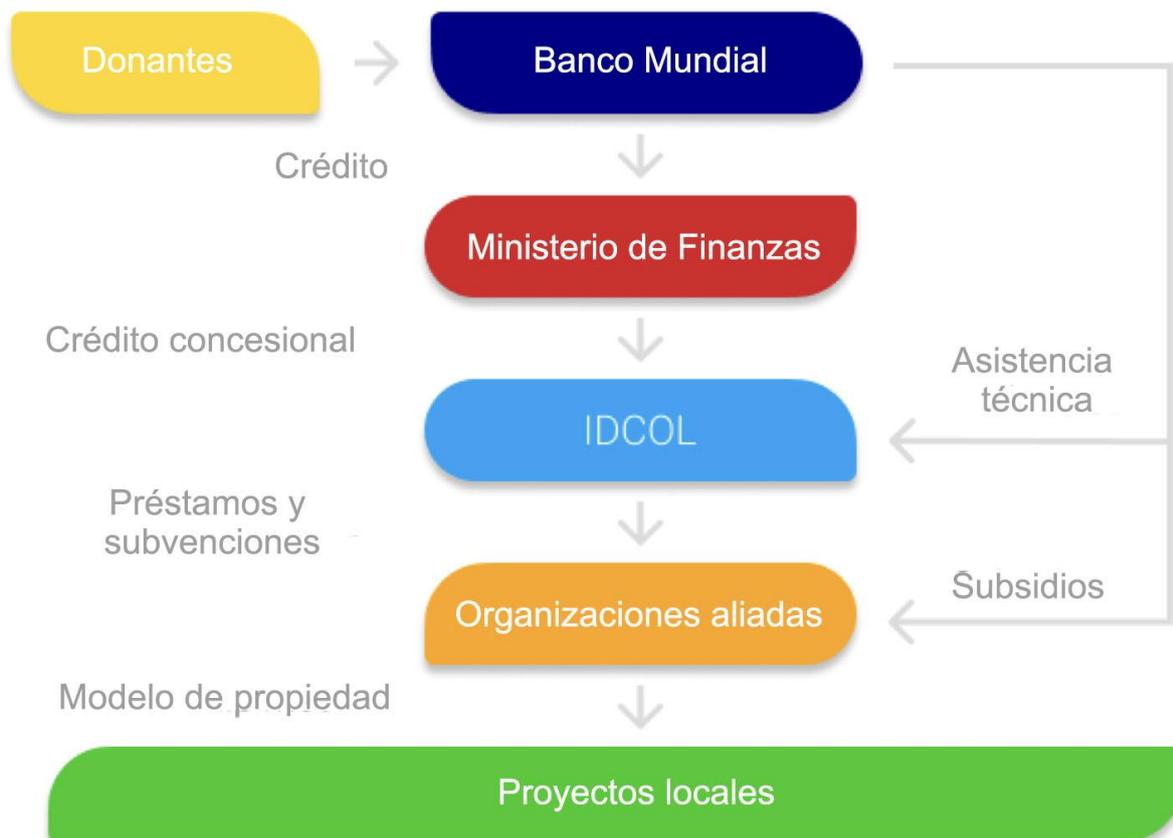
Como muestra el siguiente ejemplo de Bangladesh, esto puede ayudar a aumentar la comodidad y la capacidad general de los prestamistas locales con proyectos de energía renovable, al mismo tiempo que

ayuda a permitir la aceptación del mercado a través de actores que conocen bien a sus socios locales. Un mayor despliegue a través de esta asociación estratégica también puede ayudar a mejorar las economías locales de escala (p. ej., a través de mejores cadenas de suministro y capacidad técnica). Esto no solo mejora la viabilidad financiera y la asequibilidad de las soluciones de energía renovable, sino que también puede ayudar a crear nuevos puestos de trabajo y oportunidades de negocio.

Programa de sistema de energía fotovoltaica domiciliar de Bangladesh

La agenda de electrificación rural de Bangladesh se estableció en 1997, pero las preocupaciones sobre su ritmo y costos llevaron al gobierno a buscar soluciones más rentables para los hogares remotos. En respuesta, se desarrolló una iniciativa de sistema fotovoltaico domiciliario con el programa de Electrificación Rural y Desarrollo de Energía Renovable (RERED, por sus siglas en inglés) del Banco Mundial (véase Figura 8.2)

Figura 8.2. Programa RERED del Banco Mundial



Fuente: (Sadeque et al., 2014_[108]) Ampliación del acceso a la electricidad: el caso de Bangladesh

El programa pretendía llegar a los hogares rurales mediante una combinación de crédito concesional y subsidios para ayudar a que los sistemas fueran más asequibles (Sadeque et al., 2014_[108]). El programa inicial en 2008 fue exitoso y se amplió a otras tecnologías, como cocinas limpias y bombas de riego solar.

Para 2020, 3.1 millones de hogares tenían un sistema fotovoltaico domiciliario. El programa también apoyó la construcción de 14 proyectos de minirredes solares, así como la instalación de 1 153 bombas solares de riego, 10 486 pequeños digestores domésticos de biogás y 1.9 millones de cocinas mejoradas (World Bank, 2020^[109]).

La iniciativa del sistema fotovoltaico domiciliario fue financiada por la Asociación Internacional de Fomento del Banco Mundial, que otorgó un crédito concesional con vencimiento a largo plazo (38 años) al Ministerio de Finanzas de Bangladesh.

Luego, el Ministerio canalizó este financiamiento a través de créditos concesionales a Infrastructure Development Company Limited²⁶ (IDCOL), una institución financiera no bancaria de propiedad del gobierno que ejecutó el programa. Algunos de los fondos se desembolsaron como donaciones (aunque se mantuvo la responsabilidad por el crédito total del Banco Mundial). El Banco Mundial también fue un conducto para las subvenciones de otras partes, como el Fondo Mundial para el Medio Ambiente (FMAM), Global Partnership on Output Based Aid, KfW, el Banco Asiático de Desarrollo y USAID. Estas donaciones apoyaron la asistencia técnica del Banco Mundial en el desarrollo de la capacidad de IDCOL para actividades de promoción de tecnología y desarrollo de mercado, administración de programas y monitoreo y evaluación. Los fondos de los donantes también respaldaron los subsidios desembolsados por IDCOL a organizaciones asociadas para el desarrollo temprano del mercado.

El programa RERED proporcionó varias rondas de financiamiento, subsidios y asistencia técnica para desarrollar el mercado de sistemas fotovoltaicos domiciliarios y llegar a los consumidores rurales. El uso de subsidios con organizaciones asociadas evolucionó con el tiempo con respecto al propósito y la cantidad:

- Subsidios directos para el desarrollo del mercado, que cubrieron los costos para establecer una nueva línea de negocios para sistemas fotovoltaicos domiciliarios. Los subsidios también respaldaron las subvenciones para la compra de capital transferidas a los consumidores a través de la competencia del mercado. El subsidio promedio en 2003 fue de USD 90 por sistema, disminuyendo a USD 45 en 2006. Para 2013, se mantuvo un subsidio de USD 20 solo para sistemas de 30 vatios de potencia o menos.
- Subsidios indirectos para el desarrollo de capacidades, que apoyaron la capacitación técnica de nuevas organizaciones asociadas para garantizar que ganaran competencia en el mercado, incluso con tecnología, selección de proveedores y servicios posventa. La capacitación también incluyó temas como la gestión del flujo de efectivo y la planificación comercial.
- Subsidios indirectos para la sensibilización de los consumidores, que apoyaron la formación y sensibilización de los clientes para la promoción de los sistemas. Estas actividades se cofinanciaron utilizando una base de costos compartidos en la que las organizaciones asociadas inicialmente asumieron 20% del costo y luego asumieron la mayor parte de los costos a medida que evolucionaba el programa.

Las organizaciones asociadas fueron fundamentales para la estrategia. Estas instituciones de microfinanzas, a menudo organizaciones no gubernamentales, iban desde pequeñas entidades que operan en localidades específicas hasta grandes bancos microfinancieros. De estos, un socio clave fue Grameen Shakti²⁷, un proveedor de microfinanzas sin fines de lucro de tecnologías de energía renovable establecido bajo Grameen Bank²⁸. En particular, las organizaciones asociadas tenían relaciones preestablecidas con clientes rurales de bajos ingresos a quienes podían vender el sistema fotovoltaico

²⁶ Más información disponible en: <https://www.idcol.org/>.

²⁷ More information disponible en: <https://ashden.org/winners/grameen-shakti/>.

²⁸ More information disponible en: <https://grameenbank.org/>.

domiciliario a través de contratos de compra. Con el apoyo del refinanciamiento de IDCOL (así como algunas subvenciones en el programa inicial para ayudar a reducir los costos), los socios vendieron los sistemas fotovoltaicos domiciliarios a los hogares mediante acuerdos de microcrédito.

El comité de selección de IDCOL evaluó a las organizaciones asociadas potenciales, utilizando criterios claros de elegibilidad. Una vez en el programa, su capacidad técnica y financiera se desarrolló a través de la capacitación. También se dispuso de un comité de operaciones para brindar soluciones operativas. Específicamente, IDCOL brindó capacitaciones para ayudar a los socios a desarrollar experiencia técnica más allá de sus actividades financieras normales, lo que les permitió convertirse en distribuidores de sistemas fotovoltaicos domiciliarios (p. ej., con técnicos que instalan los sistemas).

Para garantizar el alto estándar de los sistemas instalados, IDCOL también estableció un proceso de control de calidad y monitoreo de múltiples niveles. Además, las organizaciones asociadas debían presentar un informe mensual del programa a IDCOL, proporcionando datos sobre la instalación y el reembolso del crédito.

Mejora del financiamiento para el acceso a la energía solar

Las organizaciones asociadas eran responsables de todos los aspectos técnicos, comerciales y financieros del negocio de sistemas fotovoltaicos domiciliarios, incluyendo la adquisición y el prefinanciamiento de los sistemas. También instalaron los sistemas utilizando su propia red de técnicos y se ocuparon del mantenimiento y del servicio posventa, incluyendo cualquier capacitación relacionada o desarrollo de capacidades para los clientes.

Los posibles consumidores fueron evaluados utilizando criterios de elegibilidad predefinidos. También se emplearon modelos de préstamos grupales y garantía social. Una vez aprobados, los consumidores hicieron un pago inicial equivalente a 10-15% del costo del sistema, y el resto generalmente se paga en 2-3 años en términos de microcrédito detallados en los contratos de compra, generalmente a las tasas de interés prevalecientes en el mercado (12-15% por lo general).

Para ayudar a reducir el costo del crédito, el refinanciamiento a través de IDCOL actuó como un incentivo para las organizaciones asociadas. Entre 70% y 80% del crédito a los clientes era elegible para refinanciar a tasas de mercado de 6% a 9%, con un periodo de reembolso de 5 a 7 años y un periodo de gracia de 1-1.5 años.

El refinanciamiento también ayudó a garantizar la calidad, ya que IDCOL llevó a cabo verificaciones técnicas de los sistemas instalados dentro de los 21 días posteriores a la solicitud de refinanciamiento antes de otorgar el crédito mejorado, junto con cualquier subsidio aplicable (World Bank, 2014^[110]).

En caso de incumplimiento, las organizaciones asociadas podían reclamar un sistema fotovoltaico domiciliario. Por el contrario, los clientes tenían una garantía de recompra a precio depreciado si obtenían una conexión a la red dentro del año siguiente a la compra del sistema. Una vez reembolsado el préstamo, las organizaciones asociadas ofrecieron un contrato de servicio opcional por una tarifa anual.

Lecciones aprendidas

La experiencia con los sistemas fotovoltaicos domiciliarios de RERED destaca el papel central que desempeñaron las organizaciones asociadas para acceder a una base de clientes existente. Por ejemplo, el programa se benefició considerablemente de la red extendida y la reputación de Grameen Shakti.

IDCOL también desempeñó un papel importante como intermediario financiero, abordando las barreras y los desafíos con las organizaciones asociadas, particularmente porque el sector no había estado

dispuesto anteriormente a financiar “préstamos no productivos” como los de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios.

El diseño de proyectos flexibles utilizando una gama de subsidios y diferentes tamaños del sistema permitió igualmente la adaptación con la evolución de la tecnología y las condiciones del mercado, así como con los comentarios de los consumidores.

La combinación de crédito al consumo y subsidios ayudó particularmente a que el sistema fuera asequible para su adopción temprana en el mercado. A medida que aumentó la competencia en el mercado de proveedores locales y mejoraron las competencias técnicas locales (p. ej., a través de la capacitación), los costos del sistema se redujeron, lo que permitió reducir los subsidios.

Las economías de escala a través de las asociaciones también ayudaron a reducir el costo de la tecnología. En particular, el éxito de las asociaciones en el logro de una demanda considerable (a través de los clientes existentes) y en el trabajo con las cadenas de suministro ayudó a lograr costos atractivos al principio del programa.

El éxito de esta iniciativa en Bangladesh contribuyó a que numerosos competidores privados fuera del programa RERED ingresaran al mercado de sistemas fotovoltaicos domiciliarios.

Adaptándose a este contexto en evolución, el programa RERED II en 2014 se expandió a cocinas limpias, bombas solares de riego, digestores de biogás y minirredes solares. Si bien los sistemas fotovoltaicos domiciliarios continuaron siendo un componente del programa, en su mayoría se dirigieron a pequeños sistemas diseñados para los hogares más pobres.

Los elementos del programa RERED podrían usarse para implementar soluciones solares locales a pequeña escala para hogares y empresas en otros países como India. El diseño futuro del programa también podría considerar elementos adicionales o alternativos más allá del crédito concesional, como garantías de crédito o acuerdos de riesgo compartido parcial, según las necesidades de las organizaciones asociadas eventuales.

References

- AFDB (2021), *Country Priority Plan and Diagnostic of the Electricity Sector - Kenya*, AfDB's Power, Energy, Climate Change & Green Growth (PEVP) Complex. [196]
- Albion Capital (2022), *The Green Securitization Concept*, Albion Capital, <https://www.albioncapital.com.br/innovation/> (accessed on 8 November 2022). [104]
- Ambito Juridico (2020), *Usuarios del servicio de energía con paneles solares, en zonas apartadas, tendrán subsidio del 86 % en tarifas* | *Ámbito Jurídico*, Legis Ambito Juridico, <https://www.ambitojuridico.com/noticias/general/minas-y-energia/usuarios-del-servicio-de-energia-con-paneles-solares-en-zonas> (accessed on 11 May 2022). [57]
- BASE (2016), *Renewable Energy Mini-Grids in Colombia - Scaling up investments in renewable energy mini-grids in non-interconnected zones in Colombia*, Renewable Energy Access, <https://energy-base.org/projects/renewable-energy-mini-grids-in-colombia/> (accessed on 8 November 2022). [62]
- Bhatia, M. and N. Angelou (2015), *Beyond Connections Energy Access Redefined - Technical Report 008/15*, World Bank Group, Washington, https://mtfenergyaccess.esmap.org/data/files/download-documents/full_report_beyond_connection.pdf (accessed on 28 October 2022). [9]
- Bloomberg (2020), *Mini-grids Market Report 2020*, Bloomberg Finance L.P., https://minigrids.org/wp-content/uploads/2020/06/Mini-grids_Market_Report-20.pdf (accessed on 10 October 2022). [6]
- BloombergNEF and SEforAll (2020), *Global Market Report 2020 | Mini-Grids Partnership*, Mini-grid partnership (MGP), <https://minigrids.org/market-report-2020/> (accessed on 2 November 2022). [65]
- CEEW (2018), *Scaling Rooftop Solar*, Council on Energy, Environment and Water, <https://www.ceew.in/publications/scaling-rooftop-solar> (accessed on 8 November 2022). [107]
- Climate Action Tracker (2022), *Brazil | Climate Action Tracker*, Brazil country profile, <https://climateactiontracker.org/countries/brazil/> (accessed on 8 November 2022). [102]
- CNM (2022), *Centro Nacional de Monitoreo*, Informes Mensuales de Operación, http://190.216.196.84/cnm/info_mes.php (accessed on 1 April 2022). [58]
- CNM (2020), *Centro Nacional de Monitoreo*, Centro Nacional de Monitoreo, <http://190.216.196.84/cnm/consolidados.php> (accessed on 5 April 2022). [39]

- CPI (2021), *Brazil's first FIDC and CRI issued as climate bonds raise USD 50 million*, Climate Policy Initiative (CPI), <https://www.climatepolicyinitiative.org/press-release/lab-green-fidc-closes/> (accessed on 2 November 2022). [78]
- CPI (2021), *Brazil's first FIDC and CRI issued as climate bonds raise USD 50 million*, Climate Policy Initiative, <https://www.climatepolicyinitiative.org/press-release/lab-green-fidc-closes/> (accessed on 8 November 2022). [106]
- CPI (2018), *Design of Green FIDC to finance green projects in Brazil through securitization of receivables - Design Funding*, Climate Policy Initiative - Convergence, <https://www.convergence.finance/design-funding/grant-portfolio/34Ra3ds5ZKi9TQDTKz26T8/view> (accessed on 8 November 2022). [105]
- Deloitte (2019), *Scaling up of rooftop solar in the SME sector in India - Main report*, Deloitte, London. [61]
- Djunisic, S. (2020), "Colombia approves 7.7 GW of renewables outside of auctions", *Renewables Now*, <https://renewablesnow.com/news/colombia-approves-77-gw-of-renewables-outside-ofauctions-685572/> (accessed on 2 November 2022). [36]
- DNP (1999), *Strategies and actions for the energization of the country's non-interconnected zones of the country (Estrategias y acciones para la energización de las zonas nointerconectadas del país)*, <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3055.pdf>. [29]
- EcoMicro (2022), *Eco Micro program*, About the programme, <https://www.ecomicro.org/home> (accessed on 8 November 2022). [101]
- Efficiency for Access (2019), *THE STATE OF THE OFF-GRID APPLIANCE MARKET OCTOBER 2019 EFFICIENCY FOR ACCESS COALITION*, Efficiency for Access Coalition. [21]
- Energy Catalyst (2020), *Theme Guide: OffGrid Regulations & Standards*, <https://energycatalyst.community/developer/wp-content/uploads/2020/12/Theme-Guide-Off-grid-regulations-standards.pdf> (accessed on 2 November 2022). [70]
- ESMAP (2022), *Global Wind Atlas*, World Bank - Energy Sector Management Assistance Program, <https://globalwindatlas.info/en/area/Colombia/> (accessed on 2 November 2022). [52]
- ESMAP (2021), *Regulatory Indicators for Sustainable Energy (RISE)*, The World Bank Group - Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), <https://rise.esmap.org/> (accessed on 2 November 2022). [23]
- ESMAP (2020), *Global Solar Atlas*, World Bank - Energy Sector Management Assistance Program, Washington, <https://globalsolaratlas.info/global-pv-potential-study> (accessed on 2 November 2022). [41]
- ESMAP (2019), *Mini Grids for Half a Billion People: Market Outlook and Handbook for Decision Makers. Executive Summary. Technical Report 014/19*, y. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), World Bank, <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/31926/Mini-Grids-for-Half-a-Billion-People-Market-Outlook-and-Handbook-for-Decision-Makers-Executive-Summary.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (accessed on 10 October 2022). [13]

- EWS (2018), *Ignite Holding Company INC (FMO-48657)*, Early Warning System, [91]
<https://ewsdata.rightsindevelopment.org/projects/FMO-48657/> (accessed on 8 November 2022).
- FinSMEs (2016), *Powerhive Raises \$20M in Series A Funding*, FinSMEs REAL TIME VC & PRIVATE EQUITY DEALS AND NEWS, [95]
<https://www.finsmes.com/2016/01/powerhive-raises-20m-in-series-a-funding.html> (accessed on 8 November 2022).
- Garces, E. et al. (2021), “Lessons from last mile electrification in Colombia: Examining the policy framework and outcomes for sustainability”, *Energy Research & Social Science*, Vol. 79, p. 102156, [27]
<https://doi.org/10.1016/J.ERSS.2021.102156>.
- GBN (2019), *Aggregation and Securitization*, Green Bank Network, New York, [74]
<https://greenbanknetwork.org/wp-content/uploads/2019/04/Green-Bank-Aggregation-and-Securitization-Coalition-for-Green-Capital.pdf> (accessed on 2 November 2022).
- GIZ (2022), *Sector Brief Uganda: Renewable Energy*, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Berlin. [80]
- GOGLA (2022), *Investment Data*, Global association for the off-grid solar energy industry, [24]
<https://www.gogla.org/access-to-finance/investment-data> (accessed on 5 November 2022).
- González-Montoya, D. et al. (2018), “Technical-economic feasibility analysis of micro grids integrating fuel cells in non-interconnected zones in Colombia (Análisis de factibilidad técnico-económico de microrredes que integran celdas de combustible en zonas no interconectadas de Colombia)”, *instituto Tecnológico Metropolitano - Tecnológicas*, Vol. 21/43, pp. 71-89, [53]
<https://revistas.itm.edu.co/index.php/tecnologicas/article/view/1057/1065> (accessed on 2 November 2022).
- GuarantCo (2021), *GuarantCo - Enabling sustainable infrastructure in Africa and Asia*, [86]
 GuarantCo Limited, <https://guarantco.com/> (accessed on 2 November 2022).
- IDB Invest (2020), *IDB Invest supports off-grid solar energy access for rural communities in Guatemala and Colombia, investing in Kingo Energy*, Inter American Development Bank Group, [92]
<https://www.idbinvest.org/en/news-media/idb-invest-supports-grid-solar-energy-access-rural-communities-guatemala-and-colombia> (accessed on 8 November 2022).
- IDEAM (2020), *Average wind speed at 10 meters above sea level (Velocidad promedio del viento a 10 metros de altura)*, Institute of Hydrology, Meteorology and Environmental Studies (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, IDEAM), [47]
<http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html> (accessed on 3 September 2021).
- IDEAM (2020), *Daily mean horizontal global irradiation (Irradiación global horizontal media diaria)*, Institute of Hydrology, Meteorology and Environmental Studies (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, IDEAM), [44]
<http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html> (accessed on 3 September 2021).
- IEA (2023), *Renewables 2022 - Analysis and Forecast to 2027*, IEA Paris, [3]
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/ada7af90-e280-46c4-a577-df2e4fb44254/Renewables2022.pdf>.
- IEA (2022), *Access to clean cooking, SDG7: Data and Projections*, [16]
<https://www.iea.org/reports/sdg7-data-and-projections/access-to-clean-cooking> (accessed on 28 October 2022).

- IEA (2022), *SDG7: Data and Projections*, <https://www.iea.org/reports/sdg7-data-and-projections/access-to-electricity> (accessed on 1 April 2022). [89]
- IEA (2022), *Unlocking the Potential of Distributed Energy Resources – Analysis - IEA*, International Energy Agency, Paris, <https://www.iea.org/reports/unlocking-the-potential-of-distributed-energy-resources/executive-summary> (accessed on 2 November 2022). [1]
- IEA (2022), *World Energy Balances*, International Energy Agency (database), <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances> (accessed on 2 November 2022). [30]
- IEA (2021), *Renewable Energy Market Update Outlook for 2021 and 2022*, International Energy Agency, Paris. [4]
- IEA (2021), *World Energy Investment 2021*, World Energy Investment Outlooks, <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2021> (accessed on 28 October 2022). [12]
- IEA (2019), *Distributed Solar PV, Renewables 2019*, IEA Paris, <https://www.iea.org/reports/renewables-2019/distributed-solar-pv>. [8]
- IEA (2019), *Energy Transitions Indicators*, International Energy Agency, <https://www.iea.org/reports/energy-transitions-indicators> (accessed on 2 November 2022). [31]
- IFC (2020), *Off-grid solar - Market trends report 2020*, International Finance Corporation, Washington, https://www.lightingglobal.org/wp-content/uploads/2020/05/VIVID_OCA_2020_Off_Grid_Solar_Market_Trends_Report_Full_High-compressed.pdf (accessed on 7 October 2022). [14]
- Ignacio Perez Arriaga, R. (2020), *Proposal to achieve universal electricity access in Colombian rural isolated communities*, Global Commission to End Energy Poverty, https://www.iit.comillas.edu/documentacion/IIT-20-172A/Proposal_to_achieve_universal_electricity_access_in_Colombian_rural_isolated_communities.pdf (accessed on 1 April 2022). [68]
- IPSE (2022), *Electrical characteristics of non-interconnected areas (Caracterización Energética de las ZNI)*, The Institute of Planning and Promotion of Energy Solutions (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas, IPSE). [28]
- IPSE (2022), *Investment for private companies in projects in the Non-Interconnected Zones (Inversión para empresas privadas en proyectos de las Zonas No Interconectadas)*, Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas en Zonas No Interconectadas, https://ipse.gov.co/documento_prensa/documento/documentos_de_%20investigacion/ABC_Modelo_EISolBrillaParaUngu%C3%ADa.pdf. [63]
- IRENA (2022), *Renewable capacity highlights*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [2]
- IRENA (2022), *Renewable Capacity Statistics 2022*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, <https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Renewable-Capacity-Statistics-2022> (accessed on 28 October 2022). [7]
- IRENA (2022), *Renewable Power Generation Costs in 2021*, IRENA Abu Dhabi, <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021>. [11]

- IRENA (2022), *Statistics data*, International Renewable Energy Agency (statistics data), [33]
<https://www.irena.org/Data> (accessed on 2 November 2022).
- IRENA (2021), *Renewable Power Generation Costs 2020*, International Renewable Energy [10]
 Agency, Abu Dhabi, <http://www.irena.org> (accessed on 28 October 2022).
- IRENA (2020), *Business Models: Innovation Landscape Briefs*, International Renewable Energy [90]
 Agency, Abu Dhabi, <https://www.irena.org/publications/2020/Jul/Business-Models-Innovation-Landscape-briefs> (accessed on 8 November 2022).
- IRENA (2020), *Community Ownership Models*, http://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_Community_ownership_2020.pdf?la=en&hash=A14542D0C95F608026457B42001483B9B82D1828. [19]
- IRENA (2020), *Pay As You Go Models*, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_Pay-as-you-go_models_2020.pdf. [20]
- IRENA (2020), *Statistics Time Series*, International Renewable Energy Agency (IRENA), [43]
<https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series> (accessed on 16 September 2021).
- IRENA (2018), *Off-grid Renewable Energy Solutions*, International Renewable Energy Agency, [73]
 Abu Dhabi, <https://irena.org/publications/2018/Jul/Off-grid-Renewable-Energy-Solutions> (accessed on 2 November 2022).
- IRENA (2016), *Unlocking Renewable Energy Investment: The Role of Risk Mitigation and Structured Finance*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, [76]
<https://www.irena.org/publications/2016/Jun/Unlocking-Renewable-Energy-Investment-The-role-of-risk-mitigation-and-structured-finance>.
- IRENA (2015), *Off-grid renewable energy systems: Status and methodological issues*, [5]
 International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi,
<https://www.irena.org/publications/2015/Feb/Off-grid-renewable-energy-systems-Status-and-methodological-issues> (accessed on 28 October 2022).
- ITA (2021), *Colombia - Market Overview*, International Trade Administration, [35]
<https://www.trade.gov/knowledge-product/exporting-colombia-market-overview> (accessed on 2 November 2022).
- Ivan Darío González Guarín (2020), *Implicaciones de la incorporación de la fuentes no convencionales de energía en los contratos de concesión de áreas de servicio exclusivo para la prestación de servicio de energía en zonas no interconectadas*, Universidad Externado de Colombia, Facultad de Derecho. [67]
- Lezcano Oquendo, D. (2012), *Energy study to identify and evaluate renewable energy potentials in the Colombian territory, for energy planning in future periods*, National University of Colombia (Universidad Nacional de Colombia) Master Thesis, [50]
<https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/9075/8161669.2012.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
- LIU, D. et al. (2019), *World Small Hydropower Development Report 2019*, United Nations Industrial Development Organization; International Center on Small Hydro Power. [51]

- López, A. et al. (2020), “Solar PV generation in Colombia: a qualitative and quantitative approach to analyze the potential of solar energy market”, *Renewable Energy*, Vol. 148, pp. 1266-1279, <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2019.10.066>. [45]
- MME (2021), *Draft Decree/Resolution: Establishing the procedure and criteria for the distribution and transfer of subsidies for the public electricity service in the Non-Interconnected Zones (ZNI) (Proyecto de Decreto/Resolución: Por la cual se establece el procedimiento y criterios para la distribución y giro de subsidios para el servicio público de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas - ZNI)*, Ministry of Mines and Energy (Ministerio de Minas y Energía), Bogota. [40]
- Mordor Intelligence (2020), *Colombia wind energy market: growth, trends, COVID-19 impact, and forecasts (2021-2026)*, Mordor Intelligence, <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/colombia-wind-energy-market> (accessed on 3 September 2021). [46]
- NEOT (2021), *NEoT Offgrid Africa and Winch Energy Limited deploy new solar solutions in Uganda and Sierra Leone - Neot*, NEOT financing the energy transition, <https://www.neotcapital.com/en/neot-offgrid-africa-and-winch-energy-limited-deploy-new-solar-solutions-in-uganda-and-sierra-leone/> (accessed on 10 May 2022). [83]
- Norton Rose Fulbright (2016), *Renewable energy in Latin America*, <https://www.nortonrosefulbright.com/en/knowledge/publications/b09be352/renewable-energy-in-latin-america-colombia> (accessed on 6 July 2021). [48]
- NREL (2018), *Financial and operational bundling strategies for sustainable micro-grid business models*, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, <http://www.nrel.gov/publications>. (accessed on 10 October 2022). [18]
- OECD (2022), *Enabling Conditions for Bioenergy Finance and Investment in Colombia*, Green Finance and Investment, OECD Publishing, Paris, <https://doi.org/10.1787/20f760d6-en>. [49]
- OECD (2022), “OECD blended finance guidance for clean energy”, *OECD Environment Policy Papers*, OECD Publishing, Paris, Vol. No 31, <https://www.oecd.org/environment/oecd-blended-finance-guidance-for-clean-energy-596e2436-en.htm> (accessed on 2 November 2022). [25]
- OECD (2020), *The OECD DAC Blended Finance Guidance*, OECD Development Assistance Committee (DAC), <https://www.oecd.org/dac/financing-sustainable-development/blended-finance-principles/guidance-and-principles/> (accessed on 2 November 2022). [79]
- Pérez-López, D. (2020), *Success in Rural Electrification Regulatory Case Studies UGANDA A Bundled Approach to Mini-Grid Tendering*, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Bonn, <http://www.get-transform.eu> (accessed on 2 November 2022). [69]
- PIDG (2021), *2021 Annual Review*, Private Infrastructure Development Group, London, <https://www.pidg.org/our-impact/our-2021-annual-review/> (accessed on 2 November 2022). [87]
- Poudineh, R., M. Mukherjee and G. Elizondo (2021), “The Rise of Distributed Energy Resources: A Case Study of India’s Power Market”, *Oxford Institute for Energy Studies*, Vol. EL 46, <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2021/11/The-Rise-of-Distributed-Energy-Resources-a-case-study-of-Indias-power-market-EL46-.pdf> (accessed on 2 November 2022). [22]

- RAP-E (2020), *Estado de la cobertura eléctrica y las zonas no interconectadas en la región central*, Región Administrativa y de Planeación Especial RAP-E; Universidad Distrital Francisco José de Caldas., <https://regioncentralrape.gov.co/wp-content/uploads/2020/04/ESTADO-DE-LA-COBERTURA-ELECTRICA-Y-LAS-ZONAS-NO-INTERCONECTADAS-EN-LA-REGIO%CC%81N-CENTRAL-3-1.pdf> (accessed on 2 November 2022). [38]
- REA (2022), *Minimum Subsidy Tender (MST) – Nigeria Electrification Project*, Government of Nigeria, Rural Electrification Agency (REA), <https://nep.rea.gov.ng/mini-grid-tender/> (accessed on 2 November 2022). [66]
- Saarcenergy (2020), *Financial Incentives Mechanisms to Encourage Private Investment*, <https://www.saarcenergy.org/wp-content/uploads/2020/02/Financial-Incentives-Mechanisms-to-Encourage-Private-Investment.pdf>. [99]
- Sadeque, Z. et al. (2014), *Scaling Up Access to Electricity: The Case of Bangladesh*, World Bank Group - Live Wire, <https://documents1.worldbank.org/curated/en/699721468003918010/pdf/88702-REPF-BRI-PUBLIC-Box385194B-ADD-SERIES-Live-wire-knowledge-note-series-LW21-New-a-OKR.pdf> (accessed on 8 November 2022). [108]
- Sanchez, L. (2021), “Results-Based Financing Models Provide Path Forward for Mini-Grids in Africa : HOMER Microgrid News”, *Homer Microgrid*, <https://microgridnews.com/results-based-financing-models-provide-path-forward-for-mini-grids-in-africa/> (accessed on 2 November 2022). [64]
- SEforALL (2021), *Understanding the Landscape ENERGIZING FINANCE 2021*, Sustainable Energy for All, Vienna, <https://www.seforall.org/system/files/2021-10/EF-2021-UL-SEforALL.pdf> (accessed on 2 November 2022). [17]
- SEforAll (2020), “Section 11 Case study-Uganda”, *STATE OF THE GLOBAL MINI-GRIDS MARKET REPORT 2020*, <https://www.seforall.org/system/files/2020-06/MGP-2020-SEforALL.pdf> (accessed on 27 April 2022). [81]
- SER (2020), *White paper on off-grid access to renewable energy: 10 priority areas to do more, together*, The French Renewable Energy Trade Association, Paris, <https://www.syndicat-energies-renouvelables.fr/wp-content/uploads/basedoc/ser-livreblancaccesenergie2020-en.pdf> (accessed on 2 November 2022). [72]
- SIDA (2020), *Trine – Crowdfunding portfolio guarantee*, SIDA CDN, <https://cdn.sida.se/app/uploads/2020/12/16073034/trine-crowdfunding-guarantee.pdf> (accessed on 8 November 2022). [94]
- SIDA (2019), *SIDA Guarantee Portfolio*, Swedish international development cooperation agency, Stockholm, <https://cdn.sida.se/publications/files/sida62295en-guarantee-portfolio.pdf> (accessed on 2 November 2022). [93]
- SIEL (2022), *Generation statistics (Estadísticas y variables de generación)*, Sistema de información eléctrico Colombiano, <http://www.siel.gov.co/Inicio/Generaci%C3%B3n/Estad%C3%ADsticasyvariablesdegeneraci%C3%B3n/tabid/115/Default.aspx> (accessed on 5 October 2021). [32]

- SNV (2022), *Kenya Off-Grid Solar Access Project (KOSAP)*, SNV Netherlands Development Organisation, <https://snv.org/project/kenya-grid-solar-access-project-kosap> (accessed on 8 November 2022). [98]
- SNV (2019), *Kenyan off-grid solar project KOSAP is officially launched*, SNV Netherlands Development Organisation. [97]
- SSPD (2020), *Non-interconnected zones: Sectoral report on the provision of electricity services in 2020 (Zonas No Interconectadas: Informe sectorial de la prestación del servicio de energía eléctrica en 2020)*, Superservicios - Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (Superintendency of Public Utilities), Bogotá. [59]
- SunFunder (2021), *New mini-grid loan for Winch Energy*, Sunfunder News Posts, <https://www.sunfunder.com/post/new-mini-grid-loan-for-winch-energy> (accessed on 10 May 2022). [82]
- The Lab (2017), *Green Receivables Fund (Green FIDC)*, The Global Innovation Lab for Climate Finance, <https://www.climatefinancelab.org/project/green-receivables-fund-green-fidc/> (accessed on 2 November 2022). [77]
- The Lab (2017), *The Lab - Green Receivables Fund*, Brasil Innovation Lab for Climate Finance, <https://1fwcdz28pkwoeejuhatobka0-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/2017/09/Brasil-Lab-Instrument-Analysis-Green-FIDC-1.pdf> (accessed on 8 November 2022). [103]
- UNDP (2022), *Linking Global Finance to Small-Scale Clean Energy*, United Nations Development Programme, <https://www.undp.org/publications/linking-global-finance-small-scale-clean-energy> (accessed on 2 November 2022). [60]
- UNDP (2018), *DREI: Off-Grid Electrification*, United Nations Development Programme, <https://www.undp.org/library/drei-grid-electrification-2018> (accessed on 5 April 2022). [54]
- UNEP (2015), *Increasing Private Capital Investment Into Energy Access The Case For Minigrid Pooling Facilities*, University of California Berkeley, CrossBoundary, Stanford University, and United Nations Environment Programme, <https://rael.berkeley.edu/wp-content/uploads/2015/05/Gershenson-Tilleard-Cusack-Cooper-Monk-Kammen-Increasing-Private-Capital-Investment-Into-Energy-Access-The-Case-For-Minigrid-Pooling-Facilities.pdf>. [100]
- UPME (2021), *Energy indicators (Indicadores energéticos)*, Data and statistics (Cifras y estadísticas), <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/observatorio-indicadores-energeticos.aspx.aspx> (accessed on 19 December 2022). [26]
- UPME (2019), *Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica PIEC 2019-2023*, Planning unit of the Ministry of Mines and Energy - Unidad de Planeación Minero Energética, Bogota, <http://www.upme.gov.co> (accessed on 4 April 2022). [37]
- USAID (2019), *Off-Grid Solar Market Assessment Kenya*, USAID and Power Africa. [85]
- USAID and IRENA (2021), *Renewable energy auctions in Colombia: context, design and results*, International Renewable Energy Agency (IRENA) and United States Agency for International Development (USAID), <https://www.irena.org/publications/2021/March/Renewable-energy-auctions-in-Colombia>. [34]

- Weston, P. et al. (2018), *Financial and operational bundling strategies for sustainable micro-grid business models*, The National Renewable Energy Laboratory and Energy for Impact, <http://www.nrel.gov/publications>. (accessed on 2 November 2022). [75]
- Wood Mackenzie (2019), *Strategic investments in off-grid energy access*, Wood Mackenzie Power and Renewables, https://energy4impact.org/sites/default/files/strategic_investments_in_off-grid_energy_access_final.pdf (accessed on 1 April 2022). [55]
- Wood Mackenzie (2019), *Strategic investments in off-grid energy access Scaling the utility of the future for the last mile*, Wood Mackenzie Power & Renewables in partnership with Energy4Impact, <http://www.energy4impact.org>. (accessed on 3 November 2022). [88]
- World Bank (2022), *Global Electrification Database*, Tracking SDG 7: The Energy Progress Report led jointly by the custodian agencies: the International Energy Agency (IEA), the International Renewable Energy Agency (IRENA), the United Nations Statistics Division (UNSD), the World Bank and the WHO, <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS> (accessed on 2 November 2022). [84]
- World Bank (2022), *Tracking SDG 7 – The Energy Progress Report 2022*, World Bank Group, <https://www.worldbank.org/en/topic/energy/publication/tracking-sdg-7-the-energy-progress-report-2022> (accessed on 28 October 2022). [15]
- World Bank (2020), *Rural Electrification and Renewable Energy Development II (RERED II) Project (P131263)*, Implementation Status & Results Report, <https://documents1.worldbank.org/curated/en/288301608727922563/pdf/Disclosable-Version-of-the-ISR-Rural-Electrification-and-Renewable-Energy-Development-II-RERED-II-Project-P131263-Sequence-No-39.pdf> (accessed on 5 October 2021). [109]
- World Bank (2020), *Solar resource maps of Germany*, Global Solar Atlas 2.0, <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/germany> (accessed on 16 September 2021). [42]
- World Bank (2019), *OFF-GRID INNOVATION IMPROVES THOUSANDS OF LIVES IN RURAL PERU*, World Bank Group, Washington. [71]
- World Bank (2014), *Surge in Solar-Powered Homes Experience in Off-Grid Rural Bangladesh*, World Bank Group / International Bank for Reconstruction and Development, Washington, <https://documents1.worldbank.org/curated/en/871301468201262369/pdf/Surge-in-solar-powered-homes-experience-in-off-grid-rural-Bangladesh.pdf> (accessed on 8 November 2022). [110]
- XM (2020), *Recaudos de los fondos FAZNI, FAER, FOES y PRONE*, Report Integral de Sostenibilidad operacion y mercado 2020, <https://informeannual.xm.com.co/informe/pages/xm/22-recaudos-de-los-fondos-fazni-faer-foes-y-prone.html> (accessed on 13 April 2022). [56]