



Expansión de las energías renovables no convencionales en América Latina y el Caribe

El rol de las instituciones financieras de desarrollo

Editores: María Netto, María Margarita Cabrera y José Juan Gomes Lorenzo

Expansión de las energías renovables no convencionales en América Latina y el Caribe

El rol de las instituciones financieras de desarrollo

Autores

Hernán Carlino,
André F. P. Lucena,
Raúl Miranda,
Daniel Perczyk,
Régis Rathmann,
Roberto Schaeffer
y Rafael Soria

Editores

María Netto,
María Margarita Cabrera y
José Juan Gomes Lorenzo

**Catalogación en la fuente proporcionada por la
Biblioteca Felipe Herrera del
Banco Interamericano de Desarrollo**

Expansión de las energías renovables no convencionales en América Latina y el Caribe: el rol de las instituciones financieras de desarrollo / María Netto, María Margarita Cabrera y José Juan Gomes Lorenzo, editores.

p. cm. — (Monografía del BID ; 458)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Renewable energy sources—Latin America. 2. Renewable energy sources—Caribbean. 3. Financial institutions, International. 4. Development Banks. I. Netto, Maria, editora. II. Cabrera, María Margarita, editora. III. Gómez Lorenzo, José Juan, editor. IV. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Mercados de Capital e Instituciones Financieras. V. Serie.

IDB-MG-458

Código de publicación: IDB-MG-458

Clasificaciones JEL: G1, G14, G2, O13, O3, Q42

Palabras clave: energía renovable, energía renovable no convencional, bancas nacionales de desarrollo, instituciones financieras de desarrollo, financiamiento verde, América Latina y el Caribe, Brasil, Chile, Uruguay, instrumentos financieros, casos de estudio, financiamiento climático, innovador, BNDES, CORFO, BROU

Copyright © 2016 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



Banco Interamericano de Desarrollo

1300 New York Avenue, N.W.

Washington, D.C. 20577

www.iadb.org

El Sector de Instituciones para el Desarrollo fue responsable de la producción de la publicación.

Revisión editorial: Claudia M. Pasquetti

Lectura de pruebas: Julia H. Gomila

Diagramación: The Word Express, Inc.

Índice

Agradecimientos.....	vii
Prefacio.....	ix
Resumen ejecutivo.....	xi
Sección 1: Introducción.....	1
Sección 2: Contexto y oportunidades de inversiones en el desarrollo de energía renovable en América Latina y el Caribe	3
Potencial, capacidad instalada, perspectivas futuras y necesidades de inversión.....	3
Barreras a la inversión e instrumentos financieros para su mitigación.....	5
Sección 3: Financiamiento para energía renovable en Brasil	9
Contexto	9
Análisis.....	13
Estudios de casos	15
<i>Estudio de caso 1: Financiamiento del BNDES para un complejo de PCH en el río Juruena.....</i>	<i>16</i>
<i>Estudio de caso 2: Financiamiento del BNDES (línea FINEM) a un complejo eólico en Palmares do Sul.....</i>	<i>18</i>
<i>Estudio de caso 3: Financiamiento de la CEF (línea Construcard) para la adquisición de sistemas fotovoltaicos (generación distribuida).....</i>	<i>19</i>
Consideraciones finales.....	22
Anexo 3.1. Descripción de algunas líneas de financiamiento	25
Anexo 3.2. Inversiones de los bancos, líneas de crédito y ejemplos de la formación de alianzas para fomentar la energía renovable en Brasil.....	26
Anexo 3.3. Clasificación de las tecnologías de energía renovable para la generación eléctrica en Brasil.....	28
Sección 4: Financiamiento para energía renovable en Chile	31
Contexto	31
Análisis.....	36

Estudios de casos	56
<i>Modelo de negocios de SunEdison en Chile, plantas fotovoltaicas mediante financiamiento</i>	56
<i>El Banco BICE</i>	59
Consideraciones finales	61
Anexo 4.1. Información de referencia	64
Sección 5: Financiamiento para energía renovable en Uruguay	65
Contexto	65
Análisis	71
Estudios de casos	81
<i>El Banco de la República Oriental del Uruguay</i>	82
<i>Parque Eólico Maldonado, respaldado por PPA con UTE</i>	85
Consideraciones finales	87
Anexo 5.1. Listado de entrevistas realizadas	88
Sección 6: Análisis consolidado	89
Algunas consideraciones generales	89
Contexto para las inversiones	89
Instrumentos de política usados para promover las inversiones en ERNC	90
Instrumentos financieros	92
Sección 7: Conclusiones y recomendaciones	95
Conclusiones	95
Recomendaciones	98
Bibliografía general	101

Lista de gráficos

Gráfico 3.1	Evolución y proyección de la capacidad instalada de energía renovable en Brasil	11
Gráfico 4.1	Potencia instalada a partir de ERNC (en MW)	33
Gráfico 5.1	Matriz de abastecimiento de energía total por fuente	66
Gráfico 5.2	Potencia instalada a partir de ERNC (en MW)	67

Lista de cuadros

Cuadro 2.1	Resumen del estado actual y tendencias de despliegue regional de las energías renovables en la región de ALC	5
Cuadro 2.2	Riesgos y barreras que limitan el acceso al financiamiento	7
Cuadro 3.1	Categorías de inversión, líneas y límites de crédito, y tasas de los bancos entre 2008 y 2012	15
Cuadro 3.2	PCH que integran el Complejo Juruena	16
Cuadro 3.3	Número de años en el que se alcanza la viabilidad económica de la instalación del sistema fotovoltaico modelado, para siete grupos de estudio según ingresos	21
Cuadro A3.1	Inversiones de los bancos y líneas de financiamiento entre 2008 y 2012	27

Cuadro 4.1	Fuentes de financiamiento	46
Cuadro 4.2	Proyectos de ERNC aprobados y en calificación (2012-13).....	56
Cuadro 4.3	Proyectos de ERNC aprobados y en calificación, por fuente (2012-13).....	56
Cuadro A4.1	Listado de entrevistas realizadas y entidades contactadas.....	64
Cuadro 5.1	Fuentes de financiamiento	77
Cuadro 5.2	Ejemplos de proyectos en desarrollo	81

Lista de recuadros

Recuadro 3.1	El Proinfa.....	12
Recuadro 6.1	Los instrumentos básicos a futuro para el acceso al financiamiento climático.....	93

Agradecimientos

Este documento fue coordinado por María Netto, María Margarita Cabrera y José Juan Gomes Lorenzo de la División de Capital e Instituciones Financieras (CMF) del sector de Instituciones para el Desarrollo (IFD) del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y escrito por Daniel Perczyk, Hernán Carlino y Roberto Schaeffer, Rafael Soria, Raúl Miranda, André F. P. Lucena y Régis Rathmann.

Los coordinadores y autores desean expresar su agradecimiento a las siguientes organizaciones y profesionales por sus aportes y útiles comentarios: Byron Chiliquinga, de la Organización Latinoamericana de Energía (Olade); Francisco Boshell, de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés); Daniel

Magallon, de Basel Agency for Sustainable Energy (BASE); y María Isabel Haro, Braulio Pikman, Ricardo J. Esparta, Francisco Avendaño, Gustavo Pimentel y Arnaldo Vieira de Carvalho.

También quisiéramos expresar nuestro reconocimiento a las siguientes organizaciones y sus expertos por el rol fundamental que desempeñaron al proporcionarnos información y datos que constituyeron un gran aporte para esta publicación: Banco Industrial y de Comercio Exterior (BICE), Banco de la República Oriental del Uruguay (BROU), Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES), Banco de Brasil y de la Caixa Econômica Federal, Corporación de Fomento de la Producción (Corfo), Banco Central de Chile (BCC), Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) y el Instituto Torcuato di Tella.

Prefacio

Esta publicación forma parte de un programa de cooperación técnica desarrollado por la División de Mercados de Capitales e Instituciones Financieras (IFD/CMF) del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) con el objeto de apoyar a las instituciones financieras de desarrollo (IFD) públicas de América Latina y el Caribe (ALC) en el diseño y la implementación de nuevas estrategias y mecanismos de financiamiento. El propósito es que aquellas puedan apalancar inversiones privadas en programas amigables con el ambiente y programas innovadores para desplegar tecnologías y actividades bajas en carbono y resistentes al cambio climático (o segmentos verdes de mercado). El uso sostenible de los recursos naturales puede lograrse también mediante el impulso de la eficiencia energética, las energías renovables, la agricultura sostenible, y las mejores prácticas en pesca y silvicultura.

De conformidad con su compromiso con una política de apoyo a la expansión de la energía limpia y con su Plan de Acción en Cambio Climático 2012-2015 (BID, 2011), a través de una serie de proyectos de cooperación técnica y de estudios técnicos ligados al proyecto RG-K1403, el BID está ampliando un programa de apoyo técnico a intermediarios financieros, bancos nacionales de desarrollo (BND), bolsas de valores y otros actores clave para promover estrategias y líneas innovadoras de financiamiento con el objeto de apoyar la atenuación de riesgos de inversión y la expansión

de la oferta de inversiones privadas en energía renovable y la mitigación del cambio climático.

En ese contexto, esta publicación tiene como objetivo analizar la experiencia emergente de países de ALC en el diseño y la implementación de instrumentos financieros para promover la inversión privada en el desarrollo de la energía renovable de escala pequeña y mediana, y en particular examinar, a la luz de las experiencias recogidas, el rol que pueden desempeñar las IFD para impulsar ese proceso.

En el estudio se presentan las lecciones aprendidas provenientes de iniciativas y programas para promover la energía renovable, puestos en marcha por IFD públicas en Brasil, Chile y Uruguay, y se describe el rol que los distintos actores han desempeñado en el desarrollo de inversiones en este segmento de mercado.

El documento se basa en las siguientes fuentes principales de información:

- Los resultados y conocimientos obtenidos a través de una serie de entrevistas a actores interesados, realizadas por los responsables de cada uno de los estudios de país entre 2013 y 2014.
- La bibliografía disponible sobre leyes, regulaciones y programas de financiamiento para la energía renovable en los países analizados.
- Una revisión expeditiva de la bibliografía disponible en la región, y a nivel internacional,

sobre financiamiento climático y financiamiento verde.

Entre los destinatarios de esta publicación se incluyen:

- Las IFD de países en desarrollo que estén interesadas en promover y financiar programas y proyectos de inversión en segmentos verdes

del mercado y en la mitigación del cambio climático.

- Responsables de elaborar políticas dedicadas a estimular la inversión privada en el desarrollo de las energías renovables, en particular mediante el diseño y la puesta en vigor de mecanismos para acceder a recursos del financiamiento climático.

Resumen ejecutivo

El aprovechamiento de la energía renovable contribuye a hacer viable la transición hacia senderos de desarrollo bajos en carbono y sociedades que sean resistentes al cambio climático.

En América Latina y el Caribe hay un vigoroso impulso para el desarrollo de las energías renovables. La región tiene un gran potencial en casi todos los recursos renovables, y casi todos los países que la componen cuentan con ellos en mayor o menor magnitud, de modo que se podría cubrir gran parte del crecimiento esperado de la demanda mediante la inversión para expandir la capacidad para el aprovechamiento de las energías renovables no convencionales (ERNC).

Sin embargo, la participación de las ERNC todavía es (de manera agregada) relativamente reducida en ALC. La región está experimentando entonces una transformación compleja, y aún insuficiente a la luz de su potencial, con progresos algo lentos, si se considera la escala regional, aunque muy acelerados en algunos de los países bajo estudio.

Por lo tanto, el despliegue a escala comercial de las ERNC enfrenta numerosas barreras y conlleva algunos riesgos, lo que permite explicar la relativa lentitud en la adopción de las tecnologías para su explotación en las economías en desarrollo, aunque con excepciones en algunos países, y la baja participación que dichas tecnologías aún tienen en el total del suministro.

En los casos que se analizan en este documento, se identifican diferentes tipos de barreras:

algunas se relacionan con el marco de políticas y regulatorio; otras tienen que ver más específicamente con la posibilidad de financiamiento de proyectos; y un tercer grupo se vincula a los instrumentos de los que hoy se dispone para el financiamiento de estas nuevas fuentes de energía.

Las inversiones en energía renovable, entre otras inversiones en actividades productivas de baja intensidad de carbono, suelen estar asociadas a percepciones relativamente más elevadas del riesgo. Esto sucede, por una parte, debido a una cierta dependencia del desempeño de los proyectos respecto de la calidad de las políticas públicas en vigor y, con alguna frecuencia, a la relativa inmadurez de los mercados en los que dichas inversiones se promueven. Por otra parte, la naturaleza innovadora de las propias tecnologías que se emplean y de su defectivo desempeño resulta en limitaciones de información para ponderar la bondad de las inversiones en el sector.

Por dichos motivos, la credibilidad y predictibilidad de las políticas públicas adquieren particular relevancia. Así, se observa que en el contexto de políticas, en el marco institucional y en el marco regulatorio la consistencia constituye un factor clave para el éxito en el desarrollo de los emprendimientos. Los exitosos casos analizados aquí permiten apreciar que, en circunstancias (en particular, regulatorias) completamente distintas, en algunos casos con un gran peso estatal en la planificación y la inversión, y en otros con la iniciativa y el esfuerzo volcado al sector privado, se han adoptado

medidas adecuadas a las necesidades de cada país y se ha conseguido impulsar corrientes de inversiones significativas, utilizando para ello incluso instrumentos financieros ya existentes.

Sin embargo, aun en presencia de un ambiente favorable para las inversiones y con políticas sectoriales y nacionales consistentes, la inversión en las ERNC suele estar limitada por las condiciones de acceso a un financiamiento que no siempre es adecuado a las características y necesidades de estos nuevos emprendimientos.

Sucede que los proyectos de inversión en ERNC tienen ciertas características que requieren mecanismos de financiamiento particulares. En principio, estos proyectos pueden tener un perfil de riesgo con respecto al retorno de la inversión que puede percibirse como más desfavorable que los de las energías convencionales. Estas últimas utilizan tecnologías que son conocidas, que están probadas, y todo el ciclo de formulación, evaluación e implementación de los proyectos ha sido experimentado por los actores económicos involucrados en su concreción.

Por contraste, las inversiones en ERNC han encontrado algunos obstáculos que, en las condiciones regulatorias históricas, las ponen en desventaja relativa. A priori, hasta hace poco los costos de inversión inicial eran más elevados, así como también la magnitud de los desembolsos iniciales; la información sobre el desempeño de las nuevas tecnologías puede haber sido insuficiente; los plazos de retorno de la inversión eran más prolongados (en particular con elevadas tasas de descuento para compensar el riesgo presunto); los proveedores de bienes y servicios para estas tecnologías, menos conocidos o accesibles; y las instituciones financieras, con frecuencia, carecían de conocimientos específicos acerca de estas inversiones, así como también sobre sus parámetros básicos, y su robustez económica y financiera.

Claro que, frente a un cambio de paradigma, y la necesidad de orientarse hacia inversiones ambientalmente amigables y de baja intensidad de carbono, es preciso reevaluar estas condiciones, con lo que se empieza por advertir la fuerte caída

de los costos de inversión inicial de las ERNC, su —en general— sólido desempeño técnico, económico y financiero, y la acelerada identificación de oportunidades de inversión, en particular a gran escala, en los países de la región.

En estas circunstancias, el despliegue de instrumentos financieros innovadores permite desmontar los obstáculos mencionados, y —al revisar preconceptos— identificar aquellas necesidades específicas que sirven para definir un conjunto de instrumentos aptos para apalancar inversiones en ERNC, en las diferentes escalas de proyecto.

A tales fines, es preciso: i) combinar programas de diversificación de instrumentos financieros, y líneas de financiamiento en los plazos y condiciones adecuados para el ciclo de inversiones de las ERNC, mediante el financiamiento de proyectos (para lo cual se necesita identificar fuentes de capital paciente y con tasas competitivas a largo plazo); ii) promover la utilización de acuerdos de compra de energía (PPA, por sus siglas en inglés, Power Purchase Agreements); iii) desplegar instrumentos de mitigación del riesgo, incluidos garantías y seguros, y también involucrar a actores institucionales, como aseguradoras u organismos de crédito a las exportaciones; iv) poner en práctica la verificación por terceros independientes, y v) también desarrollar programas de capacitación y asistencia técnica para atenuar los déficits de información y disminuir los costos de transacción.

En este contexto, los bancos nacionales de desarrollo (BND) se encuentran en una posición única para estimular y facilitar estas corrientes de inversión y apalancar un vigoroso proceso de aprovechamiento de los recursos renovables disponibles en la región, así como también para contribuir a transitar un sendero de desarrollo con baja intensidad de emisiones. Es que los BND tienen la posibilidad de articular de manera efectiva dos dimensiones del desarrollo sostenible.

Por una parte, al facilitar la expansión de las energías renovables en sus países, estas instituciones contribuyen de manera simultánea a mejorar la competitividad sistémica, a alinear a los sectores productivos con las exigencias que devienen

de los acuerdos internacionales de regulación del uso de la atmósfera, que inevitablemente habrán de profundizarse, y a asegurar la sostenibilidad de sus sistemas energéticos, mejorando su resiliencia, mediante la diversificación. Esta dimensión de la sostenibilidad, de naturaleza primariamente económica, ayuda a que el crecimiento económico se desenvuelva por senderos de sostenibilidad y a reforzar la robustez de la economía en medio de las turbulencias asociadas a los desequilibrios globales.

Por otra parte, al promover un proceso de transformación gradual entre las entidades del sistema financiero nacional, destinado a incorporar de manera sistemática a los segmentos verdes del mercado, los BND contribuyen también a fortalecer ese sistema financiero en el cual tienen un papel clave. Estos bancos pueden colaborar de manera significativa para facilitar la innovación y la adecuación a las nuevas modalidades de financiamiento; para mejorar las capacidades técnicas, e introducir instrumentos innovadores, si bien complejos y sofisticados, para unas economías que también son

cada vez más complejas, y finalmente, al impulsar la participación de la banca en el financiamiento de sectores dinámicos de la economía, también aportan a la modernización de sus carteras de crédito en línea con las nuevas demandas de una economía en transformación.

En los casos que se han estudiado en ALC, se puede verificar que el rol que desempeñan las IFD (BNDES, Corfo, BROU), bajo distintas modalidades, ha sido clave para ayudar a confrontar las barreras existentes mediante diversos mecanismos eficaces para moderar su impacto y permitir en el sector la concreción de inversiones que están en línea con su potencial y con la evolución proyectada de la demanda.

No obstante, a fin de ampliar el acceso al financiamiento para proyectos de inversión de porte pequeño y mediano, es necesaria una vigorosa intervención de las IFD que haga posible involucrar plenamente al conjunto de la banca comercial y a otras entidades financieras del sistema en el financiamiento de proyectos de estas características.

Introducción

Ya se ha dado un vigoroso impulso a la inversión en el desarrollo de las energías renovables en América Latina y el Caribe (ALC). La importancia creciente de la energía renovable en la región se constata al observar que el despliegue de este tipo de energías contribuye a diversificar las opciones de fuentes de energía y de alternativas tecnológicas, permite moderar los efectos de la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles en la economía nacional, atenúa los efectos adversos de la variabilidad climática sobre los sistemas eléctricos en aquellos sistemas que dependen fuertemente de los ciclos hidrológicos, facilita el acceso a la electricidad a más usuarios (gracias a su capacidad de abastecer sistemas no conectados a la red eléctrica), y es además un componente clave en la transición hacia un desarrollo bajo en carbono. Esta última es una condición esencial, vistos la orientación y los avances en el marco regulatorio que integra el régimen climático internacional, el cual ha conducido al Acuerdo de París, cuyos requisitos en términos de esfuerzos de mitigación serán luego aplicables a todos los países.

En este sentido, la energía renovable contribuye a hacer viable la transición hacia senderos de desarrollo bajos en carbono y sociedades que sean resistentes al cambio climático, y permite crear nuevas oportunidades económicas y mejorar el acceso de la población a la energía, al tiempo que favorece la competitividad de las actividades productivas y reduce de manera

directa las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Si las señales regulatorias y económicas constituyen uno de los principales factores determinantes del despliegue de programas y proyectos que orientan las decisiones de inversión hacia un proceso sostenido de transformación energética, los instrumentos financieros representan asimismo un componente clave para poder poner en valor iniciativas cuya concreción efectiva depende de poder estructurar un modelo de negocios viable, aun en un sector que puede estar en una fase de desarrollo incipiente.

Por esta razón, en este estudio se examinan instrumentos financieros y mecanismos de atenuación de riesgos que pueden dar lugar a un impulso favorable para el desarrollo de las energías renovables, en el marco de las circunstancias nacionales de los países en los que se enfocó el estudio.

En ese contexto, esta publicación tiene como objetivo analizar la reciente experiencia emergente en países de ALC en el diseño y la implementación de instrumentos financieros para promover el desarrollo de la energía renovable de escala pequeña y mediana (con foco en la energía eléctrica), y en particular examinar, a la luz de las experiencias recogidas, el rol que las IFD pueden desempeñar en la transformación de los mercados eléctricos nacionales.

En los estudios de casos se ha utilizado el concepto de energía renovable no convencional

(ERNC),¹ que incluye a todas las fuentes renovables con la excepción de la hidroeléctrica de gran porte. Esta delimitación de las fronteras del análisis ha tenido como objetivo enfocarse en los segmentos del mercado que presentan a priori más dificultades para encontrar recursos financieros que permitan la concreción de sus inversiones.

En el estudio se identifican lecciones aprendidas sobre iniciativas y programas para promover la energía renovable por medio de IFD en Brasil, Chile y Uruguay, y el rol que los distintos actores han desempeñado en el desarrollo de inversiones en este segmento de mercado.

A los fines del análisis se tomaron en consideración, en particular, las tendencias de crecimiento actuales y esperadas, las restricciones que puedan existir a la expansión de la oferta energética —ambientales, sociales y económicas—, y, también la naturaleza y magnitud de las fuentes de energía disponibles en aquellos países para los cuales se han estudiado casos que se consideraron relevantes e ilustrativos, y que permitieron identificar algunos de los principales rasgos de las transformaciones en curso.

Para todo ello, se realizaron estudios de casos de las actividades desplegadas por IFD, por inversionistas y por los agentes económicos que se proponen desarrollar proyectos en este segmento, aquellas instituciones que apoyan el financiamiento de inversiones en energías renovables o los actores que utilizan algunos de los instrumentos financieros ya disponibles con el propósito de materializar nuevas inversiones en este sector.

En el análisis se han considerado especialmente las tecnologías para aprovechamientos de escala

pequeña y mediana de las fuentes principales de energías renovables, incluidas la energía solar fotovoltaica, la energía eólica, la energía hidroeléctrica, y la bio-energía, aunque no limitándose a ellas, sea que los aprovechamientos de estas fuentes estén integrados a la red u operen sin conexión con ella.

En el segundo capítulo de este documento se examina sucintamente el desarrollo más reciente de la energía renovable en América Latina y el Caribe.

En la segunda parte, que abarca los capítulos 3, 4 y 5, se presentan los estudios de país, que incluyen casos de análisis en Brasil, Chile y Uruguay, en los que se tratan las razones que han permitido que las inversiones se materializaran y las condiciones bajo las cuales se hicieron posibles, incluido el amplio espectro de instrumentos disponibles más relevantes para ello. Se han incorporado los casos de algunas IFD, es decir: iniciativas que corresponden al desarrollo de instrumentos financieros, así como también de proyectos de ERNC (esfuerzos que corresponden a la aplicación de dichos instrumentos).

En el capítulo 6 se lleva a cabo un análisis consolidado y, finalmente, en el capítulo 7 se enuncian las conclusiones y algunas recomendaciones.

¹ La definición de “gran porte” (que sobre la base de las ERNC se aplica solo a la energía hidroeléctrica) no es la misma en todos los estudios de casos, ya que la información disponible es limitada. Sin embargo, esto no implica restricciones para el análisis, orientado a examinar, en forma conceptual, los aspectos relacionados con las tecnologías renovables de menor penetración.

Contexto y oportunidades de inversiones en el desarrollo de energía renovable en América Latina y el Caribe

Daniel Perczyk y Hernán Carlino

Potencial, capacidad instalada, perspectivas futuras y necesidades de inversión

En materia de utilización de energías renovables, la región de América Latina y el Caribe (ALC) se destaca en el concierto internacional, pues un 30% de la energía primaria total proviene en esta región de fuentes renovables, en comparación con alrededor de un 9% que exhiben en conjunto los países que integran la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) (AIE, 2012, 2013 y 2014). Varios países de la región de ALC ya disponen de un sector eléctrico relativamente bajo en carbono. Sin embargo, este elevado grado de participación de las energías renovables presenta dos características que pueden influir en la evolución futura de algunos de los sistemas eléctricos involucrados. Por un lado, el desarrollo de los recursos y las tecnologías se ha concentrado en dos fuentes de energía renovable: la hidroelectricidad de gran porte y la biomasa. Por otro lado, el desarrollo de las fuentes renovables ha sido particularmente exitoso en algunos países de la región como

Brasil, Chile, Costa Rica o Uruguay, pero aún no está tan avanzado en otros, con lo cual se configura un paisaje heterogéneo en el grado de avance de las energías renovables en la región (Bloomberg New Energy Finance, Fomin y UK Department for International Development, Power Africa, 2014).

A pesar de la importante participación de las fuentes renovables en la energía primaria total, actualmente la participación de las ERNC es todavía, en conjunto, relativamente reducida en ALC y llega sólo al 17% de la capacidad de generación instalada. Este 17% se descompone en un 8% de energía hidroeléctrica de pequeña escala, un 4% que se obtiene a partir de la biomasa y los residuos, un 3% de fuente geotérmica y un 2% de energía eólica (Bloomberg New Energy Finance y Fomin, 2013).

En los últimos 20 años ALC ha tenido, en términos de crecimiento económico, un desempeño algo superior al promedio a nivel global. En muchos casos, en un número importante de países de ALC, ese desempeño ha sido consecuencia de la consolidación de políticas económicas que impulsan el crecimiento, sin por ello debilitar la estabilidad macroeconómica ni el equilibrio fiscal. Esta evolución de las tendencias del

crecimiento económico ha llevado a que la producción de energía en la región se haya visto incrementada desde 627 TWh al año en 1991 a unos 1.500 TWh al año en 2012 (Sistema de Información Económica Energética SIEE de la Organización Latinoamericana de Energía [Olade], 2016).

Analizando la información del período 2006–12, se observa que la inversión en el sector de las ER en ALC, casi ha alcanzado los US\$65.000 millones. El 56% de la inversión realizada en ese período corresponde a energía eólica y el 26% a la hidroeléctrica de escala pequeña y mediana. Si se analiza en cambio la información en cuanto a potencia conectada, se observa que se han incorporado unos 15 GW desde 2006 hasta 2012, con lo cual la capacidad instalada pasó de 11,3 a 26,6 GW (BID, 2014; Bloomberg New Energy Finance y Fomin, 2013).

La Agencia Internacional de Energía (AIE) estima que será necesaria una inversión en plantas de generación en ALC de unos US\$485.000 millones para cubrir el aumento de la demanda en el marco de un escenario de mitigación que se denomina “escenario de nuevas políticas” en el período 2014–35. El 50% de esta inversión corresponde a plantas de energía hidroeléctrica y el 30% a otras fuentes renovables, entre ellas la biomasa y las energías eólica y solar. El 20% restante se destina a plantas de generación de energía procedente de combustibles fósiles nucleares (AIE, 2014).

Si bien esa expansión representa un gran desafío para los países de la región de orden financiero, tecnológico, de planeamiento, de capacidades humanas y arreglos para la ejecución, también constituye una oportunidad para redefinir el modelo energético actualmente vigente a la luz de un impulso transformacional, empleando las fuentes de energías renovables que están disponibles (BID, 2014).

Según las proyecciones, es posible estimar que la demanda de energía eléctrica en ALC se duplicará hacia 2030 y triplicará hacia 2050, alcanzando presumiblemente unos 2.500 TWh al año en 2030 y unos 3.500 en 2050 (Vergara et al., 2013 y Yépes-García et al., 2010). Por ende, la demanda proyectada de energía requerirá realizar ampliaciones muy

significativas a la infraestructura energética existente y, en consecuencia, se demandarán flujos de inversión considerables en este sector en las próximas décadas. También será necesario hacer esfuerzos regionales en materia de eficiencia energética para disminuir el impacto del aumento de la demanda, si bien esta cuestión es materia de otro análisis que el que aquí se lleva a cabo.

La región tiene un potencial importante en casi todos los recursos renovables y prácticamente todos los países que la componen cuentan con ellos en mayor o menor magnitud, de modo que se podría cubrir gran parte del crecimiento de la demanda mediante el empleo de las ERNC. La región tiene la capacidad de producir cerca de 78.000 TWh a partir de energía de fuentes renovables (Hoogwijk et al., 2008).

El informe especial sobre las fuentes de energías renovables del Grupo Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, 2011) también incluye información sobre el potencial de esas energías en ALC. Se destaca en ese reporte que las fuentes aún no muy utilizadas actualmente (solar y eólica) concentran más de dos tercios de ese potencial. Además, el costo de las tecnologías para aprovechar las fuentes de ERNC se está reduciendo aceleradamente con lo cual las ENRC comienzan a resultar competitivas con los combustibles fósiles.

Aunque hay distintas estimaciones sobre la acelerada reducción de costos de las tecnologías para el aprovechamiento de diversas fuentes de energía renovable, en la actualidad, el costo de la energía eólica es de un tercio a un cuarto de lo que solía ser hace 25 años; por otro lado, los costos de la energía solar se han reducido casi a la mitad desde el año 2010. El precio de los módulos PV para captar energía solar en 2014 era casi un 75% más bajo que a fines de 2009, mientras proyectos eólicos sobresalientes en el mundo están entregando electricidad de manera consistente por alrededor de US\$0,05/KWh. De modo que la brecha preexistente de costos entre aprovechamiento de fuentes renovables y combustibles fósiles se ha estrechado significativamente y en algunos mercados y proyectos, las energías renovables son ya

competitivas por costos, aún sin tener en cuenta los múltiples beneficios adicionales que entregan, en particular los relacionados con el precio del carbón y con los beneficios ambientales (Irena, 2014; Black & Veatch, 2012; *The New Economy Climate*, 2014; Barclays, 2014; BID, 2014).

La percepción dominante en la planificación energética, casi un paradigma en la región, indicaba hasta hace poco la existencia de barreras significativas para la incorporación de ERNC y que solo se podía esperar que su participación fuera relativamente limitada (por ejemplo, difícilmente superior a un 10%). En particular, se argumentaba que las inversiones para el aprovechamiento de las energías renovables son muy elevadas en comparación con las requeridas para el aprovechamiento de los combustibles fósiles.

Sin embargo, esta percepción de los planificadores fue cambiando aceleradamente por diversas circunstancias y en los últimos años comienza a registrarse una irrupción vigorosa de las ERNC en varios países de ALC. Así, en el año 2013, América Latina atrajo alrededor del 7% del total de las inversiones mundiales en energías renovables (UNEP, 2014).

La región está experimentando una transformación compleja y aún poco perceptible en el sector de las energías renovables, con progresos

todavía lentos si se considera la escala regional, aunque muy acelerados en algunos de los países bajo estudio, que lideran el proceso de su incorporación masiva a la oferta. Esta evolución está contribuyendo a reemplazar el paradigma energético dominante en la región por otro en el cual las energías renovables tienen un papel clave y ya no marginal, y lideran claramente las inversiones en ampliación de capacidad.

En el cuadro 2.1, se presenta un resumen de los principales datos que caracterizan el estado actual y las principales tendencias observadas en relación con el despliegue regional de las energías renovables y las condiciones en que se desenvuelven. La información corresponde a la región de ALC, salvo cuando se indica algo distinto.

Barreras a la inversión e instrumentos financieros para su mitigación

El despliegue a escala comercial (y no en mera condición de proyectos piloto) de las ERNC y, en particular, de las tecnologías que se utilizan para el aprovechamiento de la energía renovable, enfrenta numerosas barreras y conlleva algunos riesgos, lo que permite explicar la hasta ahora relativamente lenta tasa de adopción de esas tecnologías en los

CUADRO 2.1 Resumen del estado actual y tendencias de despliegue regional de las energías renovables en la región de ALC

Porcentaje de energía primaria de fuente renovable	ALC: 30%; OCDE: 9%
Porcentaje de ERNC en capacidad de generación eléctrica instalada	17% (8% hidroeléctrica de pequeña escala, 4% biomasa, 3% geotérmica y 2% eólica)
Inversión en el sector de ERNC (2006–12)	US\$65.000 millones en el período 2006–12 (56% energía eólica y 26% hidroeléctrica de pequeña y mediana escala)
Potencia instalada de ERNC (2006–12)	15 GW; la capacidad instalada pasó de 11,3 GW a 26,6 GW
Inversión necesaria en generación 2014–35	US\$480.000 millones (50% hidroeléctrica, 30% otras renovables)
Demanda de energía eléctrica proyectada	Se duplicará hacia 2030 y triplicará hacia 2050: 2.600 TWh al año en 2030 y unos 3.900 en 2050
Potencial de generación a partir de energía de fuente renovable	78.000 TWh (2/3 de este potencial entre solar y eólica)
Reducción de costos de ERNC	Energía eólica, entre un tercio y un cuarto de lo que era hace 25 años; energía solar, un 50% de lo que era en 2010

Fuente: Elaboración propia.

países en desarrollo y la baja participación que todavía tienen en el total del suministro.

Las inversiones en tecnologías de fuentes renovables enfrentan en cada país riesgos similares a los que afectan a otras inversiones en infraestructura; esos riesgos están asociados al ambiente que se encuentre en un país determinado para las inversiones y al sector específico. Según las categorías del IPCC, los riesgos pueden ser políticos (entre ellos, inestabilidad política, inseguridad jurídica, riesgos de transferencia de regalías y dividendos, ruptura de contratos) y macroeconómicos (por ejemplo, riesgos cambiarios e inestabilidad de precios). Otros enfoques destacan que las inversiones en el segmento verde del mercado en los países en desarrollo deben hacer frente a impedimentos asociados específicamente a los riesgos de proyecto (riesgos inherentes o propios de esas tecnologías entre los que se pueden incluir los riesgos de construcción y operación o la intermitencia en la disponibilidad del recurso), de costos y de liquidez.

En los casos en los que los sistemas financieros no son suficientemente profundos, las tecnologías de energías renovables se encuentran en relativa desventaja. Ante la limitada disponibilidad de recursos financieros, el acceso al financiamiento se hace más dificultoso, pues los proyectos seleccionados para el financiamiento son aquellos de mayor rentabilidad, menor riesgo relativo y una relación riesgo-retorno más atractiva, condición que no siempre han logrado los proyectos de ERNC.

La insuficiencia de conocimiento, experiencia y familiaridad respecto de las nuevas tecnologías también constituye una barrera importante en numerosos países en desarrollo. También debe considerarse la falta de conocimiento del potencial técnico de los recursos en algunos países; esto encarece a ciertos proyectos al incluir entre sus costos la evaluación del recurso. Los decisores políticos, los financistas, los inversores e incluso los compradores de energía pueden tener dificultades para evaluar la factibilidad técnica, la viabilidad económica y el riesgo asociado a los proyectos con cierta confianza y, por ende, se muestran renuentes

a priorizarlos a la hora de tomar decisiones de inversión. Esta circunstancia puede conducir a una situación de equilibrio precario, donde, por falta de capacidad, se obstaculiza el desenvolvimiento de proyectos de ERNC con otros proyectos que resulten financierables, aun cuando existan oportunidades para los proyectos basados en recursos no convencionales. A su vez, la inexistencia de un portafolio robusto de proyectos de ERNC hace más difícil la adquisición de experiencia y capacidades, y resulta en una muy lenta curva de aprendizaje que, a su vez, constituye una restricción al eventual aprovechamiento de las oportunidades que pudieran existir.

En los casos analizados en este documento, se identifican barreras al desarrollo de las ERNC asociadas específicamente al financiamiento de los proyectos; algunas de ellas, relacionadas más directamente con las características y limitaciones de los sistemas financieros nacionales, y otras, vinculadas con los instrumentos hoy disponibles para su aplicación al financiamiento de estas nuevas fuentes.

Se detallan a continuación algunas de las principales barreras asociadas al financiamiento identificadas en los estudios de caso, teniendo en cuenta las tres etapas en las que se puede dividir el desarrollo de los proyectos de generación de ERNC: planeamiento, construcción y operación.

- Escaso apoyo financiero para las labores en la etapa de planeamiento.
- Insuficiente disponibilidad de instrumentos de mitigación de riesgo que limiten o permitan transferir los riesgos asociados a cada tecnología de ERNC (entre otros, riesgo de construcción, de precio y de acceso adecuado al recurso natural renovable), dado el bajo grado de conocimiento técnico y la limitada experiencia de la banca comercial y de los propios inversores institucionales en las tecnologías de ERNC, a excepción de la generación hidroeléctrica de gran porte.
- Acceso relativamente limitado a fondos a largo plazo para la adquisición de los equipos (por

- ejemplo, paneles solares o turbinas), que permitan calzar las fuentes de fondos con las necesidades de plazo de financiamiento de los proyectos de ERNC, y también acceso relativamente limitado a financiamiento en moneda extranjera para hacer frente a obligaciones en otras denominaciones que no sean la moneda nacional.
- Costos de transacción elevados para proyectos de pequeño y mediano porte.
 - Aversión al riesgo en las instituciones financieras comerciales que deriva en cierta renuencia a considerar este tipo de operaciones —que involucren innovaciones tecnológicas, incertidumbre y riesgos de implementación—, acentuada por limitaciones de acceso al financiamiento que habitualmente enfrentan las pequeñas y medianas empresas.
 - Falta de confianza entre los actores (inversionistas, desarrolladores de proyectos, proveedores de tecnología, organismos públicos, empresas prestadoras de servicio).
- En el cuadro 2.2 se enumeran algunos riesgos y barreras que limitan el acceso al financiamiento y al incentivo para las inversiones —en los casos de estudio analizados—, y se describen los instrumentos financieros y de gestión de riesgo que se han aplicado para enfrentarlos.

CUADRO 2.2 Riesgos y barreras que limitan el acceso al financiamiento

Barrera / riesgo	Instrumentos financieros para la mitigación
Dificultades en el acceso a financiamiento adecuado:	
Bajo grado de conocimiento y limitada experiencia en las tecnologías de energías renovables en las instituciones y en el sector financiero local	Asistencia técnica de la Banca Nacional de Desarrollo y bancos multilaterales.
Acceso relativamente limitado a fondos en dólares y a largo plazo para proyectos de inversión	Licitación de fondos para proyectos de gran porte. Apoyo para el acceso al financiamiento internacional concesional de largo plazo. Acceso muy incipiente de fondos en proyectos de pequeña y mediana escala.
Limitada capitalización (o subcapitalización) de los desarrolladores de proyectos en el sector	Utilización más extendida de financiación de proyectos, asociaciones público-privadas (APP) y garantías e instrumentos de gestión de riesgo que puedan apoyar inversiones directas privadas o emisión de bonos.
Insuficiente disponibilidad de instrumentos de mitigación del riesgo para los inversores y las instituciones financieras	Existencia de garantías y mecanismos de gestión de riesgos (seguros, líneas de crédito contingente) para: • Cubrir riesgos no gerenciales de APP y promover la emisión de bonos a tasa fija de un vehículo con fines específicos (SPV, por sus siglas en inglés) de cartera de proyectos/clientes de las bancas. • Cubrir riesgos tecnológicos (por ejemplo, asegurando la capacidad instalada). • Cubrir riesgos políticos, de regulación de mercado (por ejemplo, precios).
Escasez de mecanismos de financiamiento que puedan aceptar algún grado de riesgo	Oferta de financiación de proyectos, financiamiento de segundo nivel e inversiones en el capital accionario de la empresa.
Riesgos de construcción y operación	Mayores plazos de gracia.

Fuente: Elaboración propia.

Financiamiento para energía renovable en Brasil

*Roberto Schaeffer, Rafael Soria, Raúl Miranda,
André F. P. Lucena y Régis Rathmann*

Brasil cuenta con un sistema financiero robusto organizado en subsistemas de supervisión y operación. La supervisión está encabezada por el Consejo Nacional Monetario (CMN), que coordina al Banco Central y a la Comisión de Mercado de Valores (CVM). La supervisión también está en manos del Consejo Nacional de Seguros Privados y del Consejo Nacional de Pensión. Por otro lado, las funciones operativas están a cargo de instituciones financieras bancarias y no bancarias, el Sistema Brasileño de Ahorro y Crédito, instituciones financieras de carácter especial, el Sistema de Distribución de Títulos y Valores Monetarios, administradores de recursos de terceros, y de cámaras y prestadores de servicios de registro, liquidación y compensación. El grupo de instituciones financieras bancarias está integrado por cajas de ahorro, bancos comerciales, cooperativas de crédito y bancos múltiples. Algunas de las instituciones financieras no bancarias son bancos de inversión, bancos de desarrollo, sociedades de crédito, financiamiento e inversión, y agencias de incentivo y desarrollo. Varias instituciones financieras de carácter especial como el Banco do Brasil, la Caixa Econômica Federal, el Banco de la Amazonía, el Banco del Nordeste de Brasil, el Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) y el Banco Regional de Desarrollo del Extremo Sur (BRDE) son actores importantes.²

En este trabajo se presentan estudios de casos sobre financiamiento de fuentes alternativas de energía para la generación eléctrica de pequeña escala en Brasil.

A lo largo del estudio se explica el financiamiento y la participación de algunas de las instituciones del sistema financiero nacional.

Contexto

Las fuentes alternativas de energía (FA), según la definición brasileña de 1996³ y la definición de tecnologías de generación distribuida,⁴ son los emprendimientos con base en centrales de generación hidroeléctrica (CGH), pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), de fuente solar (fotovoltaica y heliotérmica), eólica, biomasa y de cogeneración (todo tipo de combustibles y recuperación de calor de proceso [ANEEL, 2006]), cuya potencia inyectada en los sistemas de transmisión o distribución sea menor o igual a 30 MW. Para cada tecnología existe un mínimo, según el cual

² Para obtener mayor información sobre el sistema financiero de Brasil véase BCB (2015).

³ Artículo 26 de la Ley No. 9.427/1996, modificado por la Ley No. 13.097/2015 (Congreso Nacional, 1996 y 2015).

⁴ Resolución Normativa ANEEL 482/2012 (ANEEL, 2012).

se clasifica como micro, mini (también descrita como generación distribuida), de pequeña o gran escala. Este trabajo se enfocará fundamentalmente en las tecnologías de energía alternativa de micro, mini y pequeña escala. El anexo 3.3 muestra mayores detalles sobre la clasificación y escala de cada tecnología de energía alternativa según las legislaciones de cada país. Estas difieren significativamente de la clasificación usada internacionalmente. El tamaño, robustez y complejidad del sistema eléctrico brasileño son algunas de las razones por las cuales la escala de proyectos de energía alternativa alcanza potencias representativas, llegando hasta 30 MW para el caso de la pequeña escala.

Por otro lado, el concepto de “energía renovable no convencional” no es oficial. Las publicaciones de la Empresa de Planificación Energética (EPE) en Brasil se refieren a las fuentes eólica, PCH y biomasa (bagazo de caña de azúcar, leña, carbón vegetal y alcohol) apenas como “otras fuentes de energía renovable”, sin entrar en mérito la consideración acerca de si son convencionales o no. Si analizamos la expansión energética en Brasil, vemos que algunas fuentes de energía renovables contribuyen significativamente a la expansión del sector energía, por ejemplo en el sector eléctrico en función de parques eólicos y termoeléctricos a bagazo de caña de azúcar.

En Brasil, algunos criterios pueden ser tomados en cuenta para definir si una fuente de energía renovable es convencional: i) madurez tecnológica, usando el costo como una aproximación; ii) participación en la producción total de energía, y iii) necesidad de apoyo para la implementación. La energía hidroeléctrica, el etanol, el biodiesel y el bagazo de caña de azúcar serían fuentes convencionales para generación eléctrica, aunque de origen renovable. Con relación al aprovechamiento hidroeléctrico, en Brasil existe la convención de que solo las CGH y PCH son consideradas FA, entendiendo así que las centrales hidroeléctricas de media y gran capacidad son fuentes convencionales. El caso de la energía eólica es especial, debido a que su entrada en la matriz es aún reciente y, hasta el momento

es considerada no convencional. Otras fuentes renovables no convencionales en Brasil para generación eléctrica son la leña, el carbón vegetal, la energía solar fotovoltaica (FV) y la concentración solar (CSP).

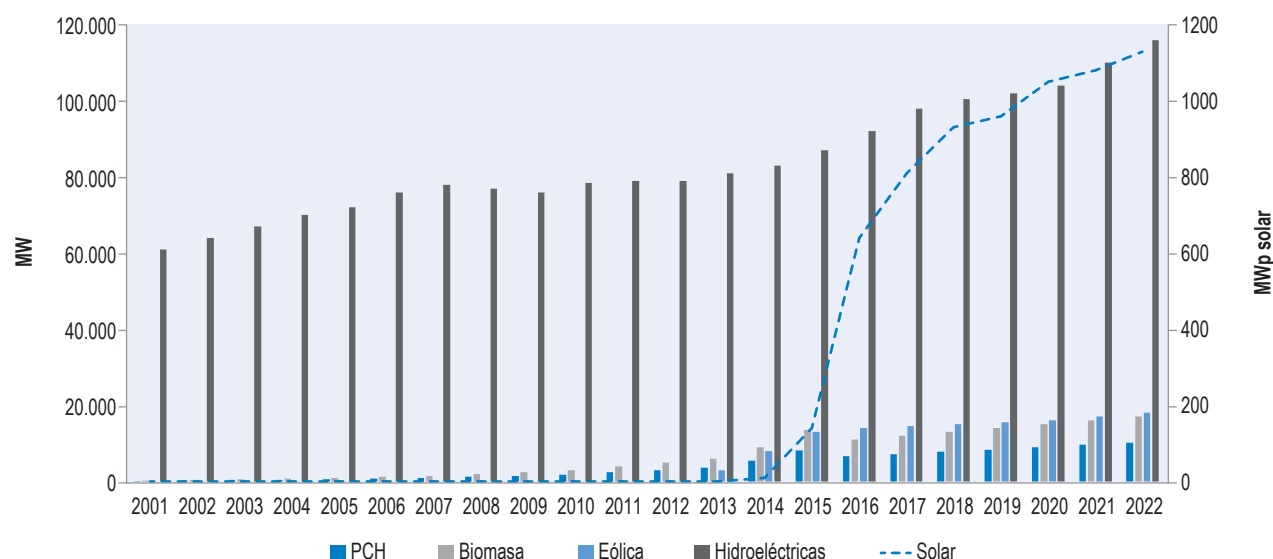
La matriz energética brasileña se destaca por la alta participación de fuentes renovables, con un 43% de la energía primaria consumida en el país en 2012. Entre las fuentes de energía renovable utilizadas en el país se destacan los productos de la caña de azúcar (15%) y la energía hidráulica (14%) (MME, 2013).

Con respecto a la matriz de generación eléctrica, la participación de las fuentes renovables es aún más significativa. La hidroelectricidad ha contribuido con un 80% de la generación eléctrica del país a lo largo de las últimas décadas. De hecho, el sistema eléctrico brasileño es un sistema hidrotérmico en el que las plantas térmicas (principalmente a gas natural) son especialmente utilizadas para complementar a las fuentes hídricas y aumentar la capacidad del sistema. Otra fuente renovable que se destaca es la biomasa (principalmente el bagazo de caña de azúcar), que generó casi 7% de la electricidad en 2012. La energía eólica, a pesar de ser incipiente en el país, ha ganado importancia en los años recientes. La generación eólica pasó de 237 GWh en 2006 a 5.050 GWh en 2012. Hasta el momento, 6,47 GW ya están instalados en el país y otros 2,80 GW están en construcción (ANEEL, 2015). Por otra parte, se espera una gran evolución en la capacidad instalada de generación eólica y solar para el año 2022 (MME, 2013) (gráfico 3.1).

A excepción de los programas de incentivo a las fuentes alternativas de energía, gran parte de las inversiones en generación eléctrica en el país están destinadas a emprendimientos de gran porte. Se pueden citar como ejemplos recientes las hidroeléctricas en el Río Madeira (Santo Antônio, con 3,15 GW, Jirau, con 3,30 GW y Belo Monte, con 11,23 GW).

En términos de proyectos de pequeña y mediana escala, las dos principales iniciativas de promoción realizadas por el gobierno son el Programa

GRÁFICO 3.1 Evolución y proyección de la capacidad instalada de energía renovable en Brasil



Fuente: ANEEL (2016). (<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>.)

de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (Proinfa) y las subastas específicas para fuentes alternativas de energía.

El Proinfa fue establecido con el objetivo de incrementar la participación de electricidad generada a partir de viento, biomasa y PCH en el Sistema Nacional Interconectado (SNI). El objetivo del programa fue diversificar las fuentes energéticas en Brasil, usando los potenciales locales y regionales del país (MME, 2009). La meta de la primera fase del Proinfa fue instalar 3.300 MW, igualmente distribuidos entre plantas de generación eólica, biomasa y PCH, a través de contratos de largo plazo (PPA). Inicialmente, estos generadores debían comenzar su operación en 2006 y tener una garantía de pago por 15 años. Sin embargo, la operación solo comenzó en 2008 y los contratos fueron luego extendidos a 20 años.

Si bien el objetivo fundamental del Proinfa fue incrementar la participación de la generación eólica, biomasa y de PCH, la Ley No. 10.438/2002 exigía también un índice de nacionalización de los equipos de mínimo 50% en valor (Congreso Nacional, 2012). Posteriormente, la Ley No. 10.762/2003 incrementó esta exigencia a un índice de nacionalización mínima de equipos y

servicios en valor de un 60% en la primera etapa y, en la segunda, de un mínimo del 90% (Congreso Nacional, 2003). Esto generó un impacto directo en el sector industrial que tuvo que adaptarse para cumplir con las exigencias del índice de nacionalización. Uno de los principales problemas que se experimentó en la primera etapa del Proinfa estuvo relacionado con el cumplimiento de este índice, especialmente para la tecnología eólica, que aún no había alcanzado la madurez comercial en el país y para la cual se contaba con pocas experiencias locales.

La meta inicial de la segunda fase era alcanzar el 10% de participación de las fuentes alternativas de energía en la generación eléctrica del país en 2026. Pero después de la reforma del sector eléctrico brasileño que comenzó en 2003, esta meta fue reemplazada por un nuevo sistema de subastas de energía renovable alternativa. Dentro de este sistema, se promovieron subastas especiales para fuentes alternativas de energía con la intención de incrementar la participación de PCH, biomasa y plantas eólicas, logrando un éxito relativo (CCEE, 2014). La creación de subastas exclusivas para fuentes alternativas de energía se debe al hecho de que, en muchos casos, estas fuentes no

Recuadro 3.1 El Proinfa

Es un programa pionero de incentivos a fuentes alternativas de electricidad, considerado como uno de los más importantes del mundo, a pesar de algunos problemas que se sortearon durante su ejecución.

El Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (Proinfa), establecido por la Ley No. 10.438/2002, ha implementado hasta el 31 de diciembre de 2013 un total de 145 proyectos: 54 parques eólicos, 64 PCH y 27 proyectos de energía térmica a biomasa.

La implementación del Proinfa contribuyó a diversificar la matriz energética nacional y ha fomentado la creación de cerca de 150.000 empleos directos e indirectos en todo el país, promoviendo un gran progreso industrial y permitiendo la internalización de la tecnología. Además, se estima que el programa permite la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero equivalente a aproximadamente 2,5 millones de toneladas de CO₂ eq/año.

Fuente: Adaptación a partir de datos del MME y de Eletrobras.

pueden competir con las fuentes convencionales de energía debido a su alto costo. En 2010 se promovieron dos subastas de energía alternativa que contrataron 1.686 MW y fueron las únicas hasta la fecha. Luego de la realización de estas dos subastas, la energía eólica aumentó su competitividad y llegó a ganar contratos en subastas para nuevos emprendimientos de generación eléctrica. En las dos últimas subastas para nuevos proyectos de generación en 2013, la mayor parte de la energía contratada provino de ofertantes de energía eólica (CCEE, 2014).⁵

Como resultado de la alta participación histórica de fuentes renovables en el sector de la energía, la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) en Brasil ha estado asociada con actividades de deforestación y agricultura. Más del 60% del total de emisiones en 2010 se dio por usos de la tierra, cambio en los usos de la tierra y deforestación. El sector energía fue el segundo mayor emisor en 2010, con un 32% (MCTI, 2013). Sin embargo, el desarrollo socioeconómico del país provocará un mayor uso de energía, y no necesariamente de fuentes renovables. A pesar de la actual alta participación de fuentes renovables en la matriz energética brasileña, el país encara una situación donde, por un lado, es necesario incrementar la producción de energía para incentivar el desarrollo socioeconómico, la creación de empleo

y el alivio de la pobreza. Por otro lado, el país enfrenta la cercanía del agotamiento de su potencial hidroeléctrico ambientalmente viable, dado que la mayor parte del potencial hidráulico remanente del país yace en la región Amazónica, por lo tanto enfrenta severas restricciones ambientales locales (EPE, 2008; Lucena, 2010; Lucena et al., 2010) y se espera que el uso de energía fósil crezca con el reciente descubrimiento de petróleo en la capa pre-sal y las perspectivas de un incremento de generación termoeléctrica a partir de la combustión de carbón (MME, 2013; Nogueira et al., 2014) manteniendo, mientras tanto y con una leve reducción, la participación fósil en el consumo final energético total (MME, 2013).

A pesar de la inexistencia de compromisos internacionales obligatorios para reducir emisiones de GEI en Brasil, algunas políticas implementadas por el Gobierno Brasileño han ayudado a este propósito. Algunos de los programas y medidas arriba mencionados que Brasil ha desarrollado a lo largo de las pasadas dos o tres décadas para mitigar problemas económicos o ambientales también tuvieron beneficios colaterales en términos

⁵ En la subasta número 17, de noviembre de 2013, toda la energía contratada (867 MW) vino de plantas eólicas. En la subasta número 18, de diciembre de 2013, 67% de 3.507 MW vino de plantas eólicas (CCEE, 2014).

de reducción de emisiones de GEI a nivel nacional (Szklo et al., 2005).

Sin embargo, la mitigación del cambio climático solo entró oficialmente en la agenda política de Brasil en 2008, cuando la Política Nacional de Cambio Climático fue propuesta por el Poder Ejecutivo al Congreso. Aunque la COP 15 en Copenhague no alcanzó un acuerdo consensuado, el gobierno de Brasil presentó acciones voluntarias de mitigación, conduciendo a una reducción esperada entre el 36,1% y el 38,9% de las emisiones de GEI proyectadas por Brasil para 2020. Esta meta de reducción fue establecida por la Política Nacional de Cambio Climático en la forma de Ley Nacional.⁶ Esta política determinó la elaboración de planes sectoriales de mitigación y adaptación al cambio climático, con la visión de consolidar una economía de bajo carbono y alcanzar los compromisos voluntarios nacionales anunciados en el marco de la política. Las metas de Copenhague fueron cuestionadas por algunos especialistas (Schaeffer et al., 2015), quienes afirman que, por haber sido creadas en función de una línea de base con alta tasa de crecimiento y sin la consideración de que algunos proyectos renovables ya estaban en curso, las metas serían cumplidas de todas formas.

Finalmente, en la contribución prevista y determinada a nivel nacional presentada en 2015 a la CMNUCC, Brasil propone expandir el uso de las fuentes renovables no hidroeléctricas, de modo tal que la participación de estas fuentes en el total de la mezcla energética llegue a un valor entre el 28 y el 33% en 2030.

El sector de energía es uno de los sectores considerados en el Plan Nacional para el Cambio Climático. Algunas de las acciones propuestas son: mejoras en eficiencia energética, incremento del uso de biocombustibles, incremento de la oferta de electricidad proveniente de plantas hidroeléctricas, incremento del uso de fuentes de energía alternativa y, finalmente, incremento del uso de carbón vegetal originario de bosques plantados por las industrias de hierro y acero (CIM/MMA, 2008).

En un contexto que busca diversificar y ampliar la participación de las fuentes renovables en la matriz energética brasileña, se deduce que la política energética debe promover programas de energía limpia. Así, esta sección tiene como objetivo desarrollar tres estudios de caso sobre programas para la promoción de energía renovable por bancas en Brasil. El primer estudio de caso presenta un ejemplo de financiamiento del BNDES para proyectos de generación eléctrica con PCH calificadas en el Proinfa. El segundo estudio expone un ejemplo de financiamiento del BNDES para parques eólicos. Finalmente, el tercero se refiere a la línea de crédito Construcard, que permite la adquisición de sistemas fotovoltaicos y eólicos.

Análisis

En los últimos cinco años se ha producido un fuerte aumento de la inversión en proyectos de energía renovable de pequeña y mediana escala en Brasil. El financiamiento de PCH, parques eólicos, colectores solares y sistemas fotovoltaicos amplió su capacidad instalada de 2.405 MW en 2008 a 8.724 MW en 2014, lo que representa un crecimiento del 263% en el período (MME, 2013; ANEEL, 2014).

La inversión en proyectos de pequeña y mediana escala en energía renovable se debe predominantemente a la acción de los bancos nacionales de desarrollo. En este sentido, el mayor fondo de inversión es Fondo Clima, que se pone a disposición a través del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES, 2014a) y está destinado a aplicar una parte de los recursos reembolsables del Fondo Nacional para el Cambio Climático (Fondo Clima, FNMC). Los recursos del FNMC provienen de donaciones realizadas por entidades nacionales e internacionales, públicas y privadas, la revocación de saldos no aplicados, intereses y amortizaciones de financiamientos, acuerdos, ajustes, contratos y convenios, entre otros (Congreso Nacional, 2010). El

⁶ Ley Federal No. 12.187 del 29 de diciembre de 2009.

fondo tiene el objetivo de asegurar recursos para el apoyo de proyectos o estudios, así como también el financiamiento de emprendimientos que busquen la mitigación del cambio climático y la adaptación al cambio climático y a sus efectos.

El programa Fondo Clima está constituido por 10 subprogramas, entre los cuales se encuentra el de Energía Renovable y el FINEM, Energías Alternativas (BNDES, 2014b). Este subgrupo tiene la finalidad de apoyar a la inversión en generación y distribución local de energía renovable, inversiones en actividades enfocadas al desarrollo tecnológico, así como al avance de la cadena productiva. Por su parte, el subprograma “Energía Eléctrica, Generación Renovable” es aún más específico, ya que apoya la expansión del parque de generación de electricidad renovable, a partir de biomasa y de fuentes eólica, solar y PCH.

En el período 2008-12, el Fondo Clima, en sus diversos programas de financiamiento, destinó cerca de US\$314 millones para proyectos de índole ambiental (MMA, 2015). Los recursos reembolsables del Fondo Clima, entre los cuales se cuentan las inversiones en PCH, plantas eólicas, colectores solares y sistemas fotovoltaicos, representaron hasta un 90% del presupuesto anual de 2011 y 2012 (MMA, 2015). Considerando que la inversión en energía renovable en Brasil entre 2008 y 2012 fue de US\$45 billones (REN21, 2015), repartidos entre generación eléctrica (60%) y biocombustibles (40%) (Bloomberg New Energy Finance y Fomin, 2013), la participación del Fondo Clima fue minoritaria, representando menos del 1% de la inversión en energía renovable.

El Pronaf Eco (Programa Nacional de Fortalecimiento da Agricultura Familiar em Energia Renovável e Sustentabilidade Ambiental) está disponible a través de los bancos públicos y de desarrollo como el Banco do Brasil, Caixa, BNDES y Banco do Nordeste. Entre otras actividades, tiene como objetivo la implementación de tecnologías de energía renovable (MDA, 2008).

En el anexo 3.1 se describen otras líneas de financiamiento. En el cuadro 3.1 se resumen los límites de crédito, tasas y plazos de dichos fondos de financiamiento.

Se espera un acentuado crecimiento para la inversión privada en energía renovable, en la medida en que empresas y consumidores domésticos que desean adquirir equipos para generación de energía renovable accedan a líneas de financiamiento específicas. El incentivo llega por medio de la Resolución Normativa (REN) No. 482/2012 de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), la cual hace efectivas líneas de crédito a los consumidores interesados en fomentar el consumo sostenible de energía. En diciembre de 2012 entró en vigencia la REN No. 482, que reglamentó el Sistema de Compensación de Energía, que permite al consumidor instalar pequeños generadores e intercambiar energía con la distribuidora local (ANEEL, 2012). La regla es válida para generadores que usen fuentes incentivadas de energía: hídrica (PCH), solar, biomasa, eólica y cogeneración calificada.⁷

La resolución establece las condiciones generales de acceso al sistema interconectado para la generación distribuida a nivel micro y mini, y establece directrices para el mecanismo de compensación de consumo de electricidad a través del *net metering*. Esto quiere decir que la energía inyectada por la unidad de consumo en el distribuidor local se compensa como un crédito de energía con la cantidad de electricidad que la unidad consume dentro de un período de 36 meses. Este sistema se diferencia de otros mecanismos en los cuales hay transacción monetaria en el procedimiento, como en el caso de las *feed in tariffs*, que fijan una tarifa más un premio que se paga a la unidad generadora. Además, el crédito acumulado tiene vencimiento; es decir, si no se utiliza dentro de 36 meses desde su generación, pierde su valor.

Una primera evaluación sobre el impacto de la REN 482 (ANEEL, 2015) muestra que el proceso de difusión de micro y mini generación distribuida fue

⁷ Atributo concedido a cogeneradores que atienden los criterios de la Resolución Normativa de ANEEL No. 235 de 2006, siguiendo aspectos para el uso racional de la energía, con el propósito de beneficiarse de políticas de incentivo a la cogeneración (ANEEL, 2006).

CUADRO 3.1 Categorías de inversión, líneas y límites de crédito, y tasas de los bancos entre 2008 y 2012^a

Institución	Categoría	Líneas de financiamiento	Límites de crédito	Tasas	Plazo
BNDES	Desarrollo	FINEM Energía Renovable ^d	Entre US\$1,5 millones y US\$20 millones	Entre 1% y 6% a. a. + TJLP	16 a 20 años
Banco do Nordeste	Desarrollo	FNE Verde ^e	Hasta US\$8 millones	3,5% a.a.	Hasta 12 años
Caixa	Estatal	Construcard ^f	De acuerdo con la renta	Estudio de caso ^b	Estudio de caso ^b
Banco do Brasil	Estatal	BB Crédito Material de Construção ^g	US\$50 a US\$10.000	Entre 1,94% y 2,26% al mes ^c	Hasta 4 años
Caixa y Banco do Brasil	Estatal	Programa Minha Casa Minha Vida ^h	Hasta US\$1.000 por unidad de habitación	7,5% a.a.	Hasta 10 años
Varios	Desarrollo y estatal	Pronaf Eco ⁱ	US\$5.000 a US\$75.000	2% a. a.	12 años
Santander	Privado	CDC Eficiência Energética de Equipamentos ^j	Hasta US\$250.000	Entre 15% y 80% a. a.	3 a 4 años

Fuente: Elaboración propia.

^a Dólares del 31/12/2013.

^b Las tasas utilizadas y las condiciones de financiamiento se describen en el estudio de caso.

^c Además paga una tarifa de apertura de crédito (TAC) del 3,5% sobre el monto financiado e IOF del 1,5% mensual.

^d Su objetivo es apoyar emprendimientos de expansión y/o modernización de la infraestructura de generación de energía de origen renovable como la hidroeléctrica, PCH, biomasa, eólica, solar y otras energías alternativas.

^e Su propósito es promover el desarrollo de actividades económicas que propicien la preservación, conservación, control y/o recuperación del medio ambiente, con énfasis en la sustentabilidad y competitividad de las empresas y cadenas productivas.

^f Originalmente tenía como objetivo apoyar la compra de materiales de construcción para la renovación o ampliación de una casa. Actualmente permite también la compra de colectores solares para el calentamiento de agua y sistemas fotovoltaicos.

^g Tiene el mismo objetivo que el Construcard.

^h Su objetivo es hacer que la vivienda sea asequible para familias de bajos ingresos. La instalación de sistemas de calefacción solar es obligatoria en los domicilios financiados por el programa.

ⁱ Busca implantar, utilizar y/o recuperar tecnologías de energía renovable, tecnologías para saneamiento ambiental, almacenamiento hídrico, PCH, manejo forestal y prácticas sustentables.

^j Financiamiento destinado a la adquisición de equipos y servicios que utilizan energías renovables alternativas, y también a proyectos y/o prácticas de eficiencia energética.

TJLP = tasa de interés a largo plazo (taxa de juros de longo prazo).

lento durante los primeros años. El número de conexiones a la red de renovables que a fines de 2012 era despreciable ha superado las 533 en marzo 2015, sumando 7,3 MW. En el último año se evidenció un crecimiento acentuado del número de conexiones, sin embargo este aún es muy bajo cuando se lo compara con el potencial técnico-económico estimado para el país (Miranda et al., 2015). Las clases residencial y comercial responden por el 87% de las instalaciones, mayoritariamente basadas en sistemas solares fotovoltaicos, de porte menor a los 5 KW.

En el anexo 3.2 se presenta un resumen sobre el monto de las inversiones hechas por los bancos y las líneas de financiamiento puestas a disposición entre 2008 y 2012. Complementariamente, se describen ejemplos de la formación de alianzas

derivadas de la REN 482 para fomentar la energía renovable en Brasil.

Estudios de casos

Los casos de estudio presentados se proponen examinar programas desarrollados por bancos privados, comerciales o gobiernos que hayan apoyado a proyectos de energías renovables. En particular, buscan identificar buenas prácticas, lecciones aprendidas, desafíos y factores de éxito con potencial de réplica por otros bancos nacionales de desarrollo en la región.

En Brasil fueron seleccionados tres estudios de caso. El primero está basado en informes financieros y técnicos del holding Juruena Participações e Investimentos S.A., así como en informes del

BNDES y otras instituciones que participaron en la construcción de cinco PCH en el río Juruena. El segundo estudio expone el ejemplo de financiamiento del complejo eólico Atlântica, instalado en la ciudad de Palmares do Sul, en el estado de Rio Grande do Sul. El tercero, a diferencia de los dos anteriores, consiste en una simulación del proceso de adquisición de un sistema fotovoltaico por medio de la línea de financiamiento de Construcard para residencias.

Estudio de caso 1: Financiamiento del BNDES para un complejo de PCH en el río Juruena

El BNDES creó en marzo de 2004 el Programa de Apoyo Financiero a las inversiones en fuentes alternativas de energía eléctrica, en el marco del Proinfa, a través del cual se dispuso inicialmente de US\$2,8 billones para el financiamiento de proyectos contratados hasta el 30 de diciembre de 2005. El contrato Proinfa aseguraba la compra de energía eléctrica por 20 años, con un precio preferencial, según la tecnología usada, estipulado por Electrobras, la compañía holding del sector eléctrico estatal brasileño.

Una parte de estos recursos financiaron al complejo Juruena, que reúne a cinco de las PCH que integran la lista de emprendimientos Proinfa. Las cinco PCH (cuadro 3.2), instaladas a lo largo de 70 km del río Juruena, entraron en operación comercial siguiendo las fechas indicadas en el cuadro 3.2. Las PCH se ubican en los municipios de

Campos de Júlio y Sapezal, de 5.000 y 18.000 habitantes respectivamente, entre los cuales se encuentran varios grupos indígenas (IBGE, 2010). Durante la construcción de las PCH se presentaron dificultades con las etnias que dependen del río Juruena, experimentando el punto de mayor tensión en octubre de 2008 cuando un grupo de 150 indígenas de la etnia Enawenê-Nawê invadió e incendió el obrador de la PCH Telegráfica (Almeida, 2010; Energia Consult, 2011).

Gobernanza y modelo institucional

Cada emprendimiento del Complejo Juruena se constituyó como un vehículo con fines específicos (SPV, por sus siglas en inglés, *Special Purpose Vehicle*) y recibió del Gobierno Federal, por medio del órgano regulador del sector eléctrico (ANEEL), la autorización para construir y operar la PCH por un plazo de 30 años (Juruena S.A., 2011). El Complejo Juruena tiene por accionista mayoritario (holding) a la empresa Juruena Participações e Investimentos S.A. (en adelante llamada Juruena), controlada por el Fondo de Inversiones en Participaciones (FIP) Energía PCH, que fue creado en 2004, con un plazo de duración de 20 años (FIP-Energía PCH, 2013).

Juruena contrató a la empresa Maringeneering para que se encargue de la ingeniería, adquisiciones, licenciamientos y construcción (EPC) (Juruena S.A., 2011). Cuando las PCH presentaban un avance de 47% al 74%, dependiendo de la PCH, Maringeneering abandonó unilateralmente las obras, lo que ocasionó

CUADRO 3.2 PCH que integran el Complejo Juruena

PCH	Potencia instalada (MW)	Factor de capacidad (porcentaje)	Fecha de entrada en operación comercial
Cidezal	17,0	88,3	26/06/2011
Sapezal	16,0	86,9	22/06/2011
Parecis	15,4	89,0	08/07/2011
Rondon	13,0	88,1	08/08/2011
Telegráfica	30,0	87,1	28/08/2011
Total	91,4	87,9 (promedio)	

Fuente: Juruena S.A. (2011).

un retraso importante y una reestructuración del proyecto ejecutivo, con los consiguientes incrementos de costo (Energia Consult, 2011). Finalmente, para terminar las plantas y entrar en operación, se contrató a la empresa SPEC.

Montos y financiamiento

Las cinco PCH contaron con financiamiento del BNDES por un total de US\$222 millones, con transferencia del Banco do Brasil y de la Caixa Econômica Federal (INFRA, 2012). El financiamiento del BNDES significó el 46,7% de la inversión total, estipulada en US\$475 millones (INFRA, 2012).

Además del financiamiento del BNDES, el Fondo de Inversiones en Participaciones (FIP) Energía PCH, que tiene como socios a algunos de los principales fondos de pensiones privados de Brasil, contribuyó con el restante del capital.

La deuda con el BNDES es respaldada por los contratos de compra y venta de energía (PPA) con Proinfa, administrado por Eletrobras, que estipulan a Juruena un pago de R\$179,35 MWh (US\$1,00 = R\$2,00-2,30), válido por 20 años desde la entrada en operación en 2011 (Energia Consult, 2011).

Limitaciones y factores de éxito

Inicialmente, las PCH del Proinfa debían entrar en operación antes del 30 de diciembre de 2009, con una tolerancia de 30 días. Debido a que pocas plantas lograron cumplir con esta fecha, el Ministerio de Energía y Minas, secundado por ANEEL y Eletrobras, prorrogaron la fecha hasta el 30 de diciembre de 2010, con una tolerancia de 90 días (MME, 2009; Nogueira, 2011). Las PCH del Juruena tampoco pudieron cumplir con esta fecha debido a las siguientes razones (Energia Consult, 2011):

- Controversias legales y contradicciones entre instituciones públicas debido al licenciamiento ambiental para la construcción de las PCH. La Secretaría de Medio Ambiente de Mato Grosso autorizó la licencia sin estudio de impacto ambiental (RIMA). El Ministerio Público Federal

apuntó la necesidad de este estudio y de la competencia única de IBAMA para licenciar las PCH del Complejo Juruena.

- Invasión, ataque e incendio del sitio de construcción de la PCH Telegráfica por parte de la etnia Enawenê-Nawê, en octubre de 2008 (Almeida, 2010).
- Abandono unilateral de la obra en julio de 2009 por parte de la empresa Maringeneering, responsable original de la EPC (Energia Consult, 2011).
- Reingeniería para solucionar problemas geotécnicos y civiles (en columnas Jet-Grouting y estructuras de concreto) constatados luego del abandono de Maringeneering (Energia Consult, 2011).
- Falta de capacidad de gerenciamiento y administración por parte de la EPC Maringeneering. También carencia de ingeniería de integración (civil-electromecánica) y extensión excesiva de plazos (incremento de costos) (Energia Consult, 2011).
- Atraso en líneas de transmisión e incertidumbre sobre la subestación a la que deberían conectarse (ANEEL, 2009).
- Riesgo geológico (disminución de la cota de la fundación de la casa de máquinas de la PCH Telegráfica) y riesgo hidrológico (en 2009 y 2010 se experimentaron índices pluviométricos mayores a los registros históricos).

Entre los factores de éxito del financiamiento constan las bajas tasas de interés aplicadas, el período de gracia de seis meses después de la entrada en operación comercial, los elevados montos financiados y la flexibilidad y el apoyo gubernamental para respaldar los emprendimientos que formaban parte del Proinfa.

Cumplir con el índice de nacionalización exigido (60%) por el Proinfa no fue un problema para el caso de las PCH, a diferencia de los proyectos eólicos, para los cuales este fue un punto crítico. Dados los innumerables problemas presentados durante la construcción de las PCH del Juruena, resulta difícil evaluar cuáles fueron los beneficios

del financiamiento otorgado por el BNDES, además de la producción de electricidad de origen renovable y las fuentes de empleo generadas. Tampoco se dispone de información para evaluar si los problemas listados afectaron al BNDES de alguna forma y cuáles fueron las medidas tomadas por el banco para precautelar su inversión. El 30 de diciembre de 2010, el Gobierno Federal, a través de una medida provisoria, nuevamente prorrogó al Proinfa por un año más, extendiendo la fecha de entrada en operación comercial de los emprendimientos hasta el 30 de diciembre de 2011. Todas las PCH del Jurueña consiguieron finalmente operar comercialmente antes del plazo límite, entre junio y agosto de 2011, según las fechas indicadas en el cuadro 3.2.

Entre los beneficios sociales que estas inversiones traen, se cuenta la creación de 1.800 empleos directos y 3.000 empleos indirectos durante el período de construcción; y 60 empleos durante la operación (Jurueña S.A., 2011). Estas plantas, que forman parte del Proinfa, contribuyen con el objetivo del gobierno de descentralizar y universalizar la generación eléctrica. Por otra parte, dada su ubicación, estas PCH mejoraron la estabilidad del sistema de transmisión y de distribución de electricidad de la distribuidora CEMAT.

Estudio de caso 2: Financiamiento del BNDES (línea FINEM) a un complejo eólico en Palmares do Sul

Gobernanza y modelo institucional

El complejo eólico Atlântica fue financiado con recursos del BNDES (línea FINEM). Se compone de los parques eólicos Atlântica I, Atlântica II, Atlântica IV y Atlântica V. Instalado en la ciudad de Palmares do Sul, en el estado de Rio Grande do Sul, el complejo es controlado por la CPFL Energia, que pertenece a la empresa Camargo Córrea Energia S.A.

La empresa posee un portafolio de 29 parques eólicos, de los cuales cuatro emprendimientos ya están en operación comercial en Ceará, con 210 MW, y 25 parques están en construcción en Rio

Grande do Norte y en Rio Grande do Sul. En total, suman una capacidad instalada de 670 MW.

El complejo eólico Atlântica también se constituyó como una SPV. La empresa es dueña de la autorización para generación eléctrica de fuente eólica bajo la modalidad de producción independiente por un plazo de 35 años, y cuenta con un conjunto de potencia instalada de 120 MW (30 MW por parque). Inicialmente previsto para entrar en operación en 2013, el proyecto está constituido por 40 turbinas eólicas de 3 MW de 120 metros de altura, fabricadas por Acciona Brasil, responsable de la provisión y el mantenimiento de los equipos durante 15 años. Con una capacidad del 44%, posee una garantía física promedio de 52,7 MW. Toda la energía certificada de los parques fue comercializada en la subasta de fuentes alternativas de energía de agosto de 2010 a un precio de R\$ 135 MWh, en base abril de 2010 (R\$ 143,79 MWh en base abril de 2011). El parque eólico entró en operación en marzo de 2014.

Montos y financiamiento

Con una inversión estimada de US\$208 millones, por medio de la línea de financiamiento FINEM, el BNDES aprobó el 3 de julio de 2014 el financiamiento de US\$192 millones. En lo que se refiere al FINEM, específicamente para la línea de emprendimientos eólicos, el BNDES posee 28 proyectos en cartera y 178 parques eólicos con una capacidad instalada total de 4,56 GW. El financiamiento total de estos proyectos fue de aproximadamente US\$4,5 billones. O sea, el complejo eólico Atlântica correspondió al 5,5% del total financiado por el FINEM para parques eólicos desde 2008.

En general, el financiamiento a emprendimientos eólicos por medio de la línea de crédito FINEM posee un plazo de amortización de 16 años, con tasas de interés medias del 4,5% al año. A pesar de que la tarifa sea atractiva, el financiamiento es restringido a grandes empresas, en la medida en que el financiamiento está limitado al 75% del emprendimiento. Además, se hacen necesarias las siguientes condiciones: i) estudios de los recursos

eólicos producidos por un mínimo de dos consultorías independientes; ii) proyección de flujo de caja del proyecto, con generación de electricidad basada en P90 (probabilidad del 90% de ocurrencia de vientos compatibles con el aerogenerador), y iii) que los equipos sean acreditados por el BNDES, con un índice de contenido local mínimo del 60% (hasta julio de 2014 se registraban 12 fabricantes acreditados).

Limitaciones y factores de éxito

Por medio de una entrevista realizada a un gerente de operaciones del complejo eólico, a mediados de junio de 2014, se mapearon los factores de éxito y problemas asociados al emprendimiento. Entre los factores de éxito relacionados con el proyecto se puede mencionar la generación de empleo y renta en uno de los municipios de menores ingresos per cápita de Rio Grande do Sul. Fueron generados, a lo largo de la construcción del emprendimiento, cerca de 2.600 empleos directos e indirectos. En términos de financiamiento, resultan atractivos tanto el período de gracia (hasta 2,5 años) como la baja tasa de interés aplicada al préstamo. En términos técnicos, uno de los aspectos exitosos fue el lugar de la instalación, en uno de los puntos de mayor potencial eólico de Rio Grande do Sul, con una velocidad anual media de vientos, a una altura de 75 metros, de 5,7 m/s. Finalmente, en términos tecnológicos, se alcanzó un porcentual de contenido local en los equipos de aproximadamente el 70%, superando la exigencia del FINEM/BNDES.

Este último aspecto condujo a atrasos en la implantación del parque eólico. La industria eólica brasileña poseía un pequeño número de empresas fabricantes de componentes eólicos. Debido a la explosión de la generación eólica en Brasil, a pesar de que los fabricantes operaban con baja capacidad ociosa, hubo un retraso de 12 meses en la entrega de los equipos a la CPFL Energía. En términos financieros, el retraso en la liberación del financiamiento llevó a que la empresa presentara capital circulante neto negativo, fruto principalmente del

endeudamiento de corto plazo en el que incurrieron para financiar otras obras de construcción del parque eólico. En este caso, la empresa tuvo que recurrir a la captación de recursos de corto plazo en el mercado financiero, a tasas de interés superiores a la practicada por el BNDES. Además, para entregar al sistema nacional la energía prevista para este complejo y debido al retraso en la conclusión del emprendimiento, se hizo necesario comprar energía en el mercado de corto plazo a un precio superior al de subasta. Esa transacción, necesaria por el retraso en la obra, implicó una pérdida del orden de los US\$9,5 millones.

Estudio de caso 3: Financiamiento de la CEF (línea Construcard) para la adquisición de sistemas fotovoltaicos (generación distribuida)

En particular, este tercer estudio describe, desde el punto de vista del consumidor, el proceso de adquisición de un sistema fotovoltaico, usando el financiamiento ofrecido por la Caixa Econômica Federal (CEF).

Gobernanza y modelo institucional

Con el objetivo de impulsar el desarrollo de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica brasileña, en 2012 fue lanzada la Resolución REN 482 que describe el sistema de compensación de energía *net metering*, específico para sistemas de generación de energía conectados a la red de distribución (ANEEL, 2012). Con la norma, se hizo evidente la necesidad de crear líneas de financiamiento para sistemas de pequeño porte, accesibles a individuos (personas naturales) y residencias privadas.

En este sentido, la Caixa Econômica Federal (CEF)⁸ ofrece líneas de financiamiento específicas para personas naturales, con costos de financiamiento relativamente bajos. Entre algunas de estas modalidades se encuentra la línea de crédito

⁸ Véase <http://www.caixa.gov.br/>.

Construcard (Caixa, 2014), que ofrece financiamiento para la compra de materiales de construcción, reformas o ampliación de inmuebles. Recientemente, la CEF comenzó a permitir la adquisición de colectores solares y de sistemas fotovoltaicos.

Para consolidar su línea de crédito, el programa usa recursos del Fondo de Garantía de Tiempo de Servicio (FGTS).⁹ El FGTS, a su vez, tiene su estrategia relacionada al Ministerio de las Ciudades, mientras que la CEF está al frente de la administración y seguimiento de las aplicaciones. El fondo es también administrado por una junta directiva, formada por representantes de los trabajadores, empleadores y entidades gubernamentales. Entre estos tres agentes se fragmentan las actividades designadas, lo que eventualmente dificulta su ejecución.

En 2012 el FGTS administró un presupuesto de US\$18,3 billones para programas habitacionales,¹⁰ con una suma de US\$23,2 billones, que fueron aprobados en 2013. Para el período 2014-16 se prevé un presupuesto de US\$23 billones al año (FGTS, 2013). Por otro lado, el Fondo experimentó una reducción en su recaudación de casi US\$1 billón entre enero y febrero de 2013 (CNAE, 2013). Una vez comprobado que el recurso disponible para el programa es directamente proporcional al número de personas empleadas y, con base en la economía brasileña, se constató que el Fondo presentó un aumento de la tasa de desempleo no solamente por la menor recaudación, sino también porque mostró un mayor flujo de salida de trabajadores.

El postulante al programa Construcard debe cumplir con los siguientes requisitos para su elegibilidad: i) ser persona natural y poseer una cuenta corriente en la CEF; ii) ser mayor de 18 años o demostrar independencia económica, y iii) aprobar las evaluaciones del catastro y de riesgo. Después de la aprobación del financiamiento y de la liberación del crédito, el solicitante puede adquirir un sistema fotovoltaico en hasta seis cuotas por medio de una tarjeta de crédito personal, que forma parte del financiamiento. Los pagos del financiamiento son debitados mensualmente de la cuenta corriente del cliente.

Una de las barreras para la contratación del programa radica en la necesidad de que el agente productor o revendedor (por ejemplo, de sistemas fotovoltaicos) esté registrado en el sistema Construcard. Si esto no se cumple, la compra de equipos a través de la línea de financiamiento no se aprueba. Para ser apta para esta acreditación, la empresa debe poseer certificados actualizados del FGTS, del Ministerio de Finanzas Federal y de la Fazenda Pública Estadual. Por el lado de la empresa acreditada, la ventaja está en la agilidad financiera de la operación, con crédito en la cuenta en el primer día útil luego de la venta, así como en el aumento en la probabilidad de compra de sus productos.

La tasa de financiamiento del programa está entre el 1,4% a.m. + TR¹¹ y 1,7% a.m. + TR. El costo depende del plazo escogido, así como de otras características específicas del proponente. Durante el período de inversión del capital prestado por el banco, estipulado entre dos y seis meses, el beneficiario paga solamente los intereses sobre el capital prestado. Luego de este período, las reglas del financiamiento establecen que el plazo común para la amortización del préstamo es de hasta 94 meses, calculado a través de una tabla Price de amortización,¹² y determinan que todo el proceso no puede sobrepasar el plazo máximo de 96 meses. El valor del préstamo está limitado al 30% del ingreso bruto del solicitante. Aunque en algunas líneas de financiamiento no

⁹ FGTS (Fondo de Garantía por Tiempo de Servicio) es un fondo obligatorio pagado mensualmente por los trabajadores a través de sus empleadores, que depositan el 8% del valor de la remuneración pagada o debida. El empleado tiene derecho al recurso en caso de despido, jubilación o fallecimiento. El fondo sirve como fuente de recursos al gobierno federal para eventuales inversiones en la infraestructura del país.

¹⁰ Se consideran otros programas además del Construcard.

¹¹ TR (tasa referencial): se trata de una tasa de interés que se utiliza en el cálculo de algunas aplicaciones financieras como títulos públicos y libretas de ahorro, utilizada también en otras operaciones como préstamos en el ámbito del Sistema Financiero de Habitación.

¹² Modalidad de cálculo de amortización de préstamos en cuotas de montos sucesivos de igual valor.

CUADRO 3.3 Número de años^a en el que se alcanza la viabilidad económica de la instalación del sistema fotovoltaico modelado, para siete grupos^b de estudio según ingresos

Grupo	De 2 a 5 s.m.	De 5 a 10 s.m.	De 10 a 20 s.m.	Más de 20 s.m.
1	9	10	10	9
2	5	6	6	5
3	5	6	6	4
4	6	8	7	6
5	5	6	7	5
6	7	8	8	6
7	5	6	5	3

Fuente: Miranda (2013).

^a Año 0 corresponde a 2013, año 1 corresponde a 2014, etc.

^b Entre los 122 grupos se seleccionaron siete para el análisis. Estos grupos están localizados en zonas con radiación solar global de valor próximo a la mediana de Brasil, en ciudades como Belém (1.856,4 KWh/año), Boa Vista (1.921,9 KWh/año) y Cuiabá (1.948,7 KWh/año).

Nota: s.m.= salarios mínimos.

hay necesidad de que el solicitante presente garantía, Construcard exige la presentación de un inmueble (bienes mobiliarios) o de otro respaldo (aval) como garantía. El límite máximo del préstamo es de US\$90.000.

Aunque las reglas de adhesión del programa, a priori, no hagan distinción entre los rangos de rendimiento que podrían ser calificados para el beneficio, las garantías exigidas terminan privilegiando a domicilios de mayor poder adquisitivo. Considerando que las personas con un rendimiento apenas superior a 10 salarios mínimos estarían habilitadas para adquirir un sistema fotovoltaico, el alcance del programa para este fin se limitaría a menos del 5% de la población brasileña económicamente activa.

Montos y financiamiento

El financiamiento de 80% del costo del sistema fue simulado bajo las condiciones del programa Construcard, desarrollado en un plazo de 60 meses, siendo que el restante es aportado por el proponente del sistema. Para hogares con ingresos de dos a cinco salarios mínimos fue aplicada una tasa anual del 11,35% sumada a la tasa referencial (TR) del 0,3% al año (tomando como base el año 2012).¹³ Para los demás rangos de ingreso, fue considerada

una tasa de financiamiento del 23,14% al año, más la tasa referencial.

Para analizar el potencial del programa, se dividió a Brasil en 122 grupos de estudio, fruto de combinaciones entre compañías distribuidoras de energía eléctrica y datos de irradiación solar global. Para cada grupo por ingreso del hogar y de consumo de energía, se suministraron financiamientos vinculados a los costos de oportunidad específicos de cada clase.

Debido a los aspectos financieros y al costo de oportunidad por rango de ingreso, los hogares con mayores ingresos alcanzaron la viabilidad en menor tiempo. Sin embargo, resulta necesario destacar que, en función de un costo de capital más bajo, algunos hogares, en el rango de ingreso de dos a cinco salarios mínimos, instalan sistemas fotovoltaicos en sus residencias antes que los hogares en rangos de mayor poder adquisitivo, como aquellos que están en el rango de cinco a diez salarios mínimos. Esto sucede en función de la tasa de financiamiento más atractiva aplicada al nicho de dos a cinco salarios mínimos (cuadro 3.3).

¹³ Este costo de capital es inferior al mínimo actualmente permitido por la modalidad, sin embargo fue considerado con la intención de observar el comportamiento de un nicho con baja perspectiva de adquisición de un sistema.

Limitaciones y factores de éxito

Los aspectos presentados denotan la importancia de las buenas condiciones de financiamiento para la expansión de la generación distribuida usando sistemas fotovoltaicos en el sector residencial brasileño. Es necesario destacar los impactos positivos y negativos de la elección del plazo de amortización. Por ejemplo, si se utilizara el máximo plazo de amortización permitido (96 meses), el tiempo para alcanzar el punto de equilibrio (*break-even point*) sería mayor. Por su parte, un mayor plazo de amortización también permitiría participar del programa a domicilios sujetos a una restricción presupuestaria mayor, aunque a un mayor costo total. En el mismo sentido, mientras menor sea el plazo de amortización, mejor sería la tasa de amortización obtenida a través del programa.

Una de las barreras para la contratación del programa es la obligatoriedad de registro en el sistema Construcard aplicada sobre los agentes productor y revendedor. Si esto no se cumple, la compra de equipos a través de la línea de financiamiento no puede ser aprobada. Para superar esta barrera se requiere un esfuerzo de diseminación de la oportunidad y de atracción de proveedores legalmente establecidos en el país para que se registren en el programa.

Sin embargo, se observa un aumento en la instalación de paneles fotovoltaicos, especialmente en el segmento residencial. Este factor de éxito se puede atribuir a Construcard, dado que parte de este aumento se debe a la disponibilidad de recursos a través de esta línea de financiamiento. En 2012, la capacidad instalada de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución brasileña era despreciable. Ya en abril de 2015 las condiciones de financiamiento sumadas al marco regulatorio favorable (Resolución No. 482 de ANEEL) permitieron que la capacidad instalada acumulada sea cercana a 7,3 MW (ANEEL, 2015).

Consideraciones finales

El objetivo de esta sección es presentar consideraciones finales complementarias.

La disponibilidad de recursos significativos del Proinfa, dirigidos a las diferentes líneas de financiamiento de los bancos públicos y privados, ha tenido como resultado inversiones en diferentes proyectos de energías renovables (recuadro 3.1). En el caso de inversiones a largo plazo, la disponibilidad de recursos con bajas tasas de interés ha incentivado también la expansión de sistemas de pequeño porte usando energía renovable alternativa.

En Brasil, la escala y las características de las fuentes alternativas de energía para la generación eléctrica, definidas en función de la legislación vigente (véase el anexo 3.3), se relacionan con unidades de generación de hasta 30 MW (pequeña escala). La instalación de fuentes alternativas de energía en Brasil depende de varios otros factores que deben ser analizados. A pesar del reciente aumento en este tipo de generación eléctrica en Brasil, el ambiente para las inversiones en estas fuentes aún depende de incentivos de diversa naturaleza. La propia característica de operación del Sistema Nacional Interconectado brasileño —que está basado en grandes fuentes de potencia localizadas a grandes distancias de los centros consumidores— es una barrera a la penetración de fuentes de generación de pequeña, mini y microescala. El acelerado ritmo de expansión de la generación de energía eléctrica en Brasil también favorece la construcción de emprendimientos de gran escala. Este es el caso, por ejemplo, de las grandes centrales hidroeléctricas en la Amazonía. Consecuentemente, a pesar de la existencia de programas de incentivo a fuentes de generación renovable de pequeña, micro y mini escala en el país, la expansión del sistema eléctrico brasileño aún está centralizada y fuertemente basada en grandes proyectos, como indican los planes oficiales de expansión del sistema eléctrico nacional (MME, 2013).

De esta forma, la expansión de energía renovable de pequeña, mini y micro escala en el país compite con grandes emprendimientos, los cuales poseen ventajas de escala y costo que los tornan más competitivos. Entre las fuentes no tradicionales de generación eléctrica en el país, la energía eólica

ha tenido un papel destacado en la expansión de la capacidad instalada. Esa fuente, sin embargo, no escapa al padrón de expansión del sistema eléctrico conducido en el país (mínimo costo). La reciente y masiva expansión eólica en Brasil también se fundamenta en parques con capacidad de generación a pequeña escala (de hasta 30 MW), lo que les permite calificar a las exenciones de tasas por uso de la red de transmisión y distribución (TUST y TUSD). La capacidad de la mayor parte de las usinas eólicas contratadas (97%) no supera los 30 MW debido a esta restricción económica.

A pesar de esto, algunas iniciativas de éxito pueden ser replicadas con el fin de fomentar fuentes alternativas de generación de electricidad. Por ejemplo, el Proinfa, las subastas de energía alternativa y la Resolución Normativa No. 482 permitieron la instalación de más de 6,4 GW de energía eólica y 11,4 MW de solar PV (7,3 MW en generación distribuida). En particular, las subastas de energía alternativa pueden ser útiles para crear un ambiente de competencia entre fuentes alternativas que buscan reducir en cierta medida el impacto en términos de aumento de la tarifa. Por otro lado, este tipo de subasta puede generar condiciones para las economías de escala y la competitividad de las fuentes alternativas, tal como ocurrió con la energía eólica.

Sin embargo, debe tenerse en cuenta que para replicar con éxito la experiencia de la energía eólica a otras fuentes, como la solar, es necesario el desarrollo tecnológico y el aumento de escala a nivel mundial. No obstante, la escala en el país es fundamental para la creación de una industria de equipos y servicios especializados necesarios para la competitividad de las fuentes de energía alternativas. Esto puede ser estimulado a través de subastas.

Además de estas mejores prácticas que han incentivado la generación eléctrica eólica de pequeña escala en Brasil, existe espacio para inversiones en proyectos de pequeña, mini y micro escala basados en otras fuentes renovables. Sin embargo, nuevos esquemas de financiamiento deberán ser pensados para viabilizar su implementación. Esta

conclusión se basa en la identificación de algunas barreras identificadas en los estudios de caso descritos en este informe.

El cumplimiento de los requisitos de contenido local en los proyectos de energía alternativa obedece a una necesidad de desarrollo industrial importante a nivel local. Sin embargo, esa norma puede crear barreras a proyectos de generación eléctrica en Brasil en la medida en que la industria nacional no posee, aún, un tamaño capaz de atender a la demanda por piezas, equipos y servicios, especialmente en la industria solar fotovoltaica y heliotérmica. Por lo tanto, las inversiones en capacidad productiva y capacitación técnica son necesarias para desarrollar y manufacturar localmente componentes tecnológicos, agregando valor a la cadena productiva, disminuyendo costos y generando empleo y renta de forma directa, indirecta e inducida (Soria et al., 2015). De forma general, en el corto plazo, lo explicado puede crear barreras a proyectos de energía alternativa.

Los proyectos de generación eléctrica están sujetos a la aprobación de los órganos de licenciamiento ambiental. A diferencia de los grandes proyectos en que la cantidad de inversiones y la fuerza política para su implementación son mayores, los proyectos de pequeña, mini y micro escala encuentran costos de transacción relativamente elevados durante el proceso de licenciamiento. Lo mismo ocurre con la construcción de líneas de transmisión, que se financian y ejecutan con más facilidad cuando se trata de inversiones de gran porte. De esta forma, los costos de conexión de proyectos de pequeña escala tienden a ser relativamente mayores, creando una barrera más en su desarrollo.

Por lo tanto, una oportunidad para proyectos de pequeña, mini y micro escala en el país se da a través de la generación distribuida, o sea, aquella hecha directamente en los centros de consumo sin pasar por la transmisión y/o distribución. Por ejemplo, en el caso de la generación con tecnología solar fotovoltaica, aunque la generación centralizada no es aún competitiva, la generación distribuida puede ser una alternativa debido a que el precio

de la electricidad puede ser percibido por el consumidor final, a diferencia de los costos de la generación eléctrica (Miranda et al., 2015). Alrededor del 70% del valor de la tarifa eléctrica en Brasil se debe a impuestos, costos de transmisión y distribución (Fugimoto, 2010). Al comparar costos y tarifas de sistemas fotovoltaicos instalados en tejados en Brasil, Miranda et al. (2015) muestran que, desde el punto de vista económico, alrededor de 68.000 hogares podrían justificar la instalación de sistemas fotovoltaicos en sus tejados en 2016. Sin embargo, la implantación de la generación fotovoltaica distribuida en gran escala depende también del desarrollo de los servicios fotovoltaicos en el país.

Los incentivos a la generación distribuida fueron previstos en 2012 por ANEEL a través de la Resolución Normativa No. 482. De acuerdo a esta resolución, usando el sistema *net metering*, eventuales excedentes de energía que los micro y mini generadores envían al sistema serían compensados como créditos para consumo eléctrico (ANEEL,

2014). Sin embargo, al no existir una compensación financiera, el incentivo existente se ha mostrado insuficiente para acelerar la penetración de la tecnología de generación distribuida en la mayor parte de las regiones de Brasil. Por lo tanto, para aumentar la penetración de la tecnología de generación distribuida aún son necesarios ajustes al marco institucional y regulatorio.

En resumen, a pesar de que Brasil obtuvo ya un cierto éxito en la expansión de la generación eléctrica de pequeña escala basada en fuentes alternativas de energía y ese éxito, con los debidos ajustes a condiciones locales, puede ser reproducido en otros países de América Latina, aún queda un largo camino por recorrer para que esas fuentes adquieran la importancia que podrían alcanzar en el país. Pero eso solo será posible si, además de la vinculación del sector público, que ya existe en Brasil para el financiamiento de estas fuentes, también se da un mayor compromiso del sistema financiero privado, con nuevos y creativos esquemas de inversión.

Anexo 3.1 Descripción de algunas líneas de financiamiento

Banco do Nordeste (BNB). Con recursos del Fondo Constitucional de Financiamiento del Nordeste (FNE), financia las inversiones en energía renovable a través del Programa de Financiamiento à Sustentabilidade Ambiental (FNE Verde). Con el fin de promover el desarrollo de empresas y actividades económicas que faciliten la preservación, conservación, control y/o restauración del medio ambiente, el programa ofrece, entre otras, líneas de crédito para implementar y modernizar la generación de energía eléctrica o de calor a partir de fuentes renovables. Están disponibles líneas en eólica, solar, hidroeléctrica, biomasa agrícola y forestal, biocombustibles, residuos de la producción animal, etc. (BNB, 2014).

Caixa Econômica Federal (CEF). Ofrece líneas de financiamiento específicas para personas naturales con costos de financiamiento relativamente bajos para la adquisición de vivienda propia. Entre algunas de estas modalidades se encuentra la línea Construcard (Caixa, 2014), financiamiento destinado a la compra de materiales de construcción para reformas o ampliación del inmueble, a través de recursos del FGTS. En este sentido, recientemente, la CEF comenzó a permitir la adquisición de colectores solares y de sistemas fotovoltaicos. En 2012, en asociación con GIZ (Agencia de Cooperación Técnica Alemana), el banco ha desarrollado, para las familias beneficiadas, materiales educativos sobre el uso adecuado de los sistemas de calefacción. Además se realizaron talleres para capacitar a los empleados de los contratistas y los municipios

para hacer frente a la tecnología de sistemas de calefacción solar.

Banco do Brasil. Cuenta con la línea de financiamiento BB Crédito Material de Construção, que permite al usuario poner en práctica un sistema de generación de energía alternativa. Se permite la instalación de sistemas fotovoltaicos y generadores de electricidad solo en regiones remotas (BB, 2010). Desde 2010, a través del Banco do Brasil y la Caixa, el gobierno federal fomenta la instalación de sistemas solares (SAS) en el programa Minha Casa Minha Vida, para las familias con un ingreso mensual de hasta tres salarios mínimos. A partir de 2011, la instalación de sistemas solares se hizo obligatoria en todas las casas “terreas unifamiliares” para familias que ganan hasta tres salarios mínimos (Caixa, 2013).

Bancos privados. Se encontró que solo el Santander tiene una línea de financiamiento específico para energía renovable. El banco financia, a través de la línea de crédito CDC Eficiência Energética de Equipamentos, la adquisición de equipos y servicios de uso de energías alternativas, así como el uso eficiente de la energía a partir de los medios convencionales. Puede financiar: i) equipos de generación de energía a partir de fuentes renovables como la energía solar (fotovoltaica) y eólica; ii) sistemas térmicamente eficientes (calor y frío), y iii) sustitución de lámparas y equipos por otros más eficientes en consumo de energía (Santander, 2014).

Anexo 3.2. Inversiones de los bancos, líneas de crédito y ejemplos de la formación de alianzas para fomentar la energía renovable en Brasil

En el período 2008-12, el BNDES, a través del Fondo Clima en sus diferentes programas de financiamiento, destinó cerca de US\$314 millones para proyectos de carácter ambiental, con una importante participación de energía renovable. Los fondos reembolsables, en los cuales se encajan los proyectos de energía renovable y eficiencia energética, representaron aproximadamente un 90% del total programado por el Fondo Clima en 2011 y 2012 (MMA, 2015). El BNDES financió en el mismo período un total de US\$15.300 millones para energía renovable y eficiencia energética, fundamentalmente a través de la línea de financiamiento FINEM (Generación de vapor y energía renovable) y PSI-FINAME, además de financiamientos menores con las líneas de financiamiento INOVA-ENERGIA y PROESCO (eficiencia energética).

La Caixa y el Banco do Brasil, en la primera etapa del programa “Minha Casa Minha Vida”, entre 2010 y 2011, contrataron 41.449 unidades habitacionales con calentamiento solar en 136 emprendimientos, localizados en 69 municipios de 10 estados de las regiones Sur, Sureste y Centro-Oeste (Caixa, 2015). En 2012, 111.542 unidades fueron contratadas con SAS. En este período, las inversiones en sistemas de calentamiento solar de agua sumaron aproximadamente US\$112 millones (Caixa, 2015).

Desde 2014 se pueden financiar paneles solares fotovoltaicos en el ámbito del programa Construcard, originalmente destinado a compra de materiales de construcción.

El cuadro A3.1 muestra otros financiamientos para energía renovable, por ejemplo: del Banco del Nordeste, a través de las líneas de financiamiento FNE-Verde y Pronaf-Eco; y del Banco Santander, a través de los financiamientos socio-ambientales (energía renovable y eficiencia energética).

A partir del incentivo a las líneas de crédito derivadas de la Resolución ANEEL 482/12, se ha observado una creciente formación de alianzas para fomentar la energía renovable en Brasil. Particularmente, estas asociaciones suceden con

organismos internacionales de fomento. Este es el caso de la alianza de la Caixa con el banco alemán KfW Bankengruppe, con vistas a lanzar una línea de crédito de US\$240 millones para medianas y grandes empresas, destinada a proyectos de eficiencia energética y de energía renovable. Según la Caixa (2014), la línea de crédito tendrá como foco las inversiones en sistemas de recuperación de calor, cogeneración de energía, motores eficientes, sistemas de refrigeración por absorción y sistemas fotovoltaicos, entre otros. La propuesta prevé incluso medidas complementarias, en la forma de cooperación no reembolsable de hasta US\$10 millones, para mitigación de riesgos, capacitación del cuerpo técnico de la Caixa, respaldo en la elaboración de la línea de crédito y evaluación de resultados, además del apoyo a las empresas beneficiarias para la preparación de sus proyectos, realización de la inversión y monitoreo.

A su vez, el BNDES estudia cómo perfeccionar la línea de crédito existente para eficiencia energética y energías renovables, Proesco. El objetivo, en la práctica, es simplificar el proceso, debido a que muchas de las empresas que recurren al banco son de pequeño y mediano porte, y presentan dificultades para cumplir con los requerimientos burocráticos y de garantía exigidos por el Banco. De acuerdo con informaciones del BNDES (2014a), los cambios en el Proesco todavía se encuentran en proceso de discusión interna y sin conclusión prevista.

Para solucionar el problema del depósito de garantías, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) puso a disposición a partir de 2012 un fondo de garantía con un volumen total de US\$25 millones. La institución cubre hasta el 80% del aval bancario para proyectos de eficiencia energética y de energías renovables.

A partir de una alianza reciente entre el Instituto Ideal (Instituto para el Desarrollo de Energía Alternativa en América Latina) con Grüner Strom Label (Sello de Electricidad Verde en Alemania), se creó el Fondo Solar. El mismo pretende incentivar a empresas y residencias a viabilizar económicamente

CUADRO A3.1 Inversiones de los bancos y líneas de financiamiento entre 2008 y 2012

Institución	Líneas de financiamiento	Inversiones ^a en el periodo 2008–12 (en millones de dólares de EE.UU.) ^g					Total
		2008	2009	2010	2011	2012	
BNDES^b	FINEM – Energía – Generación de vapor y energía renovable; PSI-FINAME – Producción de bienes de capital; INOVA-Energía – Generación de energía a través de fuentes alternativas; BNDES Automático – generación de energía renovable, menor a R\$20 millones; PROESCO – Eficiencia energética; FINEM-Eficiencia energética	2.850	2.850	3.000	3.550	3.050	15.300
MMA–BNDES	Fundo Clima ^c	—	—	—	117	197	314
Banco do Nordeste^d	FNE Verde; Pronaf-Eco	194	153	350	285	60	1.041
Caixa y Banco do Brasil	Programa Minha Casa Minha Vida ^d	—	—	—	0,1	112	112
Santander^f	CDC Eficiencia Energética de Equipos; IFC Productos Financieros convencionales en el mercado mayorista	96	127	124	140	193	680

Fuente: Elaboración propia.

^a Inversiones en PCH, plantas eólicas, colectores solares y de sistemas fotovoltaicos. No se incluyen inversiones en plantas hidroeléctricas de más de 30 MW.

^b Considera únicamente los desembolsos totales en energía renovable y eficiencia energética de todas las líneas de financiamiento mencionadas (BNDES, 2013b).

^c Fue creado en 2009 y reglamentado en 2010. Los valores de 2011 y 2012 corresponden al plano anual de aplicación de recursos, incluidos fondos reembolsables, no reembolsables, pago al agente financiero y gestión/administración del fondo. Recursos no reembolsables destinados a desarrollo y difusión de tecnologías, prácticas de adaptación al cambio climático, educación y monitoreo. Los recursos reembolsables son destinados a infraestructura, energía renovable, eficiencia energética y combate a la desertificación. No fue posible identificar las inversiones solo para energía renovable (MMA, 2015).

^d Considera únicamente los desembolsos para infraestructura en generación de electricidad a partir de energía renovable. FNE rural y no rural (Sudene, 2013).

^e En 2010 se reglamentó el uso opcional de sistemas de calentamiento de agua sanitaria en las unidades habitacionales del Programa Minha Casa Minha Vida. En 2012 se reguló que todas las unidades debían ser instaladas con colectores solares. Se reguló un máximo de R\$2.500 por sistema para unidades multifamiliares verticales y R\$1.800 para unidades horizontales. Este trabajo estimó el desembolso con un valor medio de R\$2.000 por sistema de calentamiento solar (Caixa, 2013; Cidades Solares, 2015).

^f Considera la inversión en energía renovable y eficiencia energética (23% en 2010, 17% en 2012, valores medios para los otros años) de los financiamientos socio-ambientales (Santander, 2015).

^g Tasa de cambio usada: 1 dólar = 2 reales.

la producción de energía fotovoltaica en micro generadores de hasta 5 KW. Con el apoyo de la Cooperación Alemana para el Desarrollo Sostenible, por medio de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, el valor que estará disponible por cada instalación será calculado considerando la localización del micro generador, cuando sea necesario saber la tarifa de energía eléctrica y de radiación solar. Consumidores residenciales y propietarios de comercio y pequeña industria podrán solicitar el apoyo de Fondo Solar, que en un primer momento contará con un fondo total de US\$32.500. Cada proyecto podrá recibir como mínimo US\$500 y, como máximo, US\$2.500.

Satrix, una empresa que actúa en la importación de paneles fotovoltaicos y venta de aerogeneradores, acaba de cerrar una alianza con el Banco Santander para que sus clientes, personas naturales o jurídicas, obtengan financiamiento de hasta 60 meses en equipos mediante la línea de crédito CDC Eficiencia Energética de Equipos. La tasa de interés variará de acuerdo con el equipo, pero el banco concede un subsidio especial, con tasas reducidas, para un máximo de 14 paneles fotovoltaicos. Es importante destacar que la referida línea de financiamiento, en sus moldes actuales, posee una tasa de interés semejante a la aplicada para préstamos realizados en las líneas de crédito personal.

ANEXO 3.3 Clasificación de las tecnologías de energía renovable para la generación eléctrica en Brasil

Tecnologías de energía renovable	Tipo de generación	Escala	KW	Características relevantes	Legislación
Hidroeléctrica	Central	Micro	Hasta 100	Normalmente solo con represas de desvío, en ríos con accidente natural.	Resolución Normativa No. 482 de 2012.
	Generadora Hidroeléctrica (CGH), puede ser para generación distribuida (GD)	Mini	Hasta 3.000		Anteriormente el límite superior era 1 MW según la Ley No. 9.427 de 1996, pero fue modificado por la Ley No. 13.097 de 2015.
	Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH)	Pequeña	3.000–30.000	Con reservorio igual o inferior a 3 km ² . Pueden aceptarse áreas de reservorio mayor cuando este tiene otros usos además del energético, y cuando se verifica una inecuación establecida por la Resolución No. 652, de 2003. En este último caso, el área máxima de embalse aceptada es 13 km ² . Generación conectada a la transmisión pero, en su mayoría, estas centrales no son modeladas en la planificación ni despachadas individualmente.	Anteriormente el límite inferior era 1 MW según la Ley No. 9.427 de 1996, pero fue modificado por la Ley No. 13.097 de 2015.
	Planta Hidroeléctrica de Energía (UHE)	Media y grande	Mayor a 30.000	Área de embalse superior a 3 km ² . Plantas modeladas y despachadas individualmente, generación centralizada.	Ley No. 9.427 de 1996.
Solar fotovoltaica	Generación distribuida (GD)	Micro Mini	Hasta 100 De 100 a 1.000		Resolución Normativa No. 482 de 2012. Actualmente está en discusión el límite superior. Se estudia un límite superior de 5.000 KW según la nota técnica No. 0017/2015 – SRD/ANEEL.
	Generación centralizada	Pequeña	De 1.000 a 30.000		Ley No. 9.427 de 1996.
	Generación centralizada	Pequeña	Hasta 30.000		Ley No. 13.097 de 2015.
Eólica	Generación distribuida (GD)	Micro Mini	Hasta 100 De 100 a 1.000		Resolución Normativa No. 482 de 2012. Actualmente está en discusión el límite superior. Se estudia un límite superior de 5.000 KW según la nota técnica No. 0017/2015 – SRD/ANEEL.
	Generación centralizada	Pequeña	De 1.000 a 30.000		Ley No. 9.427 de 1996. Resolución Normativa No. 482 de 2012.

(continúa en la página siguiente)

ANEXO 3.3 Clasificación de las tecnologías de energía renovable para la generación eléctrica en Brasil (continuación)

Tecnologías de energía renovable	Tipo de generación	Escala	KW	Características relevantes	Legislación
Biomasa	Generación distribuida (GD)	Micro	Hasta 100	Incluye biogás, bagazo de caña de azúcar, capim elefante, residuos, etc.	Resolución Normativa N° 482 de 2012. Actualmente está en discusión el límite superior. Se estudia un límite superior de 5.000 KW según la nota técnica No.0017/2015 – SRD/ANEEL.
		Mini	De 100 a 1.000		
Cogeneración calificada	Generación centralizada	Pequeña	Hasta 30.000		Ley No. 9.427 de 1996.
	Generación distribuida (GD)	Micro	Hasta 100	Se aceptan diversos combustibles: derivados de petróleo, gas natural, carbón, biomasa, residuos, etc. También se acepta el calor recuperado de procesos industriales. Se considera eficiencia energética y energética, para rangos de potencia, según el combustible.	Resolución Normativa No. 482 de 2012. Actualmente está en discusión el límite superior. Se estudia un límite superior de 5.000 KW según la nota técnica No. 0017/2015 – SRD/ANEEL. La Resolución Normativa No. 235 de 2006 define la cogeneración calificada.
		Mini	De 100 a 1.000		
Híbridos	Generación centralizada	Pequeña	Hasta 30.000		Ley No. 9.427 de 1996. Resolución Normativa No. 235 de 2006.
Híbridos	Solar-eólica; GD	Micro	Hasta 100		Resolución Normativa No. 482 de 2012. Actualmente está en discusión el límite superior. Se estudia un límite superior de 5.000 KW según la nota técnica No. 0017/2015 – SRD/ANEEL.
		Mini	De 100 a 1.000		

Fuente: Elaboración propia.

Financiamiento para energía renovable en Chile

Hernán Carlino

Contexto

La inversión en el sector eléctrico chileno está a cargo del sector privado, mientras que el Estado controla las funciones de regulación y fiscalización. El sector se divide en tres mercados independientes: generación, transmisión y distribución. Las actividades de generación y comercialización de energía se desarrollan en un contexto de libre competencia. La Comisión Nacional de Electricidad realiza planes indicativos, que no son vinculantes para los generadores.

La política energética de Chile se organiza en torno de tres ejes de acción: promover la energía a precios competitivos, asegurar el abastecimiento energético del país y ser ambientalmente sostenible. Para implementar estos objetivos, en enero de 2012 se aprobó la Estrategia Nacional de Energía (ENE) 2012-2030, que consiste en una hoja de ruta con las directrices de la política eléctrica que seguirá el país durante los próximos años, definición que tiene como pilares fundamentales el desarrollo de energías renovables no convencionales (ERNC) y un fuerte impulso a la eficiencia energética.

El gobierno de Chile, a través del Ministerio de Energía, ha emprendido la ejecución de una serie de iniciativas y programas que buscan incentivar y

promocionar estas fuentes de energía. Se han implementado diversos instrumentos de apoyo a la inversión, y también para mejorar la información sobre recursos energéticos y generar capacidades técnicas locales. La Ley No. 20.257 establece que las empresas que comercialicen energía en sistemas mayores deberán acreditar un porcentaje de ERNC del 10% en 2024. En este sentido, las cuotas obligatorias de generación mediante fuentes de ERNC (Ley No. 20.257), el pago preferencial en transmisión para fuentes de ERNC menores a 20 MW y la absolución del pago en aquellas menores a 9 MW (Ley Corta I), la reserva de un 5% de la licitación del suministro de las distribuidoras para generadores de ERNC (Ley Corta II), y la misma existencia de una División de Energía Renovable (DER) dentro del Ministerio y de un Centro de Energías Renovables (CER), asociada a la Corporación de Fomento de la Producción (Corfo), representan ejemplos concretos de la orientación del sector público en el desarrollo de este tipo de proyectos.

El marco legal y regulatorio incluye metas para la incorporación de lo que se denomina energía renovable no convencional (ERNC). La definición adoptada para estas energías cubre todas las fuentes, con la limitación de un máximo de 20 MW para hidroelectricidad.

La ley No. 20.698 establece que en 2025 el 20% de la energía comercializada debe provenir de fuentes renovables no convencionales.

El estímulo para el crecimiento de las ERNC es una estrategia destinada a aumentar la seguridad de suministro —diversificar las fuentes de generación y reducir la dependencia externa de combustibles—, así como también al desarrollo sostenible del sector energía, debido a su menor impacto ambiental respecto de las formas convencionales de generación eléctrica.

Este marco para las operaciones en el sector tiene efectos significativos en las modalidades que adopta el financiamiento de las ERNC.

Chile cuenta con abundantes recursos renovables para todas las tecnologías, aunque no sucede lo mismo con los combustibles fósiles. No obstante, desde el punto de vista de las fuentes, el 30% de la energía hoy generada es de fuente renovable (en gran parte hidroeléctrica de gran escala) y el 70% es de origen térmico (carbón y gas natural).

Dos de los cuatro sistemas interconectados instalados concentran el 99% de la potencia disponible del país: el Sistema Interconectado Central (74% de la capacidad instalada) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (un 25%).

Las tecnologías de fuente renovable que se estuvieron incorporando a la red han sido en su mayoría biomasa, sobre todo a partir de la significativa producción foresto-industrial, y energía eólica e hidroeléctrica. Además, el país cuenta con un extraordinario potencial de energía solar, dada la existencia de zonas con gran heliofanía, y también posee un interesante potencial de energía geotérmica.

De acuerdo con los resultados de las estimaciones más recientes, el potencial disponible para las ERNC, principalmente para aplicaciones orientadas al mercado eléctrico nacional, es muy significativo, y para algunas fuentes es ciertamente extraordinario. Los potenciales por tecnología son aproximadamente: 40 GW para energía eólica, 1.640 GW para solar fotovoltaica (PV), 552 GW para concentración solar destinada a la

generación eléctrica o solar termoelectrónica (CSP) y 12 GW para hidroeléctrica (Ministerio de Energía, 2014). Chile posee pues algunas zonas donde las energías renovables presentan condiciones privilegiadas, y su potencial aprovechamiento supera largamente el crecimiento de la demanda eléctrica nacional proyectada para las próximas décadas. Así, la Plataforma de Escenarios Energéticos Chile 2030 (2013) proyecta una potencia de unos 35 GW para 2025.

Por otra parte, Chile es una de las regiones con mayor actividad volcánica del planeta, lo que supone un alto potencial para la generación de energía geotérmica. Las cifras sobre potencial geotérmico son diversas y se posicionan en un rango de entre 3 GW (Empresa Nacional de Petróleo, Enap) hasta 16 GW (Lahsen, 1988), lo que podría representar un alto porcentaje de la capacidad instalada actual de la matriz energética del país.

El aprovechamiento de una fracción importante de ese potencial plantea al país diversos desafíos, entre ellos los correspondientes a la expansión de los sistemas de transmisión en sintonía con el incremento de la capacidad de generación, el manejo adecuado de la variabilidad de la producción de energía renovable, y también el hecho de asegurar la adecuada movilización de los recursos financieros para facilitar el aprovechamiento efectivo de ese importante potencial técnico.

Dos aspectos catalizan la penetración creciente de fuentes renovables no convencionales en el país: por una parte, la conveniencia de reducir la dependencia de la importación de combustibles fósiles, que —debido a la volatilidad de los precios de esos combustibles en el mercado internacional y a una tendencia de largo plazo que se suponía al alza— tiene efectos macro y microeconómicos, e impacta sobre la competitividad de las empresas orientadas a la exportación de su producción y sobre los resultados de las cuentas del comercio exterior.

Por otra parte, existen dificultades para el desarrollo de los importantes recursos hidroeléctricos de gran escala del sur del país (sobre todo debido a que las organizaciones de la sociedad civil [OSC]

presentan objeciones ambientales a la implantación de embalses, pero también de líneas de transporte). Asimismo, la concentración de los derechos del agua y la lentitud del sistema de aprobación ambiental y de constitución de servidumbres se han traducido en barreras adicionales a la entrada de nuevos actores al mercado que deben enfrentar incertidumbres sobre los costos y los plazos y, por ende, respecto de las utilidades de operar en este mercado.

Cabe destacar que, aunque las ERNC solo representan el 6% de la energía total generada en los sistemas interconectados nacionales, si se toma la incorporación de las renovables en los últimos cinco años, este porcentaje sube al 12%, y, si se considera solo el año 2013, se eleva un 44% con respecto al año anterior. Se destaca también que sobre un total de unos 1.000 MW de potencia de ERNC ya instalada, más del 60% se ha incorporado en los últimos cinco años, lo que indica la importancia creciente que la ERNC asume en la matriz primaria y la acelerada expansión de ese proceso en curso.

El gráfico 4.1 muestra la evolución que ha tenido desde el año 2000 la potencia instalada a partir de ERNC en el sistema de energía nacional.

Si se efectúa una distinción por fuente, la energía eólica representaba el 41% de la ERNC

incorporada en los últimos cinco años, la de biomasa (sobre todo de origen forestal) el 31%, la hidroeléctrica el 27%, y la solar el 1%. En tanto, entre enero y septiembre de 2014 se instalaron casi 700 MW adicionales, de los cuales 100 MW son solares (Centro de Energías Renovables, 2014a).

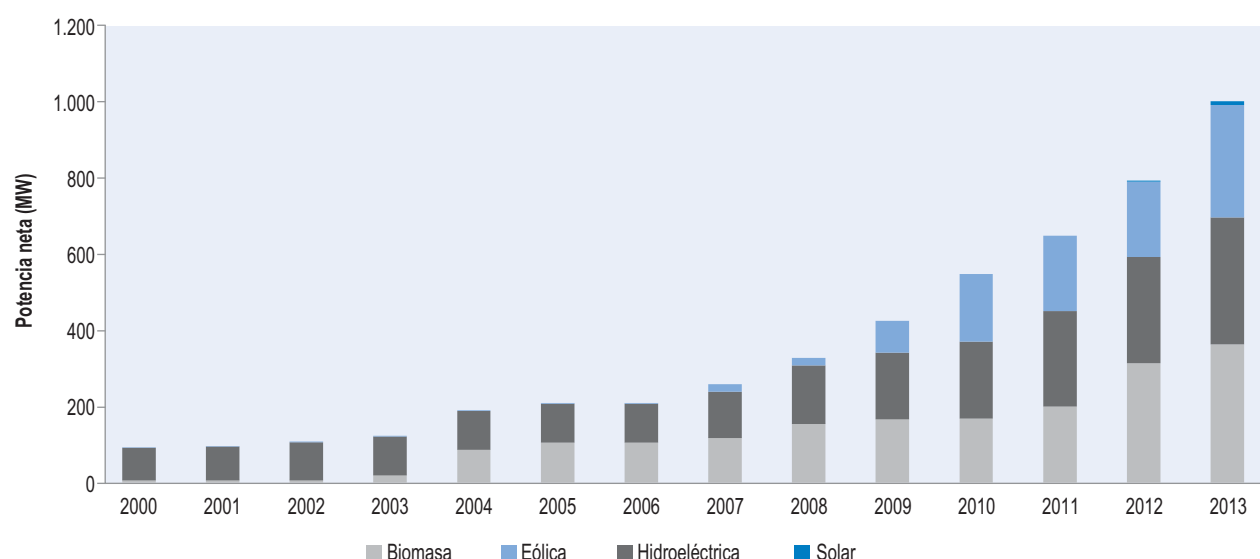
Una prospectiva de la situación futura se puede obtener analizando los proyectos presentados al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental que realiza el Servicio de Evaluación Ambiental, un organismo público funcionalmente descentralizado que cuenta con personalidad jurídica y patrimonio propio.

Los proyectos energéticos aprobados en ese ámbito totalizan una potencia superior a 9.000 MW y los que están en trámite de evaluación suman más de 4.000 MW. La energía solar representa más del 55% de los proyectos y, a su vez, la energía eólica, el 35%.

Los tres elementos clave de la legislación vigente para la promoción de las ENRC son:

- La obligación de contratación de una cuota.
- La exención de cargos de transmisión.
- La creación del Centro de Energías Renovables.

GRÁFICO 4.1 Potencia instalada a partir de ERNC (en MW)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de información de la Comisión Nacional de Energía, Chile.

La principal regulación para promover las ERNC consiste en fijar un porcentaje mínimo de este tipo de energías a las distribuidoras de energía eléctrica. Este porcentaje es progresivo, y se establece que en 2025 el 20% de la energía comercializada debe provenir de fuentes renovables no convencionales, a la vez que se introducen mecanismos de licitación de bloques de ENRC para apoyar el cumplimiento de esta nueva meta, de acuerdo con la Ley No. 20.698 de 2013, que duplica el porcentaje que fijaba la Ley No. 20.257 de 2008.

La ley reciente representa un paso fundamental en la consecución de ese objetivo, en línea con el segundo pilar de la Estrategia Nacional de Energía 2012-2030, mediante el cual se establece que se consolidarán e implementarán herramientas de información actualizada y de carácter público, que servirán para orientar y facilitar decisiones de inversión privada en proyectos con ENRC.

Entonces, el objetivo es acelerar la incorporación de las ERNC en la matriz energética, de manera que estas puedan alcanzar un mayor porcentaje de participación.

Esa meta configura entonces un panorama promisorio para las ERNC, ya que para su cumplimiento (20% en 2025) se requerirá la incorporación de más de 6.000 MW de potencia de ERNC (por encima de los 1.000 MW a fines de 2013). La cartera total de proyectos de ERNC suma por sí sola alrededor de 17.000 MW, de los cuales algo más de 10.000 MW corresponden a proyectos aprobados, y casi 7.000 MW en calificación dentro del Sistema de Evaluación Ambiental, por lo que las perspectivas de cumplimiento de la obligación se perfilan como muy auspiciosas. Así, el Centro de Energías Renovables, en su reporte anual de 2013, estima que para 2025 la capacidad instalada en ERNC alcanzará unos 8.000 MW.

Para poner en perspectiva la magnitud de los proyectos en cartera puede mencionarse que, por contraste, los dos principales sistemas interconectados chilenos, que concentran hoy el 99% de la potencia disponible del país, tienen actualmente una capacidad instalada de alrededor de 17.500 MW.

Además, la Ley No. 20.257 establece que las empresas que no cumplan con la obligación mencionada deben pagar por cada MWh de déficit un cargo que asciende a unos US\$30/MWh en la actualidad. Si dentro de los tres años siguientes se incurre nuevamente en incumplimiento, el cargo se incrementa en un 50%.

Por otro lado, la Ley No. 19.940 de 2004 exime a los proyectos de potencia menor a 9 MW del pago de costos de transmisión del sistema troncal.

Finalmente, la creación del Centro de Energías Renovables (CER) permitió consolidar en una única institución a las acciones del país para la promoción de ERNC. El Centro provee apoyo técnico para desarrollo de proyectos y se ha convertido en una fuente clave de información sobre energía renovable.

En el plano internacional, en agosto de 2010 Chile presentó formalmente a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) una nota en la cual se consignaba que el país adoptaría voluntariamente acciones nacionales apropiadas de mitigación (NAMA, por sus siglas en inglés), en los términos del párrafo 5 del Acuerdo de Copenhague, con el objeto de lograr una desviación del 20% por debajo de la trayectoria de crecimiento de las emisiones “Business as Usual” (BAU) hacia 2020, proyectadas desde 2007. En esa nota se indica que las medidas de eficiencia energética, energía renovable, y uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y forestación constituirán el foco principal de las acciones de mitigación a emprender. Asimismo, la nota señala que para lograr ese objetivo el país necesita un nivel relevante de apoyo internacional. En ese sentido, en 2013 Chile inscribió NAMA que le permitirán reducir en 10,8 MtCO₂e sus emisiones anuales.

Por otra parte, en enero de 2010 el país formalizó su entrada a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), institución que promueve —entre otras cosas— la implementación de acciones para mitigar el cambio climático, y aunque esos compromisos y las acciones derivadas de ellos no son vinculantes para todos los miembros de ingresos medios, la pertenencia a

la organización implica que se valoran las acciones voluntarias que se tomen o los compromisos de reducción específicos que se adopten.

Asimismo, debe mencionarse que en la arena internacional de cambio climático Chile negocia en el seno de la Alianza Independiente de América Latina y el Caribe (AILAC) un grupo de negociación recientemente creado, que ha reclamado la puesta en vigor de acciones para mitigar el cambio climático y que está dispuesto por su parte a actuar vigorosamente en materia de acciones nacionales de mitigación.

Por otra parte, la Segunda Comunicación Nacional del Gobierno de Chile a la CMNUCC afirma que el país reconoce que uno de los principales elementos para estabilizar las emisiones es incorporar a todos los países en un esfuerzo global y conjunto.

En la Contribución Prevista y Determinada Nacionalmente presentada a la CMNUCC en 2015, Chile se comprometió a reducir en un 30% en 2030 sus emisiones de CO₂ por unidad de producto interno bruto (PIB) con respecto a 2007 de modo incondicional, y además, en coincidencia con la obtención de aportes monetarios internacionales, a mejorar esta reducción de modo de alcanzar una disminución de entre un 35% y un 45% con respecto a 2007.

Aunque Chile es un país con relativamente bajas emisiones respecto del nivel mundial, también reconoce que, con el desarrollo de su economía en las últimas décadas y con el crecimiento proyectado, sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) continuarán aumentando de forma acelerada en ausencia de medidas, por lo cual el país afirma su voluntad política para actuar a fin de limitar su crecimiento, adoptando acciones nacionales.

Además, para Chile es importante ampliar el uso de mecanismos de mercado en los países desarrollados, de modo de restringir el crecimiento de las emisiones. Por ello, considera necesario permitir que las NAMA generen créditos de carbono, tanto aquellas de carácter unilateral como las efectuadas mediante financiamiento internacional.

Asimismo, Chile cree que es preciso avanzar de forma decidida hacia una economía más baja en

carbono, para lo cual promueve el fortalecimiento de capacidades dirigido a la preparación de inventarios de emisiones del país, la integración de diversos esfuerzos sectoriales para elaborar proyecciones de emisiones para los próximos años, los cuales se han visto consolidados de forma más reciente en las actividades del Programa MAPS Chile y en la producción de información para que Chile pueda preparar NAMA, especialmente en los sectores de energía, uso y cambio de uso de la tierra y silvicultura.

En tanto, el Programa Nacional de Gestión del Carbono 2013-2014 tiene como objetivo apoyar y fomentar la gestión y la cuantificación voluntaria de las emisiones de GEI a nivel corporativo, ya sea en el ámbito público o privado, entregando las herramientas adecuadas para el cálculo de la huella de carbono corporativa.

Asimismo, en 2014 se aprobó una reforma tributaria que impone un impuesto al carbono, que significa un cobro en forma de impuesto a las emisiones de carbono producidas por establecimientos cuyas fuentes fijas —calderas o turbinas— individualmente o en su conjunto sumen una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos).

El impuesto al carbono, que entrará en vigencia en 2017 y que empezará a ser recaudado en 2018, se fijó en US\$5 por tonelada de dióxido de carbono emitido por cada planta. Las plantas que son alimentadas por fuentes renovables o que también tienen pequeñas instalaciones estarán exentas de esta regla. Se espera que empresas como Endesa, AES Gener, Colbún y E-CL, generadora eléctrica del norte de Chile, paguen la mayor parte del impuesto.

El otro gravamen contemplado en la reforma se aplica a los vehículos motorizados nuevos, livianos y medianos, los cuales pagarán, por una única vez, un impuesto relacionado con las emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx) del vehículo, según reza el Artículo 3 de la Ley No. 20.780 de 2014.

La adopción de esta medida es consecuencia directa del proyecto piloto Iniciativa Global

de Economía de los Combustibles (GFEI, por sus siglas en inglés), financiado por el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) e implementado por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA). El GFEI se puso en marcha en marzo de 2009 para crear conciencia sobre el potencial de ahorro de combustible para los vehículos fabricados y vendidos en todo el mundo. El proyecto también ofrece orientación y apoyo en el desarrollo de estrategias para fomentar la introducción de vehículos de bajo consumo.

En Chile también se adoptó un programa elaborado de etiquetado de vehículos. Este es el primer programa piloto de este tipo de etiquetado en América Latina.

Es dable destacar que la producción de electricidad y el transporte son los dos mayores emisores de GEI, y por ello los nuevos tributos alcanzan a la generación de electricidad y los vehículos.

A partir de estas medidas, la reducción de emisiones potencial estimada es de un 3% a un 6%, lo que contribuye a alcanzar la meta de un 20% de reducción comprometida por el país para 2020 respecto de los niveles de 2007. Por lo tanto, este nuevo marco normativo tributario es de gran impacto para el desarrollo de las ERNC en Chile, ya que se espera que con un impuesto de esta naturaleza las empresas perciban estos costos adicionales como un incentivo para cambiar su modelo de negocio y buscar alternativas energéticas novedosas y limpias, y no simplemente trasladar estos costos a los clientes.

Análisis

El objeto del análisis es examinar las tendencias locales de financiamiento de ERNC, atendiendo a las de pequeña y mediana escala, y la evolución de ese financiamiento, al considerar su estado actual y su crecimiento en los últimos 5 a 10 años.

El análisis se centra en la banca de desarrollo, aunque también se examina cómo la banca comercial ha sido o será capaz de implementar las líneas de financiamiento para proyectos de energía renovable de la banca de desarrollo.

La información macroeconómica indica que Chile es una de las economías de más rápido crecimiento de América Latina, aunque con una desaceleración gradual de esa tendencia, observada más claramente en 2013. La economía chilena habrá de continuar expandiéndose, con proyecciones de crecimiento del PIB a tasas anuales de alrededor del 4,5%-5%. Los sectores de energía, minería y agricultura continuarán en expansión y consecuentemente lo harán las actividades vinculadas a la construcción y los servicios. Estas tendencias tienen impactos sobre la demanda de energía. En la última década, el consumo de energía en Chile creció alrededor de un 90%, entre 2002 y 2012. De acuerdo con el Balance Nacional de Energía 2012, el consumo de electricidad habrá de crecer entre un 5,5% y un 6,5% anual hacia 2020.

Por otra parte, el país sigue dependiendo de fuentes externas de energía y ha reemplazado el gas natural que importaba de Argentina con otras importaciones de combustibles fósiles.

El potencial de las ERNC es muy elevado, aunque por ahora estas energías representan alrededor del 6% de la generación eléctrica nacional (hidro de pequeña escala, biomasa, eólica y solar). La expansión de la energía hidroeléctrica podría solventar buena parte del crecimiento de la demanda esperada, pero las preocupaciones ambientales han promovido una fuerte oposición a un proyecto de esas características en el sur del país, una región que —en conjunto con la Central— concentra el 35% de la generación eléctrica. Sin embargo, en este último caso, la generación está siendo afectada también por una hidrología más desfavorable, problema que surgió en años recientes. El gobierno ha promovido el desarrollo de las ERNC que permitirían además cumplir con los compromisos internacionales en materia de mitigación del cambio climático asumidos por el país a partir del Acuerdo de Copenhague en 2009.

En estas circunstancias, los desarrolladores internacionales privados han tenido una presencia creciente a partir de 2005 y luego cada vez más intensa desde principios de la década en curso.

Al mismo tiempo, para utilizar los recursos provenientes del financiamiento climático y movilizar los recursos financieros nacionales, en particular los del sistema financiero, es preciso examinar la capacidad del sistema financiero nacional a fin de sostener en el tiempo una corriente de inversiones dirigida a cumplir con la Estrategia Nacional de Energía 2012-2030.

En este sentido, la estrategia gubernamental en materia energética incluye los siguientes pilares: i) adoptar un compromiso decidido con la eficiencia energética e impulsarla como una política pública de suma importancia; ii) ratificar la necesidad de incorporar cada vez más las ERNC en la matriz eléctrica chilena; iii) potenciar de manera clara y decidida las energías renovables tradicionales; iv) fortalecer el diseño y la solidez del sistema de transmisión, e impulsar su desarrollo; v) abordar los diversos desafíos que presentan el mercado y la distribución eléctrica, y vi) promover un avance sostenido en el desarrollo de las interconexiones internacionales.

Estas orientaciones de política energética deben realizarse en el contexto de una economía pequeña relativamente abierta, y aún sujeta a shocks externos significativos. Esto requiere preservar el sólido marco de políticas macroeconómicas, con metas presupuestarias de mediano plazo coherentes con el mantenimiento de una posición financiera neta robusta por parte del gobierno, lo que podría limitar la capacidad de sostener los esfuerzos dirigidos a expandir las ERNC con recursos puramente públicos, en el marco de orientaciones de política que proponen robustecer la consecución de la equidad y el bienestar de los ciudadanos.

Por ello, es clave que haya una eficaz movilización de los recursos del financiamiento para que, frente a los retos que plantean el crecimiento esperado de la demanda, la necesidad de disminuir la dependencia de los combustibles fósiles de importación, las afectaciones derivadas de la menor disponibilidad hidrológica, el sostenimiento de la competitividad internacional para asegurar el acceso a los mercados internacionales a los que Chile

destina su producción y las posibilidades de aprovechar a pleno la dotación de recursos energéticos, en particular el enorme potencial de las energías renovables, el país refuerce su avance en la diversificación de la matriz energética.

Entre las principales barreras para el desarrollo de las ERNC en Chile se encuentran las asociadas al financiamiento de los proyectos, algunas de ellas precisamente relacionadas con las características del sistema financiero nacional. Entre las mismas, los distintos estudios considerados mencionan como uno de los principales desafíos el acceso al financiamiento. En particular:

- La falta de esquemas de financiamiento adecuado; es relativamente limitado el acceso a fondos en dólares y a largo plazo para adquirir equipos (por ejemplo, paneles solares o turbinas) que permitan calzar las fuentes de fondos con las necesidades de financiamiento de proyectos de ERNC, acentuando el riesgo de cambio y de plazos, y haciendo necesario un intenso arbitraje de plazos y monedas que algunas instituciones del sistema son renuentes a realizar, en línea con las más estrictas regulaciones prudenciales.
- En algunos casos, la limitada experiencia — junto con un alto grado de aversión al riesgo de las instituciones bancarias— en el sector de ERNC ha provocado cierta renuencia a considerar este tipo de proyectos que involucran innovaciones tecnológicas, incertidumbre y riesgo de implementación, salvo en el caso de algunas instituciones financieras que se han ido especializando en este nicho de mercado. Hasta principios de esta década, de modo general, la banca solo financiaba contra garantías reales adicionales al proyecto, y en general se requería que esas garantías estuvieran muy por encima de los montos de préstamo solicitados, con una escasa propensión a aplicar mecanismos de financiamiento basados en proyectos (“Project Finance”), pues prevalecía la consideración de los antecedentes financieros de la empresa que presentaba el proyecto (“Corporate Finance”). Así es

frecuente que los nuevos actores que quieren participar en el desarrollo del sector no siempre tienen la fortaleza financiera para garantizar el préstamo, y esto dificulta la obtención del financiamiento.

- La insuficiente disponibilidad de instrumentos de mitigación del riesgo, que limiten o permitan transferir los diferentes riesgos asociados a cada tecnología de ERNC (riesgo de construcción, de precio y de acceso al recurso).
- El modelo de negocio de los desarrolladores de proyectos no siempre es compatible con los estándares de la industria eléctrica nacional y provoca algunas dificultades adicionales en la gestión del financiamiento.

A estas barreras de naturaleza específica asociadas al financiamiento de los proyectos deben agregarse otras, incluidas las propias de cada tecnología, entre las cuales pueden mencionarse:

- Barreras en la etapa de pre-inversión, debido a los largos períodos de aprobación y los numerosos trámites que deben realizarse en esta etapa, que aumentan los costos de transacción y afectan las limitadas capacidades para evaluar los resultados del aprovechamiento del recurso, entre otras.
- Barreras asociadas a la construcción del proyecto.
- Barreras relacionadas con la operación del proyecto, entre ellas las correspondientes a:
 - La onerosa conexión a las redes, debido principalmente a las distancias.
 - Las dificultades para lograr contratos de compra o ligadas a plazos relativamente cortos.
- Otras barreras genéricas, como:
 - La limitada oferta de servicios conexos.
 - La oposición local al desarrollo de proyectos.

En esta misma línea, según el estudio Escenario Línea Base de Emisiones de GEI del sector Generación y Transporte de Electricidad, existen

barreras que estorban la entrada de las ERNC al mercado, entre ellas: la dificultad para financiar los proyectos, las limitaciones de las redes de transmisión, la falta de información acerca de los recursos, los extensos tiempos de tramitación en materia de decisiones sobre conexión a las redes y la oposición de las comunidades locales a algunos tipos de proyectos.

Por ello, la eficiente movilización de recursos financieros, públicos y privados, internacionales y locales, es un requisito esencial para propulsar las transformaciones que se deben llevar a cabo.

En esta dirección, la introducción de instrumentos innovadores de financiamiento y de mitigación del riesgo, y la difusión de conocimiento y de información sobre las características distintivas de los proyectos de ERNC permitirán utilizar los recursos del sistema financiero nacional que, mediante el apalancamiento de los provenientes del financiamiento climático, constituyen herramientas clave para concretar la estrategia energética nacional.

Luego, entre las recomendaciones que formula el estudio mencionado ut supra dirigidas a eliminar las barreras que afectan a aquellos proyectos de ERNC que puedan ser competitivos —teniendo como requisito que las medidas que se tomen no distorsionen el funcionamiento del mercado eléctrico ni se traduzcan en cambios radicales al marco legal vigente— en lo concerniente a facilitar el acceso al financiamiento y a mejorar además las condiciones económicas y financieras de los proyectos, se incluyen las siguientes propuestas:

- Introducir mecanismos que reduzcan los riesgos percibidos por las fuentes de financiamiento de proyectos de ERNC, mediante instrumentos de cobertura de riesgos o seguros, especialmente para aquellos proyectos que no accedan a acuerdos de compra de energía (PPA, por sus siglas en inglés, Power Purchase Agreements).
- De manera complementaria, se propone que la Corfo establezca un fondo de garantía estatal para reducir dichos riesgos.

- En lo que concierne al acceso a los contratos, se propone revisar las condiciones exigidas en las licitaciones de suministro para clientes regulados, de manera de asegurar que no existan condiciones más favorables para las empresas que ya están en el mercado, y licitar bloques de menor tamaño para facilitar el acceso de las ERNC.
- Promover la construcción de líneas de transmisión compartidas por proyectos de ERNC, incorporando un subsidio contingente de la Corfo para el desarrollo de líneas con capacidad excedente, a fin de asegurar su uso futuro por nuevos proyectos de ERNC.
- Regular los procedimientos de conexión a la red para que sean transparentes y expeditos.

El sistema financiero chileno

El Banco Central de Chile (BCC) tiene como misión contribuir al buen funcionamiento de la economía y al bienestar de la sociedad, velando por la estabilidad de la moneda y el normal funcionamiento de los pagos internos y externos, y entre sus objetivos se cuenta el de promover un funcionamiento eficiente y seguro de los sistemas financieros.

La supervisión del sistema es ejercida por la Superintendencia de Bancos e Instituciones Financieras (SBIF), conforme el mandato que le impone la Ley General de Bancos a la SBIF, que consiste en supervisar a las empresas bancarias y otras instituciones financieras en resguardo de los depositantes u otros acreedores y del interés público.

En lo que se refiere al sistema bancario, el tamaño de este ha aumentado de manera considerable: así los activos del sistema bancario representaban alrededor de un 21% del PIB en 1979, mientras que en 2001 esa relación había subido a un 63,6%. Respecto del crédito al sector privado no bancario es posible apreciar un continuo incremento a través del tiempo. El crédito al sector privado no bancario como porcentaje del PIB muestra una alta pendiente positiva en todo el período. Esta razón se ha casi duplicado en las últimas décadas, entre 1990 y 2008. Por su parte, el mercado accionario

ha tenido un crecimiento explosivo en su tamaño, y la liquidez observa una tendencia similar.

El sistema financiero también se ha desarrollado por otras vías. El mercado de bonos corporativos ha ostentado una gran expansión a partir del año 2000 y el de fondos mutuos también ha crecido notablemente durante los últimos años, tanto en número como en tipos de fondos. Asimismo, y como consecuencia de esa evolución, Chile tiene hoy uno de los sistemas financieros más desarrollados en cuanto a su tamaño entre las denominadas economías emergentes, pues los activos totales del sistema financiero representaban alrededor de 1,7 veces el producto. Al mismo tiempo, la proporción de propiedad pública de las instituciones del sistema financiero es una de las más pequeñas de América Latina.

El desarrollo financiero en Chile también puede observarse en la diversificación que se ha producido en las carteras de las administradoras de fondos de pensiones (AFP). Así, el peso de los papeles públicos ha disminuido de manera significativa, mientras que ha aumentado la participación de papeles privados y también de inversiones en el exterior.

No obstante, pese al reordenamiento y la eficaz regulación del sistema, el robusto crecimiento posterior a las transformaciones habidas y la profundización que se ha operado en el sistema, que puede atribuirse en gran parte a la reforma del sistema jubilatorio, aún subsisten algunas limitaciones, en particular las vinculadas con la baja liquidez del mercado accionario (pese a su tamaño), ya que son pocas las empresas que cotizan en bolsa, la capitalización del mercado accionario es relativamente baja, el valor de las transacciones es modesto y solo una parte pequeña del valor bursátil de las compañías efectivamente se transa en la bolsa. A la vez hay un grado de desarrollo de la industria de capital de riesgo relativamente bajo.

Por su parte, en el sistema bancario los analistas han señalado un proceso de creciente concentración, y en algunos casos una estrategia muy orientada a los bancos con prioridades dirigidas a los nichos de mercado.

Para realizar un análisis lo más completo posible de las fuentes actuales y potenciales de financiamiento para las energías renovables, se incluye también en este acápite a las administradoras de fondos de ahorro previsional, en cuanto tienen capacidad de asignar recursos para la inversión productiva.

El sistema bancario

En Chile integran actualmente el sistema bancario 23 bancos establecidos y que operan en el país, 18 de los cuales se consideran “bancos establecidos en Chile”, y son los siguientes: Banco de Chile, Banco Internacional, Scotiabank Chile, Banco de Crédito e Inversiones, Corpbanca, Banco BICE, HSBC Bank (Chile), Banco Santander Chile, Banco Itaú Chile, Banco Security, Banco Falabella, Deutsche Bank (Chile), Banco Ripley, Rabobank Chile, Banco Consorcio, Banco Penta, Banco Paris y Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (BBVA) Chile. Además de los anteriores, hay cinco sucursales de bancos extranjeros, a saber: Banco do Brasil S.A., JP Morgan Chase Bank, N. A., Banco de la Nación Argentina y The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, LTD. Finalmente, también existe un Banco Estatal, el Banco del Estado de Chile.

Al 30 de septiembre de 2013, según los datos del Panorama de la Industria Bancaria del tercer trimestre de 2013, publicado por la SBIF, los depósitos totales del sistema bancario llegaban a algo más de US\$185.000 millones, de los cuales el 28,6% eran depósitos a la vista.

Con una cartera de colocaciones de US\$223.002 millones en septiembre de 2013, las colocaciones comerciales (a empresas) representaban el principal destino de los créditos (61,4% del total), mientras que las colocaciones a familias incluían las destinadas al consumo y a la vivienda. Para la fecha mencionada, las 11 instituciones financieras con mayor participación en colocaciones representaban un 96,97% del total.

Por su parte, los activos totales del sistema sumaban US\$302.000 millones.

Las instituciones financieras chilenas y las energías renovables

Algunos de los antecedentes consultados indican que hay una participación creciente del sistema financiero en la movilización de recursos para facilitar la expansión de las energías renovables. Sin incluir aquellos mecanismos financieros específicos para proyectos de ERNC que el Estado estableciera en su momento, las posibilidades de financiamiento se concentran hoy en aquellos instrumentos que están disponibles para proyectos de diferente índole y también el correspondiente a los organismos internacionales que financien la mitigación del cambio climático y la inversión en infraestructura.

Los bancos chilenos han sido relativamente parsimoniosos en invertir en la industria de las energías renovables en la última década, limitando de alguna manera el potencial de crecimiento del sector. No obstante ello, y revelando lo que podría ser una incipiente reversión de esta tendencia, según Climate Scope 2013 (Bloomberg New Energy Finance y Fomin, 2013), en 2012 los bancos chilenos han hecho una contribución a las inversiones en ERNC sustantivamente mayor a la de años anteriores, pues esas instituciones financieras locales fueron responsables de estructurar un financiamiento para ese año que sumó aproximadamente US\$300 millones sobre un total de unos US\$2.000 millones correspondientes al financiamiento comprometido en ese año (Bloomberg New Energy Finance y Fomin, 2013), incluso teniendo en cuenta que este financiamiento total casi cuadruplicó el del año 2011. Un elemento favorable de esta evolución es que, según la misma fuente, Chile tiene uno de los costos de financiamiento más bajos de la región de América Latina y el Caribe.

Debe mencionarse que en Chile, gracias a una diversidad de factores, las empresas grandes están en condiciones de acceder al mercado de capitales local, pero también de obtener recursos de deuda y capital en los mercados financieros internacionales. Sin embargo, la situación es diferente para las pequeñas y medianas empresas (PyME) que ven limitado su potencial de crecimiento en buena

medida a la aportación de recursos propios, y esta estructura dual refuerza algunos mecanismos de concentración de la actividad.

Así, una encuesta realizada a sus socios por parte de la Asociación de Emprendedores de Chile (ASECH) revela que cuando se consultó a las empresas participantes acerca de las vías mediante las cuales financiaron sus emprendimientos, en general respondieron lo siguiente:

- Fondos propios: 68%.
- Crédito, *leasing* o *factoring* bancario: 10%.
- Fondos públicos: 11%.
- Concursos privados y plataformas de emprendimiento: 1,4%.
- Incubadora o aceleradora: 0,9%.
- Capital de riesgo o inversionista ángel: 3,7%.
- *Crowdfunding*: 0%.
- Otro: 5%.

Quedan así expuestas las dificultades de acceso al financiamiento de las PyME, que son comunes, de modo general, a las de otros países de la región, especialmente si se tienen en cuenta la naturaleza y las complejidades de la inversión en las ERNC.

De acuerdo con las entrevistas realizadas, las alternativas para financiar proyectos de ERNC son esencialmente dos. La primera opción es el financiamiento vía deuda, en cuyo caso se puede acceder a recursos de cuatro fuentes potenciales disponibles: el sector bancario nacional, la banca internacional, los organismos internacionales, y las agencias de crédito a la exportación (ECA, por sus siglas en inglés). (Se hacen referencias breves a estas fuentes en el análisis ulterior.)

La segunda alternativa corresponde al financiamiento vía capital, en cuyo caso existe un buen número de entidades, nacionales y extranjeras, interesadas en participar en proyectos de inversión de ERNC. Según las fuentes de análisis existentes, la mayoría de los proyectos de ERNC se han venido realizando bajo este marco, mediante el cual las grandes empresas eléctricas financian sus proyectos con una combinación de capital y créditos corporativos.

Por otro lado, para el otorgamiento de préstamos los bancos locales exigen garantías por montos que se acercan al total del préstamo. De esta forma se limita el acceso a financiamiento por parte de nuevas empresas desarrolladoras, disminuyendo la competencia y limitando el crecimiento del sector.

Sin embargo, más recientemente han surgido entidades bancarias dispuestas a otorgar préstamos bajo el esquema de financiamiento a partir de proyectos (“Project Finance”), los cuales podrían ser concedidos en combinación con nuevas herramientas para mitigar los riesgos que típicamente están presentes en este tipo de proyectos energéticos, que son innovadores en muchos sentidos.

Las administradoras de fondos de pensiones

El sistema de pensiones vigente en Chile se basa en la capitalización individual obligatoria del ahorro previsional de los afiliados. Esto significa que cada trabajador afiliado efectúa mensualmente un aporte previsional del 10% de su remuneración, el cual es acumulado en una cuenta de capitalización individual, que aumenta de acuerdo con los aportes que realiza el trabajador y la rentabilidad obtenida con la inversión de sus fondos. El dinero acumulado en la cuenta es de propiedad de cada trabajador afiliado y opera como patrimonio independiente de la AFP.

La administración de los fondos acumulados por cada trabajador está en manos de entidades privadas (sociedades anónimas) denominadas administradoras de fondos de pensiones (AFP), que fueron creadas especialmente para estos fines.

Las AFP son las encargadas de recaudar las cotizaciones previsionales, mantener al día las cuentas individuales de los afiliados, invertir los recursos de los fondos y otorgar las jubilaciones a los beneficiarios. Las inversiones se rigen por normas legales de diversificación contempladas en el Decreto Ley No. 3.500, que reducen el riesgo de los fondos. El cumplimiento de estas normas es supervisado por una entidad estatal denominada Superintendencia de Pensiones, dependiente del Ministerio del Trabajo y Previsión Social.

En la actualidad en Chile opera un total de seis AFP. Varias de ellas están ligadas a organizaciones de distintos sectores de la actividad económica. Otras se encuentran vinculadas a bancos o compañías de seguros internacionales, y a accionistas nacionales, pero todas están sometidas por igual a reglas estrictas y objetivas, cuyo cumplimiento es fiscalizado por el Estado.

Según el régimen de inversión vigente a partir del 30 de julio de 2013 para las AFP, los fondos pueden invertirse en diferentes instrumentos dentro de condiciones y límites fijados por la ley y el régimen de inversión vigente:

- Instrumentos de deuda nacional.
- Acciones nacionales.
- Cuotas de fondos mutuos y de inversión nacionales.
- Instrumentos extranjeros.
- Instrumentos derivados.

Según los datos del Informe de Valor y Rentabilidad de los Fondos de Pensiones y cálculos propios, a abril de 2014 el valor de los fondos de pensiones llegaba a algo más de US\$164.300 millones.

Por otra parte, si se observa la cartera de inversión de los fondos de pensiones a la mencionada fecha, se verifica que entre los instrumentos de renta variable, las inversiones en acciones llegaban al 9,4% de la cartera total, mientras que, entre los instrumentos de renta fija, los bonos de empresas sumaban un 7,4%. Casi la mitad de la cartera de los fondos estaba colocada en instrumentos del Banco Central (47,1%) y otro 8,2% en instrumentos de la Tesorería. En la medida en que el sector de ERNC consiga articular robustas estrategias de desarrollo de proyectos y mitigar los riesgos de proyecto con adecuados mecanismos de garantías, los fondos de pensiones podrían constituirse en una importante fuente de financiamiento adicional de largo plazo para estas iniciativas. Habría que efectuar un análisis particular para determinar cuáles serían los mecanismos y posibilidades y restricciones, en particular de naturaleza institucional, para que el marco regulatorio induzca una mayor participación de las AFP en este sector.

Financiamiento nacional para el desarrollo de Chile

Corfo. La Corporación de Fomento de la Producción (Corfo), fundada en 1939, es el organismo del Estado chileno encargado de impulsar la actividad productiva nacional. Según sus lineamientos y misión, es un organismo ejecutor de las políticas gubernamentales en el ámbito del emprendimiento y de la innovación, a través de herramientas e instrumentos compatibles con los lineamientos centrales de una economía social de mercado, de modo de crear las condiciones para construir una sociedad de oportunidades. Su misión es fomentar el emprendimiento y la innovación para mejorar la productividad de Chile, y alcanzar posiciones de liderazgo mundial en materia de competitividad.

La Corfo financia aquellas actividades que, según las orientaciones de política, ha decidido promover mediante recursos patrimoniales, constituidos por imposiciones financieras que obtienen renta, por dividendos de sus empresas afiliadas y por aportes anuales del presupuesto fiscal, asignados en función del total de recursos fiscales disponibles y del programa de desembolsos aprobados.

A la luz del fortalecimiento del sector privado para llevar a cabo las inversiones que planteaba el progreso del país, la Corfo debió redefinir su misión, reorientando su rol de fomento productivo hacia el desarrollo de las capacidades competitivas de las empresas chilenas, especialmente las de menor tamaño.

La consolidación de su rol en el fomento productivo posibilitó a la Corfo expandir su ámbito de apoyo y promoción. Primero, su acción se concentró en elevar la competitividad individual de las empresas; luego, la de las cadenas productivas y más tarde, la del entorno empresarial, en el entendido de que todos forman redes que se influyen entre sí. Más recientemente, a partir de 2010, se buscó fortalecer su papel como agencia orientada a facilitar e impulsar el emprendimiento y la innovación, y a apoyar mejoras en la competitividad de las empresas de menor tamaño: micro, pequeñas y medianas.

La Corfo también ha contribuido con su apoyo a un proceso incipiente de transformación mediante el cual el sistema bancario chileno ha ido evolucionando de manera progresiva, desde realizar primariamente operaciones de préstamos contra garantías reales hasta otorgar préstamos contra flujos futuros, al ofrecer sistemas de garantías de tipo financiero que complementan la capacidad de pago de las PyME. También ha aportado en alguna medida a esa evolución la presencia de la banca extranjera, al introducir prácticas más modernas de financiamiento.

Los principales instrumentos para la asignación de incentivos fueron analizados con detalle en el estudio “Incentivos fiscales y no fiscales a las energías renovables en Chile” (BID, 2010) que, al considerar los instrumentos de incentivos de la Corfo vigentes a 2009, los clasifica del siguiente modo:

- Incentivos a la pre-inversión: buscan cofinanciar los estudios de pre-inversión tanto en su fase preliminar como más avanzada.
- Créditos blandos: a tasa y plazos preferentes; hasta un monto de US\$15 millones.
- Fondos de garantía: cubren hasta un 50% del valor del crédito blando y rigen durante el período de construcción del proyecto, que es considerado el período más riesgoso.
- Subsidios específicos a proyectos en energía solar y geotérmica.
- Subsidios a redes de transmisión: entonces en fase de contraloría.

Un aspecto significativo de estos incentivos desde la perspectiva de la identificación y selección de instrumentos idóneos ha sido la verificación de los siguientes puntos:

- Pese a su presunta conveniencia, su aplicación era restringida, debido a que si bien se registraban cinco bancos que habían solicitado operar estos créditos (BICE, Santander, Security, Itaú y Banco de Chile), por entonces solo el BICE registraba operaciones.

- En cuanto a los diferenciales (*spreads*) al último trimestre de 2009, si bien las tasas de interés “costo de fondo” aplicadas por la Corfo a la banca privada variaban entre un 1,8% y un 2,1% dependiendo del plazo del préstamo, el *spread* aplicado por el banco era del orden del 2%. En consecuencia, los beneficios de la tasa preferencial no se trasladaban a los desarrolladores ni se traducían en estímulos efectivos que promovieran la realización de este tipo de proyectos. Más aún, a los desarrolladores se les planteaban exigencias de garantías reales extra proyecto, lo cual dejaba en evidencia, salvo excepciones, el relativamente reducido interés de las instituciones financieras en estos proyectos.

A fines de la década pasada, una nueva restructuración de la Corfo derivó en nuevas orientaciones y prioridades institucionales. No obstante, aún se mantienen mecanismos de apoyo para emprendimientos en general que son aplicables a las ERNC. En cualquier caso, debe destacarse el papel desempeñado por la Corfo en el lanzamiento de un sostenido proceso de inversión en energías renovables; así, puede mencionarse que, según Climate Scope 2012, la Corfo ha desempeñado un papel superlativo en el desenvolvimiento de inversiones en las ERNC, ya que en cinco años desembolsó cerca de US\$12 millones en el sector y es una de las incubadoras clave de emprendimientos con este propósito (Bloomberg New Energy Finance y Fomin, 2012).

En este contexto, como ejemplo de su accionar en materia de ERNC, a fines de 2012 la Corfo llamó a concurso para apoyar el desarrollo de proyectos piloto de tecnologías de autoabastecimiento energético en base a energías renovables, utilizando el modelo ESCO (Energy Service Company), de modo de financiar actividades de innovación que permitieran generar soluciones tecnológicas orientadas a satisfacer total o parcialmente la demanda energética, a través de energías renovables, de la entidad asociada. A partir de este llamado, se reconoce que, si bien la promoción de proyectos de generación de energía eléctrica sobre la base de fuentes renovables ha sido positiva, al crear una

demanda asegurada, el desarrollo de proyectos de pequeña y mediana escala térmicos y/o eléctricos no ha tenido un auge comparable al de los proyectos de gran escala, debido a que no se encuentran conectados a la red y por ende no se benefician de los incentivos que dispone el marco regulatorio nacional.

En su segundo pilar, la Estrategia Nacional de Energía 2012-2030 establece el apoyo a las energías renovables, y con este objetivo, el Ministerio de Energía, a través de la Corfo, hizo un llamado a concurso que se vio concretado efectivamente en 2013 para cofinanciar la materialización de una planta de concentración solar de potencia (CSP). Ese concurso se proponía seleccionar un proyecto que reuniera los factores necesarios para su concreción, y que fuera realizable y financiable con criterios de la banca comercial. Además, se proponía proveer un subsidio de hasta US\$20 millones destinado a apoyar la materialización de una planta CSP. Como Chile cuenta con algunos de los mejores índices de radiación del mundo, el gobierno puso en marcha esta iniciativa con miras a reducir barreras de conocimiento y de costo, y poder acelerar la integración de la energía solar en la matriz eléctrica nacional. Por otra parte, el Gobierno de Chile ha gestionado distintas fuentes de financiamiento —entre ellas un subsidio de la Comunidad Europea de hasta €15 millones— para el proyecto CSP. El subsidio permite cofinanciar los gastos necesarios para la construcción de una planta de concentración solar con un máximo de US\$20 millones, y un tope del 50% del costo total del proyecto. El porcentaje restante del costo debe ser financiado con aportes del beneficiario. Además, el Ministerio de Energía ha movilizó diferentes fuentes de financiamiento que apoyan esta iniciativa, entre ellas los fondos provenientes del Clean Technology Fund, fondo administrado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), al cual el gobierno le solicitó US\$200 millones de financiamiento blando para proyectos de ERNC, US\$66 millones de los cuales se asignaron al proyecto de CSP que el Ministerio de Energía promueve. Asimismo, el Gobierno de Chile, en conjunto con el Banco de Desarrollo Alemán KfW, obtuvo hasta

€15 millones de subsidio directo para este proyecto, provenientes del Fondo de Inversión para América Latina de la Comisión Europea.

En 2013, la Corfo también firmó un contrato por €35 millones, destinados a financiar a la banca nacional para fomentar proyectos de energías renovables y eficiencia energética en el país. Este es el primero de dos contratos que la entidad estatal firmará con la banca alemana, que sumarán un total de €65 millones, con el fin de fomentar el desarrollo de este tipo de energías en Chile. Por otra parte, este contrato contempla un subsidio por €1,5 millones, que se destinarán a estudios de pre-inversión de proyectos de eficiencia energética, asistencia técnica, difusión y capacitación a ejecutivos bancarios para promover el desarrollo de los créditos en este sector.

Es preciso tener en cuenta además cuáles serán las principales orientaciones de política con la nueva administración del gobierno y cuál se espera que sea el rol que cumpla la Corfo en materia de innovación tecnológica y fortalecimiento de la competitividad, y cómo serán consideradas las ERNC en relación con esos aspectos desde la perspectiva del financiamiento, la asistencia técnica y el desarrollo de capacidades.

Instrumentos financieros para el desarrollo de ERNC

En general, hasta hace relativamente poco, la economía de las ERNC no era del todo atractiva para que el sector privado invirtiera en la escala deseada. Esta circunstancia y la necesidad de promover el desarrollo de las ERNC han conducido a los gobiernos, en mayor o menor medida y bajo diferentes formas, a proveer apoyo financiero, utilizando para ello diversos instrumentos financieros.

Debe mencionarse que una de las características de mayor peso de las energías renovables es que los costos de inversión inicial solían ser más significativos que los de las alternativas convencionales, lo que los vuelve particularmente determinantes para obstaculizar la implantación de dicho tipo de energías en los países en desarrollo. De este modo, los

inversionistas y desarrolladores de los proyectos necesitan préstamos que puedan ser apropiadamente repagados, tanto en términos del nivel de tasa de interés como de la instrumentación de un mayor período de repago, incluidos los plazos de gracia para la adaptación al uso de nuevas tecnologías. Por su parte, las instituciones financieras necesitan la seguridad de que la corriente de repago se extenderá por un número suficiente de años.

Asimismo, en los países en desarrollo en general la capacidad técnica para construir, mantener e integrar las energías renovables al sistema eléctrico puede ser relativamente débil. En consecuencia, la provisión de asistencia técnica puede constituir un factor esencial a la hora de promover el desarrollo de las energías renovables.

En el caso de Chile se han puesto en valor mecanismos de financiamiento que se proponen atender las barreras que pudieran presentarse al desarrollo de las ERNC mediante diversos instrumentos y herramientas financieras, entre las cuales se contemplan aquellas que facilitan el acceso al financiamiento y ponen a disposición líneas de crédito que estimulan la introducción de las mencionadas energías.

A continuación se presenta una compilación de fuentes de financiamiento que se orientan a facilitar el desarrollo de proyectos de ERNC en Chile. Algunas de ellas incluyen herramientas más amplias para las que también aplican las ERNC, pero otras son específicas de las ERNC y están destinadas a estimular su desarrollo.

Financiamiento externo

El establecimiento de un marco de políticas consistente, legal y normativo; el ambiente apropiado para las inversiones extranjeras, y las muy favorables y hasta excepcionales condiciones físicas para la implantación de energías renovables (alto potencial eólico, solar, y para el aprovechamiento de la biomasa) se combinan para estimular el desarrollo de la industria mediante el acceso a financiamiento externo y la participación activa de la inversión extranjera directa (IED) en el sector de las energías renovables.

Instituciones financieras para el desarrollo

Entre los organismos internacionales de crédito que han llevado a cabo operaciones de financiamiento en Chile se cuentan el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), la Corporación Interamericana de Inversiones (CII), el Banco Europeo de Inversiones (BEI), la Corporación Financiera Internacional (IFC), la Overseas Private Investment Corporation (OPIC), la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID) y la Corporación Alemana de Inversiones (DEG)-KfW. En Chile también han estado muy presentes en los últimos tiempos otras entidades como el Credit Agricole.

Un ejemplo de este tipo de financiamiento es el que en diciembre de 2013 anunció la DEG. El parque solar La Huayca, ubicado en el desierto de Atacama, en el norte de Chile, tiene una capacidad de 1,4 MW, algo menos de un tercio de la capacidad total instalada en esa región (3,6 MW), pese a que allí se registra el más alto nivel de radiación solar del mundo, que prácticamente no varía a lo largo del año, ofreciendo las condiciones previas ideales para una predecible y constante producción de energía solar. La capacidad de esa planta piloto se expandirá hasta 30,5 MW. DEG-Deutsche Investitions provee a la operadora La Huayca S.A. un préstamo de US\$18,5 millones para cubrir la inversión necesaria.

Entre otros inversionistas cabe citar a la IFC, que actúa como líder del proyecto y también provee un préstamo de US\$14 millones. Asimismo, el Programa de Cambio Climático de Canadá, financiado por el gobierno de ese país, realiza el aporte de otros US\$14 millones. La sociedad La Huayca es de propiedad mayoritaria de la empresa alemana Saferay GmbH, productora de paneles fotovoltaicos, que decidió expandir la capacidad del parque una vez que hubo verificado mediante la instalación piloto que los riesgos derivados de la seguridad respecto de la provisión de energía no eran significativos. Se espera que, una vez ampliado, el parque solar permita evitar emisiones por 24.500 toneladas de

CUADRO 4.1 Fuentes de financiamiento

No.	Herramienta	Entidad	Descripción	Beneficiarios
1	Concurso para estudios de pre-inversión de proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes ERNC	Centro de Energías Renovables (CER)	Cofinanciamiento de estudios de pre-inversión para proyectos en base a ERNC. Otorga apoyo económico a la realización de estudios de pre-inversión para acelerar la materialización de iniciativas de generación eléctrica en el país, dirigido a proyectos de ERNC, conectados al Sistema Interconectado Central (SIC) o Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Subsidio de hasta un 40% del costo total del estudio o de la consultoría con un tope de 1.000 UF.	Empresas privadas, nacionales o extranjeras.
2	Programa de I+D aplicada	Corfo	Apoyo para la resolución de problemas o desafíos de un sector o abordaje de una oportunidad de mercado a través de la I+D aplicada que culmina en una solución tecnológica expresada como el desarrollo de un prototipo, pruebas experimentales (de laboratorio), pruebas de concepto, valorización de mercado, valorización de la tecnología, estudios de patentabilidad y protección de la propiedad intelectual. Subsidio de hasta el 80% del costo total del proyecto, con tope de hasta Ch\$180 millones.	Empresas, centros tecnológicos nacionales, asociaciones, federaciones o confederaciones gremiales y universidades e institutos profesionales.
3	Programa de Prototipos de Innovación Empresarial	Corfo	Apoyo, mediante un subsidio, al desarrollo de proyectos de innovación empresarial de alto riesgo, en sus etapas tempranas de pruebas y prototipos, y orientado a la obtención de un nuevo producto (bien o servicio), proceso, diseño, método de organización o de comercialización, con el fin de agregar valor a la empresa a través de un modelo de negocio de alto impacto y sostenible. Financiamiento de hasta un 50% del monto total requerido para la ejecución del proyecto, con un tope máximo de Ch\$160 millones, bajo la modalidad de subsidio no reembolsable.	Personas jurídicas con o sin fines de lucro y personas naturales que sean empresarios individuales, que tributen en primera categoría del impuesto a la renta.
4	Capital semilla	Corfo	Fondo que permite apoyar a emprendedores innovadores en el desarrollo de sus proyectos de negocios, mediante el cofinanciamiento de actividades para la creación, puesta en marcha y despegue de sus emprendimientos (prospección comercial, pruebas de conceptos en el mercado, empaquetamiento comercial, desarrollo de proveedores, validación comercial, actividades de difusión comercial, desarrollo de prototipos, constitución de la empresa, entre otras), incluidos los emprendimientos en ERNC. Entrega un subsidio de hasta el 75% del monto total del proyecto, con un tope máximo de Ch\$25 millones. El beneficiario, la entidad patrocinadora y/o terceros deberán cofinanciar en términos pecuniarios al menos el 25% del monto total del proyecto.	Personas naturales o personas jurídicas con fines de lucro que cumplan con los requisitos establecidos en las bases (beneficiarios). La postulación podrá ser directa, por los (las) emprendedores(as), o a través de una entidad patrocinadora.

(continúa en la página siguiente)

CUADRO 4.1 Fuentes de financiamiento (continuación)

No.	Herramienta	Entidad	Descripción	Beneficiarios
5	Programa de Emprendimientos Locales (PEL)	Corfo	Apoyo a los emprendedores de una localidad (micro y pequeñas empresas) para que mejoren su gestión, desarrollen sus competencias y capacidades y puedan acceder a nuevas oportunidades de negocios mediante el financiamiento de capacitaciones, consultorías y asistencia técnica, y el cofinanciamiento de un plan de inversiones. Contempla una fase de diagnóstico, la elaboración de un plan de negocios y el diseño y la implementación de un plan de trabajo, que incluye capacitaciones, consultorías, asistencia técnica e inversiones. En cuanto a la fase de diagnóstico, financia las actividades necesarias para determinar las debilidades empresariales, las necesidades de inversión y las oportunidades del negocio, con un tope de Ch\$400.000 por emprendedor. Financia actividades destinadas a diseñar e implementar un plan de trabajo que permita potenciar el negocio, entre ellas: capacitación, consultorías y asistencia técnica, con un tope de Ch\$2 millones por emprendedor. Por último, cofinancia hasta el 50% de determinadas inversiones previamente definidas en la etapa del diagnóstico y del plan de trabajo, con un tope de Ch\$3 millones.	Empresas o emprendedores cuyas ventas netas anuales, o la proyección de estas, sean inferiores a 5.000 UF. También emprendedores sin iniciación de actividades, con la condición de que se formalicen antes de la ejecución del proyecto de inversión.
6	Go to Market	Corfo	En una primera etapa, financia talleres de innovación y presentación de proyectos ante emprendedores exitosos. A los equipos seleccionados para la primera etapa se les entrega un subsidio para gastos de contratación de los talleres, y viajes y estadía asociados a los mismos. De ser seleccionado para la segunda etapa, se financia un viaje y una estadía de un mes al mercado de destino, donde se deberá seguir un programa práctico sobre comercialización de los resultados de I+D presentados por los postulantes. El beneficiario deberá concurrir con un cofinanciamiento del 10%, en aportes pecuniarios, del costo total del proyecto.	Universidades, centros tecnológicos y empresas que realicen I+D o posean tecnologías que tengan potencial de comercialización. Estas instituciones deben postular a equipos de un máximo de tres personas relacionadas con las tecnologías a presentar, que serán los participantes del programa.

(continúa en la página siguiente)

CUADRO 4.1 Fuentes de financiamiento *(continuación)*

No.	Herramienta	Entidad	Descripción	Beneficiarios
7	Empaquetamiento Tecnológico para Nuevos Negocios	Corfo	Apoyo a las etapas de diseño de negocios y desarrollo del proyecto para productos tecnológicos sofisticados que presenten una oportunidad comercial demostrable y con alto potencial de crecimiento. En la primera etapa (diseño del negocio), se subsidian actividades tales como gestión de la entidad asesora; apoyo experto nacional o internacional; diseño del plan de negocios y formulación de proyectos de inversión, investigación, prospección y validación comercial; pruebas de concepto y prototipos para validación de mercado. En la segunda etapa (desarrollo del proyecto), se subsidian actividades tales como gestión de la entidad asesora; apoyo experto nacional o internacional; habilitación de infraestructura y equipamiento; pago de <i>royalties</i>, patentes y otros derechos de terceros, que posibiliten la creación de nuevos negocios; actividades y etapas de investigación y desarrollo de nuevos productos o nuevos procesos; integración o aplicación de tecnologías existentes; pruebas de concepto; diseño y construcción de plantas piloto o prototipos; tramitación para la protección de la propiedad intelectual e industrial; asesoría experta y/o capacitación para implementar el desarrollo o la innovación, que se justifiquen dentro del marco del proyecto; actividades de difusión, y tareas de apoyo a la gestión económica y financiera en aspectos relacionados con la valoración de resultados y productos. Este programa entrega un subsidio no reembolsable de hasta el 80% del presupuesto total del proyecto, con un tope máximo de Ch\$20 millones para la primera etapa (diseño del negocio) y de Ch\$180 millones para ambas etapas.	Personas naturales y jurídicas, con o sin fines de lucro, que presenten su iniciación de actividades en un giro de naturaleza empresarial no superior a tres años en la fecha de postulación a la línea de financiamiento, y tributen en la primera categoría del impuesto a la renta.
8	Fondo Social Presidente de la República	Ministerio del Interior y Seguridad Pública	Financiamiento de proyectos de carácter social que contribuyan a apoyar y complementar las políticas de inversión social del Estado. Estos proyectos deberán estar preferentemente orientados a: construir tejido social, potenciar la participación ciudadana y contribuir a superar la vulnerabilidad social de una comunidad u organización determinada. El financiamiento de proyectos varía año tras año, así como también el monto a ser financiado.	Entidades públicas y privadas sin fines de lucro.
9	Fondo de Fortalecimiento de Organizaciones de Interés Público	Ministerio Secretaría General de Gobierno	Financia iniciativas de carácter regional y nacional cuya finalidad sea promover el interés general en materia de derechos ciudadanos, asistencia social, educación, salud, medio ambiente o cualquier otra área de bien común. Para proyectos regionales el máximo para postular es de Ch\$4 millones, mientras que para los proyectos nacionales dicha cifra asciende a Ch\$10 millones.	Juntas de vecinos, uniones comunales, organizaciones comunitarias, organizaciones y comunidades indígenas, fundaciones, corporaciones, y cualquier otra organización que tenga la calidad de interés público.

(continúa en la página siguiente)

CUADRO 4.1 Fuentes de financiamiento (continuación)

No.	Herramienta	Entidad	Descripción	Beneficiarios
10	Capital semilla emprende	Sercotec	Fondo concursable de convocatoria regional que apoya la puesta en marcha de nuevos negocios con oportunidad de participar en el mercado. Cofinancia un proyecto de negocio, incluidas acciones de gestión empresarial e inversiones en bienes necesarios para cumplir el objetivo del proyecto. Hasta Ch\$3,5 millones para concretar las actividades detalladas en el proyecto de negocio, de los cuales hasta Ch\$1,5 millones pueden destinarse a acciones de gestión empresarial (como asistencias técnicas, capacitaciones y otras) y un máximo de Ch\$2 millones, a inversiones. Cada emprendedor(a) seleccionado(a) debe entregar un aporte de al menos un 20% del cofinanciamiento del Sercotec.	Personas naturales mayores de edad sin inicio de actividades en primera categoría ante el Servicio de Impuestos Internos, que presenten un proyecto de negocio que cumpla con el foco definido por la convocatoria de Sercotec en la región.
11	Iniciativas de Desarrollo de Mercado (IDM)	Sercotec	Consiste en un concurso regional que otorga recursos en efectivo a grupos de micro y/o pequeños empresarios con el objetivo de conseguir mejores oportunidades: • Compra o venta en conjunto. • Apertura de nuevos mercados. • Desarrollo de algún producto o servicio. Se entrega un subsidio de hasta Ch\$30 millones por proyecto, con un tope de Ch\$6 millones por empresa. Quienes resulten beneficiados deben cofinanciar al menos el 20% sobre el subsidio entregado por el Sercotec.	Grupos de micro y pequeñas empresas o cooperativas con iniciación de actividades ante el Servicio de Impuestos Internos.
12	Programa Investigación y Desarrollo en Acción Fondef (IDeA)	CONYCIT	Apoya financieramente la ejecución de proyectos de investigación científica y tecnológica, con potencial impacto económico y/o social, cuyos resultados sean obtenidos y evaluados en plazos breves. Concurso de Ciencia Aplicada, que financia proyectos de I+D para validar pruebas de concepto, modelos o prototipos evaluados en condiciones de laboratorio o pequeña escala. Se financia el 80% del costo total del proyecto con un máximo de Ch\$120 millones. Concurso de Investigación Tecnológica que apoya proyectos de I+D orientados a producir y evaluar resultados en condiciones más cercanas a la aplicación definida. Deberá incluir los resultados de un proyecto de investigación previo y cumplir con las condiciones de admisibilidad respectivas. Se financia el 70% del costo total con un máximo de Ch\$120 millones.	Instituciones nacionales de investigación sin fines de lucro, públicas o privadas. Personas jurídicas nacionales sin fines de lucro, reconocidas por el Estado, que realicen actividades científico-tecnológicas y que tengan como objetivo, expresado en sus estatutos, la realización de actividades de investigación y desarrollo.

(continúa en la página siguiente)

CUADRO 4.1 Fuentes de financiamiento *(continuación)*

No.	Herramienta	Entidad	Descripción	Beneficiarios
13	Fondo Mixto	Ministerio de Desarrollo Social	Permite el desarrollo de proyectos piloto en sectores económicamente vulnerables, tanto en zonas urbanas como rurales, mediante proyectos o programas de capacitación y autoconstrucción de equipos de ERNC, como forma de emprendimiento. El Fondo Mixto es un instrumento público de asignación de recursos creado a partir de la Ley No. 19.885, llamada Ley de Donaciones con Fines Sociales, que busca fomentar los aportes privados a iniciativas en favor de personas en situación de pobreza y/o con discapacidad. El Fondo fue creado con el propósito de superar la desigualdad en el acceso a estas donaciones. Hasta Ch\$4 millones (primer nivel) y hasta Ch\$10 millones (segundo nivel).	Fundaciones y corporaciones sin fines de lucro que formen parte del Registro del Ministerio de Desarrollo Social y las organizaciones comunitarias funcionales o territoriales regidas por la Ley No. 19.418 sobre Juntas de Vecinos.
14	Fondo de Protección Ambiental (FPA)	Ministerio del Medio Ambiente	Fondo concursable de carácter ambiental, que financia total o parcialmente proyectos o actividades orientados a la protección o reparación del medio ambiente, al desarrollo sostenible, a la preservación de la naturaleza o a la conservación del patrimonio ambiental. Concurso de Gestión Ambiental Local: monto único de Ch\$5 millones. Concurso de Protección y Gestión Ambiental Indígena: proyectos postulados a la línea temática de eficiencia energética y ERNC, desde Ch\$5 millones hasta Ch\$10 millones. Los proyectos que se presenten a las otras líneas temáticas podrán postular a un monto único de Ch\$5 millones.	Organizaciones sociales, territoriales y funcionales, tales como: juntas de vecinos, clubes deportivos, centros de padres, agrupaciones culturales y ambientales, asociaciones y comunidades indígenas, organizaciones no gubernamentales (ONG), que asumirán la responsabilidad en la ejecución de los proyectos.
15	Subsidios para Acondicionamiento Térmico de la Vivienda	Ministerio de Vivienda y Urbanismo	Este subsidio permite mejorar viviendas sociales o cuya tasación no supere las 650 UF a través de la implementación de tecnología que permita una mayor eficiencia energética en ellas, principalmente por medio de la aislación térmica. De acuerdo con la ubicación de la comuna se puede optar por un monto máximo de 130 UF.	El programa va dirigido a familias en situación de vulnerabilidad social y de grupos emergentes, propietarias o asignatarias de una vivienda social cuyo valor de tasación no supere 650 UF, construida por el Estado o por el sector privado con o sin subsidio habitacional y localizada en zonas urbanas o rurales.
16	Concurso de bonificación	Comisión Nacional de Riego	Orientado a obras de pequeños y medianos agricultores que utilicen o generen electricidad mediante ERNC, entre otros.	Los tipos de obras que podrán postular son: sistemas de tecnificación de riego y civiles intraprediales; obras nuevas o sujetas a mejoramiento en materia de conducción, acumulación, telemetría, con y sin ERNC y sistemas de electrificación, ya sea con fuentes de energía convencional y/o con fuentes de ERNC.

(continúa en la página siguiente)

CUADRO 4.1 Fuentes de financiamiento *(continuación)*

No.	Herramienta	Entidad	Descripción	Beneficiarios
17	Programa Asistencia para Proyectos Comunitarios de Seguridad Humana (APC)	Embajada de Japón	Para desarrollar proyectos (por ej., de ERNC) ya diseñados, pero que no cuentan con financiamiento para su construcción o desarrollo. Se trata de ayudar a mejorar la calidad de vida básica de las personas en diversas áreas, otorgar recursos financieros, no reembolsables, para ejecutar proyectos presentados por ONG, autoridades locales (como municipalidades), escuelas, hospitales, y otros organismos sin fines de lucro, en beneficio directo de una comunidad necesitada. Cada proyecto puede solicitar hasta un monto máximo aproximado de US\$100.000 o unos ¥10 millones.	Instituciones sin fines de lucro: ONG, fundaciones, corporaciones, municipalidades (proyectos para las postas, centros de salud, escuelas, entre otros), hospitales, y escuelas subvencionadas particulares siempre y cuando en ellas los alumnos no paguen mensualidad. Quedan excluidos para postular al Programa APC las juntas comunales de vecinos, los clubes deportivos y los centros culturales.
18	Fondo Canadá para Iniciativas Locales (FCIL)	Embajada de Canadá	Este programa de asistencia canadiense para el desarrollo internacional fue creado por el Gobierno de Canadá para fomentar la implementación de proyectos diseñados por organizaciones locales de la sociedad civil relacionados con mejorar la entrega de servicios, por ejemplo, en las áreas de salud, energía y otras necesidades básicas.	Organizaciones chilenas sin fines de lucro, comunitarias y no gubernamentales. Instituciones académicas chilenas que trabajan en proyectos en Chile. Organizaciones, instituciones y agencias internacionales, intergubernamentales, multilaterales y regionales, que trabajan en actividades de desarrollo local en Chile. Municipalidades, agencias e instituciones gubernamentales regionales o nacionales chilenas que trabajan en proyectos locales. Organizaciones canadienses no gubernamentales y sin fines de lucro que trabajan en actividades de desarrollo local en Chile con la cooperación de entidades locales.

(continúa en la página siguiente)

CUADRO 4.1 Fuentes de financiamiento *(continuación)*

No.	Herramienta	Entidad	Descripción	Beneficiarios
19	Programa de Ayuda Directa (DAP)	Embajada de Australia	Dirigido a ONG sin fines de lucro, para brindarles asistencia en el desarrollo de proyectos a pequeña escala que tengan como objetivo contribuir a mejorar la calidad de vida de las comunidades locales. Las principales áreas temáticas que actualmente se apoyan son: sostenibilidad ambiental; agua potable y saneamiento; infraestructura para educación; reinserción laboral; adultos mayores; personas con capacidades diferentes; salud comunitaria y reproductiva; equidad de género; infraestructura productiva a pequeña escala, y asistencia en desastres naturales. El programa está orientado en principio a apoyar proyectos/ actividades de desarrollo de pequeña envergadura, de naturaleza participativa, y que involucren a los beneficiarios del mismo en las etapas de identificación, diseño y administración. Deben implementarse en un período relativamente corto y no durar más de un año. El monto solicitado debe ser de entre US\$5.000 y US\$20.000 por proyecto.	ONG y organizaciones comunitarias sin fines de lucro que cuenten con personalidad jurídica y que estén localizadas en territorio chileno.
20	Concurso de I+D	Fundación Copec de la Universidad Católica	Permite generar conocimiento científico-tecnológico que implique oportunidades productivas o comerciales relevantes para el desarrollo del país, por ejemplo, en el ámbito de las ERNC. La iniciativa propuesta debe ser innovadora y los resultados del proyecto deben tener un claro potencial de ser comercializables, y el conocimiento generado ser protegible y transferible. Se trata de un fondo que permite complementar económicamente proyectos, como una fuente secundaria de financiamiento. Se orienta a proyectos de investigación aplicada, en el ámbito de los recursos naturales, que —entre otras condiciones— sean innovadores y generen conocimiento científico-tecnológico de la mano de oportunidades productivas o comerciales relevantes para el desarrollo del país, con un claro potencial comercial y ejecutable en un plazo no superior a dos años. Financiamiento de hasta 3.000 UF.	Personas naturales o jurídicas residentes en Chile y cuyas investigaciones sean lideradas por profesionales menores de 40 años, con grado de maestría o superior, o con una especialidad médica.

(continúa en la página siguiente)

CUADRO 4.1 Fuentes de financiamiento (continuación)

No.	Herramienta	Entidad	Descripción	Beneficiarios
21	Programa de incentivos a la producción de biogás en la industria lechera	CIFES	Promover la inversión y el desarrollo del mercado de las tecnologías de aprovechamiento energético de biogás en empresas del rubro lechero. El proyecto del CIFES, que es financiado por el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF, por sus siglas en inglés, <i>Global Environment Facility</i>) y asistido por la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI), busca potenciar cuatro componentes entre los productores: información sobre las ventajas y oportunidades en nuevas áreas de negocio; instalación de capacidades técnicas y habilidades de ejecución; creación de condiciones de inversiones y cartera de proyectos, e implementación de sistemas de monitoreo y evaluación de la herramienta. Objetivos: fortalecer las políticas y el marco regulatorio que determinan el desarrollo de energía renovable basada en biogás y establecer incentivos para una mayor implementación en PyME de la industria lechera. Aumentar el conocimiento técnico y comercial del biogás entre las empresas seleccionadas y los proveedores de tecnologías, fortaleciendo también las capacidades tecnológicas y los sistemas de apoyo. Demostrar la viabilidad técnica y comercial de aplicaciones al biogás dentro de las empresas agropecuarias seleccionadas y el escalamiento de sus experiencias dentro del sector.	PyME de la agroindustria de las regiones de Los Lagos y Los Ríos.
22	Autoabastecimiento energético con ERNC	CIFES	Destinado a incentivar el desarrollo de proyectos de autoabastecimiento en base a energías renovables en el sector industrial, comercial y público. Objetivo: reducir los costos de producción de las micro, pequeñas y medianas empresas (en 2015 de la Región del Biobío), a través del autoabastecimiento energético con ERNC, para fomentar una mayor competitividad y generar además un impulso de la industria secundaria local de las energías renovables. Cofinanciará los proyectos de autoabastecimiento con ERNC que resulten aprobados, bajo la modalidad de subsidio no reembolsable. El aporte máximo por proyecto será de un 80% de su costo total, con un tope de hasta Ch\$15 millones.	Micro, pequeñas y medianas empresas, personas naturales y jurídicas (que tengan al menos dos años de existencia), que desarrollen su actividad económica y cuyas ventas anuales netas sean menores a 100.000 UF. Pueden presentarse solas o en conjunto con un asociado que ostente experiencia en la implementación de proyectos de ERNC para autoabastecimiento.
23	Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR)	Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo, Ministerio del Interior y Seguridad Pública	Objetivos: fortalecer la capacidad de gestión de los gobiernos regionales en materia de inversión pública regional; administrar, controlar y efectuar un seguimiento de la ejecución financiera de los presupuestos de inversión regional, y elaborar y sistematizar información relevante para la toma de decisiones de la autoridad. Estimular proyectos energéticos que apoyen las labores productivas de las PyME en cartera mediante el Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR). Se espera replicar este tipo de instrumentos para labores productivas en otras regiones del país (inicio con BioBio), de modo de ofrecer soluciones energéticas mediante financiamiento planificado y diseñado con pertinencia territorial.	PyME de diferentes regiones del país.

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información sobre financiamiento de proyectos de ERNC en Chile.

CO₂ al año, que (en ausencia de este proyecto) serían generadas por la producción convencional de energía, que tiene una participación importante de energía hidroeléctrica. Como puede observarse, se trata de una combinación particular de circunstancias, entre las que se incluyen la sobresaliente calidad del recurso, el financiamiento asociado de un conjunto de instituciones financieras internacionales y nacionales de gran porte, y un inversionista que conoce íntimamente la tecnología, en lo que parece ser la fase inicial de una inversión mayor, a largo plazo, en el país.

Financiamiento externo para la importación de bienes y servicios

Los organismos de crédito para la exportación (*Export Credit Agencies*, o ECA por sus siglas en inglés) también constituyen una fuente de financiamiento adicional para las ERNC, al facilitar la adquisición de bienes y servicios que permiten incorporar tecnologías innovadoras o reducir el costo de las inversiones de un país. Existen instituciones de este tipo en muchos países desarrollados.

Chile ha recibido financiamiento o mantiene acuerdos entre otros con el EXIMBANK de Estados Unidos, UK Export Finance (ECGD) del Reino Unido, la Compañía Española de Seguros de Créditos a la Exportación S.A. (CESCE), el Japan Bank for International Cooperation (JBIC) de Japón, el Eximbank de la República China, Euler-Hermes de Alemania y Simest de Italia, vía LAIF (Latin America Investment Facility), que son algunas de las instituciones que se destacan en este segmento.

Inversión extranjera directa

Además de las entidades financieras, hay otros actores que empiezan a desempeñar un papel clave en la implantación de las ERNC. A partir de fines de los años noventa son empresas de origen extranjero las que controlan una parte sustantiva del sistema eléctrico chileno. Hasta entonces la inversión privada era sobre todo de origen nacional, a través de las AFP,

y antes de ello, hasta la década de 1980, el sector eléctrico había sido totalmente de índole estatal.

Luego, los flujos de IED se intensificaron, y entre los años 1990 y 2008 este tipo de inversión alcanzó los US\$64.788 millones; un 20,3% de la IED total durante ese período se dirigió al sector de la energía (electricidad, agua y vapor). A partir de 2004, la participación del sector energético en el total de la IED se hizo más elevada, y llegó a representar alrededor del 40% del total.

La IED, especialmente de origen europeo, predominaba en el sistema de generación y transmisión eléctrica, en particular en el segmento de generación hidroeléctrica. Así, la empresa española ENDESA participa con más del 30% de la capacidad instalada y llega al 51% en el Sistema Interconectado Central. También existe un significativo flujo de inversión de empresas de Estados Unidos, entre otras: AES Gener (19% del SIC), Sempra y PSEG Global.

En consecuencia, siguiendo la tendencia preva- leciente en la estructura general del sistema energético, las ERNC también atraen IED. A continuación se presentan algunos ejemplos:

- Endesa Eco (filial de Endesa España) ha materializado dos proyectos: Parque Eólico Canela (18 MW) y el proyecto mini-hidráulico Ojos de Agua (9 MW).
- El grupo español Generadores Eólicos de Navarra tiene dos proyectos eólicos: el Parque Eólico Huapen (20 MW) y la mini central hidráulica Balalita (11 MW).
- Iberdrola, también de origen español, a través de Iberoamericana de Energía (Idener), su filial en Chile, tiene la mini central hidráulica Ruca Cura (4,7 MW).
- Enhol, otra firma de origen español, en conjunto con la sociedad Haciendas Talinay S.A., de origen chileno, planeaban un emprendimiento eólico de 500 MW.
- El Grupo GDF Suez desarrolló el proyecto eólico Monte Redondo de 38 MW y puso en funcionamiento una planta mini hidráulica.

- En 2004 la compañía australiana Pacific Hydro completó una empresa conjunta con la firma noruega SN Power para el desarrollo de dos proyectos hídricos.
- Asimismo, SN Power, a través de su filial Norwind, puso en marcha el Parque Eólico El Totoral con un total de 46 MW.
- La irlandesa Mainstream Renewable Power anunció en su momento una empresa conjunta con la chilena Andes Energy, lo cual implicaba una cartera de proyectos por US\$1.000 millones para el desarrollo de unos 400 MW de energías renovables.
- Duke Energy, una de las mayores compañías eléctricas de Estados Unidos, está llevando a cabo planes para el aprovechamiento de ERNC en el país.

También se observa, aunque bajo diferentes condiciones dadas sus características, la puesta en marcha de emprendimientos destinados a aprovechar el vasto potencial geotérmico.

Es plausible esperar que esta tendencia en materia de ERNC se profundice, gracias a la conveniencia de las inversiones para esta escala de empresas, que por otra parte ya están en el mercado nacional y conocen sus modalidades, y gracias además a que las nuevas inversiones en ERNC también podrían contribuir a diversificar el riesgo propio que surge de las inversiones que estas firmas ya tienen en el país.

Otros actores económicos

Los grandes consumidores de energía eléctrica de Chile también avanzan de manera progresiva a fin de expandir las fuentes de su suministro de energía incorporando aquella energía que se genera a partir de fuentes renovables. A continuación, se mencionan algunos ejemplos dentro de las iniciativas que existen.

Hace poco, Walmart Chile licitó el 30% de sus requerimientos de energía de proyectos de ERNC, en línea con las orientaciones que la empresa

mantiene a escala global, por lo cual ha adoptado una meta destinada a alcanzar el 100% de su suministro a partir de energías renovables.

En una dirección similar, la productora chilena de acero y mineral de hierro CAP, que es el tercer consumidor industrial de energía de Chile, se propone contratar el 15% de sus necesidades de suministro energético de ERNC. Para empezar a materializar esa meta, la firma suscribió un acuerdo de compra de energía a 20 años con SunEdison, un desarrollador de energía solar de Estados Unidos, que implementó en Chile un proyecto de energía solar de 100 MW (véase el estudio de caso).

Del mismo modo, la gran empresa cuprífera estatal Codelco, llevó a cabo un proceso licitatorio para proveedores de ERNC, y los adjudicatarios fueron la eólica NorWind y la generadora Arauco, que aprovecha la biomasa generada en su cadena de valor.

Los proyectos

Como uno de los procedimientos útiles para identificar potenciales casos de estudio, hemos revisado la cartera de proyectos sometidos a evaluación de impacto ambiental por el Servicio de Evaluación Ambiental del Gobierno de Chile, en el ámbito del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, mediante el cual se evalúa y certifica que las iniciativas, tanto del sector público como del sector privado, se encuentren en condiciones de cumplir con los requisitos ambientales que les son aplicables en cada caso.

Con ese propósito, se considera la información sobre los proyectos de ERNC (hidroeléctrica, eólica, solar y biomasa) incluidos en el listado del SEIA correspondientes a los años 2012 y 2013. Se encuadran en esa condición 189 proyectos, de los cuales hay 70 en proceso de calificación y 119 aprobados.

Los cuadros 4.1 y 4.2 brindan información sobre la composición de esta cartera de proyectos de ERNC.

CUADRO 4.2 Proyectos de ERNC aprobados y en calificación (2012–13)

	Núm. de proyectos	Inversión (millones de dólares de EE.UU.)	Potencia (MW)
En calificación	70	11.710,6	4.518,2
Aprobados	119	29.232,2	10.004,9
Total	189	40.942,8	14.523,1

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos del SEA (05/2014).

Estudios de casos

Modelo de negocios de SunEdison en Chile, plantas fotovoltaicas mediante financiamiento

SunEdison¹⁴ es una empresa originaria de Estados Unidos, con centro en California, que fabrica tecnología solar y provee servicios de energía solar en todo el mundo. La firma desarrolla, financia, instala y opera plantas de energía solar distribuidas, brindando electricidad y servicios a precios predecibles a sus clientes residenciales, comerciales, gubernamentales y de servicios públicos. Las acciones de SunEdison cotizan en la Bolsa de Nueva York con el símbolo “SUNE”. SunEdison cuenta con experiencia en la operación de más de 1.000 sistemas que suman una potencia superior a 1,3 GW. En este momento, la compañía se encuentra desarrollando tres proyectos

solares fotovoltaicos en Chile; dos de los cuales ya están en operación: i) “Amanecer Solar Cap” y ii) “San Andrés”, que fueron cofinanciados por la IFC del Banco Mundial y por la OPIC de Estados Unidos, y iii) un proyecto en construcción, de nombre “María Elena”, que fue cofinanciado por el BID, la OPIC, y la banca privada CorpBanca de Chile.

Gobernanza y modelo institucional

SunEdison ha sostenido que eligió instalarse en Chile porque es uno de los países de América Latina y el Caribe con el mejor recurso solar del mundo; es un país estable y atractivo y con un mercado de capitales desarrollado.

La buena gobernanza desempeña, pues, un papel clave en el proceso de transformación, pues a la seguridad jurídica, la apertura a la inversión extranjera, una robusta política macroeconómica y un buen ambiente para las inversiones, se le añade una política consistente en materia de desarrollo del sector de ERNC, la cual —sobre la base de la excepcional disponibilidad del recurso, en particular del solar— ha permitido el despliegue de iniciativas y la movilización de recursos privados que, como en este caso, han dado lugar a una fuerte corriente

¹⁴ Véase más información en <http://www.sunedison.com>.

CUADRO 4.3 Proyectos de ERNC aprobados y en calificación, por fuente (2012–13)

Fuente	En calificación			Aprobados		
	Núm. de proyectos	Inversión (millones de dólares de EE.UU.)	Potencia (MW)	Núm. de proyectos	Inversión (millones de dólares de EE.UU.)	Potencia (MW)
Hidroeléctrica	19	889,9	335,7	10	231,9	49,3
Eólica	11	2.681,0	1.207,1	19	5.923,8	3.194,0
Solar	31	6.172,7	2.895,4	74	21.202,2	6.619,6
Biomasa	3	192,0	80,0	3	95,0	142,0
Con menos información de detalle	6			13		
Total	70	9.935,6	4.518,2	119	27.452,9	10.004,9

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos del SEA (05/2014).

de inversiones en el sector, pese a las limitaciones que aún pudieran persistir.

Montos, instrumentos financieros y resultados

Se describen sintéticamente los principales rasgos de los tres proyectos de energía solar en operación y en curso de realización. El primer caso corresponde a un contrato de venta de energía, mientras que en los otros dos, la energía se vende en el mercado *spot*.

- **Amanecer Solar CAP.**¹⁵ SunEdison firmó un acuerdo de financiamiento de US\$212,5 millones con la IFC del Banco Mundial y la OPIC, institución financiera para el desarrollo del gobierno estadounidense. La IFC proporcionó US\$65 millones, mientras que la OPIC aportó un préstamo adicional de US\$147,5 millones. Rabobank¹⁶ brindó US\$45 millones, correspondientes al financiamiento del impuesto al valor agregado (IVA) en pesos chilenos. El valor total de la deuda de esta operación asciende a alrededor de US\$260,5 millones.

El proyecto se originó a partir de un acuerdo firmado en enero de 2013 con la compañía minera siderúrgica CAP¹⁷ para construir la que hasta el momento es la mayor planta solar fotovoltaica de América Latina. La planta está ubicada en el desierto de Atacama y tiene una potencia instalada de 100 MW, con capacidad suficiente para abastecer el equivalente al 15% de la demanda de electricidad del grupo.

La instalación genera 270 GWh anuales de energía limpia, que se inyecta directamente al Sistema Interconectado Central (SIC). El proyecto incorpora tecnología SunEdison de origen estadounidense, y su operación y mantenimiento son gestionados por el Centro de Operación de Energías Renovables (ROC) de SunEdison.

Entre los principales atributos de este proyecto puede resaltarse la integración de: i) la participación de una empresa demandante de energía eléctrica, que se compromete a

comprar la energía generada en el largo plazo, y a tener luego una participación en el capital de la empresa generadora que se crea a tal efecto; ii) una empresa proveedora de tecnología para la generación de energía solar y de servicios relacionados que invierte en el país en base a las seguridades para la inversión que Chile presenta; iii) mecanismos de financiamiento para promover la exportación de bienes de capital, que son aprovechados para facilitar el financiamiento total de la inversión, y iv) la participación de instituciones financieras multilaterales e internacionales que también aportaron a la estructuración de la ingeniería financiera de la inversión.

- **San Andrés.** El Proyecto San Andrés está ubicado en la Región de Atacama y cuenta con una potencia instalada de 50,7 MW, siendo la mayor planta fotovoltaica denominada *merchant* (comercial) de América Latina. La planta está conectada al SIC, y la totalidad de su producción se comercializa en el mercado *spot*, al tiempo que se beneficia de las ventajas de la energía solar fotovoltaica sobre otras fuentes tradicionales de energía.

San Andrés se ubica como la planta solar fotovoltaica más grande de América Latina y del mundo que opera con este modelo de negocio.

- **María Elena.** El Parque Fotovoltaico María Elena corresponde a un proyecto de generación de energía eléctrica a través de ERNC, que producirá energía limpia a través de la construcción de una central con una capacidad de producción de 72,8 MW. La central aprovechará la tecnología disponible de paneles fotovoltaicos para la captación de la energía solar y será construida en dos etapas (I y II), de 33,5 y 38,6 MW, respectivamente. El proyecto se localiza al noreste de la localidad de María

¹⁵ Visítase la página <http://www.sunedison.es/info/noticias/sunedison-ifc-opic-100-mw-chile.html>.

¹⁶ Para obtener información sobre esta empresa, véase www.rabobank.com.

¹⁷ Visítase la página <http://www.cap.cl/grupo-cap/>.

Elena, Región de Antofagasta, muy cerca de las líneas de transmisión troncales del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), factores técnicos estos que precisamente determinaron su localización, sumados por supuesto a la excelente radiación solar que se presenta en la zona y que la convierte en un lugar privilegiado a nivel mundial para la concreción de este tipo de iniciativas. El parque es desarrollado por Generación Solar S.p.A., empresa filial de la estadounidense SunEdison.

La energía generada se inyectará al SING. Toda la producción se vende en el mercado *spot*, lo que permitirá abastecer la creciente demanda de este recurso, especialmente por parte de la industria minera, la que presenta un rápido crecimiento y proyecciones favorables. El proyecto contribuirá a dar mayor apoyo a la seguridad del sistema. Desde su implementación, ya se han materializado una serie de beneficios: la creación de empleo para su construcción y operación (y eventual abandono), y el aprovechamiento del recurso solar (sin el aporte de contaminantes atmosféricos a una zona que presenta un área saturada por material particulado). Un aporte indirecto, y que no por ello es menos importante, es el reconocimiento de la comuna por su inagotable recurso solar, lo que podría dar lugar a una identificación local con respecto a este recurso, además de aportar al SING en base a una matriz energética dominada por la generación limpia.

A los fines de este proyecto, SunEdison celebró un acuerdo para el financiamiento de deuda por US\$155 millones con la OPIC, el BID, el Clean Technology Fund (CTF) —fondo multinacional cuyos recursos se canalizan a través del BID para respaldar inversiones orientadas a tener un impacto transformador en la reducción de emisiones de GEI— y el Banco CorpBanca,¹⁸ un banco comercial chileno.

El importe de la deuda se utilizará en Chile para construir la planta de energía solar, para lo cual la OPIC brindará US\$48,9

millones de deuda, el BID aportará US\$50,3 millones de deuda directamente y también administrará los US\$16 millones de deuda del CTF, y CorpBanca hará un préstamo adicional por US\$39,8 millones, además de ofrecer una línea de crédito para cubrir el IVA local en pesos chilenos por un valor equivalente a unos US\$35 millones. La participación de CorpBanca representa la primera incursión de un banco local en las líneas de crédito senior para un proyecto de energía solar comercializable en Chile. La tasa de interés es de alrededor del 7%. La interconexión de la planta a la red se hizo en diciembre de 2014.

El proyecto “María Elena” es una de las plantas de energía solar fotovoltaica comercializable más grandes de América Latina y una de las mayores a escala mundial. SunEdison es el propietario y el operador de la planta.

Desafíos y factores de éxito

En cuanto a las barreras y los desafíos presentes y futuros de acuerdo con la entrevista realizada, SunEdison ha identificado los siguientes:

- Tener un contrato PPA firmado es un tema clave para obtener financiamiento para estos proyectos. Existiría financiamiento disponible y apetito de la banca comercial para participar de estos proyectos, si bien a cambio solicitan que los mismos sean de gran tamaño y que tengan un PPA firmado. Normalmente, si se cuenta con un PPA, los proyectos obtienen el 80% del financiamiento y con la modalidad *merchant*¹⁹ hasta el 70%; y existen garantías durante la construcción del proyecto.
- Resistencia de los actores interesados para este tipo de proyectos, que pueden tener riesgos si no se los involucra desde el inicio del proyecto.

¹⁸ Véase http://www.corpbanca.cl/portal/?id_category=10.

¹⁹ Planta instalada sin un contrato firme de largo plazo; o sea, como una planta que realiza únicamente transacciones de oportunidad.

- Falta de anticipación por parte del operador del sistema en cuanto a la infraestructura de acceso, ya que se debe realizar una adecuación del sistema para que este sea eficiente.
- El proceso de otorgamiento de los permisos actualmente funciona muy bien, es transparente, hay información en línea, con plazos determinados que se cumplen. Sin embargo, para poder realizar este proceso de manera rápida y eficaz es fundamental estar asesorado por expertos en el tema, que sepan cómo y dónde aplicar, y cómo funcionan los organismos, leyes y tiempos de procesamiento.

SunEdison considera que se podrían crear líneas específicas para proyectos de pequeña escala y hacer de manera estandarizada estudios de mercado en ciertas zonas. También hace referencia a la opción de crear alguna “facilidad” donde se puedan agregar proyectos y financiar por volumen aprovechando el Reglamento para Medios de Generación no Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), que permite a los agricultores desarrollar proyectos eólicos o solares.

Además, SunEdison está analizando la posibilidad de crear mecanismos para agrupar esos proyectos de pequeña escala, y sugiere que los bancos multilaterales de desarrollo se enfoquen en diseñar líneas o facilidades específicas para los pequeños medios de generación distribuidos (PMGD) por los co-beneficios que estos generan.

El Banco BICE

El Banco BICE, fundado en 1979 por un grupo de inversionistas chilenos vinculados a una de las principales empresas exportadoras del país, que ofrece servicios bancarios orientados a empresas y a la banca de personas, se especializa en comercio exterior, financiar proyectos de inversión y asesorar en el campo de inversiones corporativas.

En base a su desempeño en el mercado, el Banco BICE sostiene que es pionero y líder en

Chile en el mercado de financiamiento de proyectos de generación y transmisión de ERNC, al estructurar y proveer nuevos financiamientos para la construcción y el equipamiento de proyectos de mini y pequeñas centrales hidroeléctricas, con una creciente capacidad instalada y una unidad especializada con más de cinco años de trayectoria y experiencia en este tema, y un entendimiento del mercado local en el que tiene una presencia de más de 35 años. Entre sus áreas de negocios se encuentra BICE CORP, que está desarrollando un fondo de inversión que va a cofinanciar la parte de capital de los proyectos de energías renovables. En los últimos cinco años, el BICE ha financiado proyectos de ER (hidro, eólicos, solares, biomasa), y cuenta con más de 20 proyectos aprobados entre 2007 y 2014, con una potencia instalada de 300 MW, 47,5 km de líneas de transmisión y más de US\$500 millones otorgados en 100% “Project Finance”.

En 2013 se destacó la participación del Banco BICE en materia de negocios estructurados para el financiamiento de parques de generación eólica, como la planta Totoral, ubicada en el Norte Chico, y la planta San Pedro, en Chiloé.

De acuerdo con lo enunciado por el Banco BICE, un hito relevante en este proceso de especialización de la entidad en el financiamiento de proyectos de energías renovables ha sido la firma en 2013 de un préstamo por US\$75 millones con la IFC, para expandir el financiamiento a largo plazo de proyectos de ERNC en Chile. Según sus declaraciones, el Banco BICE es el primer banco de América del Sur que ha firmado un acuerdo de estas características con la IFC (véase el estudio de caso).

En otro orden, este Banco también ha realizado operaciones de financiamiento de emprendimientos destinados a las ERNC en asociación con otros bancos como el Banco Itaú, el Banco Santander, el BCI y Corpbanca, sobre todo en el sector de mini hidroeléctricas, aunque actualmente el Banco BICE sostiene que empiezan a aparecer nuevas opciones de negocios con el aprovechamiento de la biomasa y los emprendimientos para aprovechar la energía solar vía PV.

El BICE informa que cofinancia proyectos de ERNC utilizando la modalidad de “Project Finance” para la estructuración de los proyectos, a través de un vehículo con fines específicos (SPV, por sus siglas en inglés) contra garantías que se constituyen especialmente. Entiende que el financiamiento “Project Finance” es un tipo de financiamiento en el cual se logran identificar y compartir de manera lógica los distintos riesgos del proyecto, principalmente entre inversionistas, financistas y algunos terceros, con lo cual se puede alcanzar un adecuado balance de riesgos y retornos para los distintos involucrados. Por lo general, estas iniciativas están destinadas a construir nuevas instalaciones (*greenfield*) con recursos provistos por bancos comerciales y/u organismos multilaterales (por ejemplo, IFC, BID, CAF, etc.) y/o agencias de exportación o ECA (como Coface, KfW, EDC, etc.). Pueden cubrir una elevada proporción de los costos del proyecto (50%-80%), permitiendo retornos de capital atractivos para el patrocinador o *sponsor*. La principal y a veces única fuente de repago proviene de los propios flujos del proyecto.

Según el BICE, de las tres etapas de los proyectos de ERNC, la etapa inicial de construcción es la que tiene más riesgos, y en la etapa de la puesta en marcha es donde se produce el punto de inflexión del riesgo. Luego, la etapa de operación es el momento en el que existen menores riesgos y cuando los bancos tradicionales están dispuestos a asumir esos riesgos y suelen comenzar a participar otorgando financiamiento.

Las características generales del financiamiento del BICE son las siguientes:

- Plazo máximo de 15 años. Para hidroenergía, en cambio, consideran hasta 18 años (los plazos son más largos por la vida útil de la central hidroeléctrica).
- La moneda utilizada es el dólar estadounidense.
- Las tasas se elevan hasta un 6,50%-7%, con interés fijo.
- Los costos incluyen comisiones de estructuración por un 1,5% del monto del financiamiento

más los gastos de asesores (técnicos, jurídicos, socio-ambientales y de seguros). A veces se puede contratar a un consultor del mercado eléctrico.

- Las tecnologías de aprovechamiento de fuentes de energías renovables que financian desde 2007 a la fecha han sido mini hidros, eólicas, solar, biomasa y biogás.
- Con la modalidad *merchant* financian 50%-50% y con un plazo no menor a 10 años.
- Para el caso de proyectos de pequeña escala están evaluando la utilización del Fondo de Antuko Energy, que tiene una calificación crediticia proporcionada por una calificador de riesgo. Antuko ha desarrollado un Fondo de Estabilización de Precios (FEP) de la Energía,²⁰ que actúa asegurando el precio mínimo de energía.
- El BICE tiene dos nuevas líneas especiales con ER: una con el BID para ER, salud y educación por US\$30 millones y otra con la IFC para ERNC, que se aprobó en diciembre de 2013 por US\$75 millones. Para el primer giro de fondos por US\$25 millones la tasa fue fija.
- Entre los riesgos que analiza el equipo del BICE para financiar un proyecto de ER se encuentran: riesgos de la naturaleza, de construcción, políticos, legales y regulatorios; riesgos del recurso,

²⁰ El Fondo de Estabilización de Precios (FEP) de la Energía de Antuko se propone asegurar el precio mínimo de la energía. Los consumidores de energía compran al FEP a precio fijo a través de un PPA. El FEP a su vez les compra a varios generadores. Gracias a estos PPA, los generadores de ERNC pueden acceder al financiamiento bancario (nacional e internacional) o mejorar las condiciones de financiamiento existentes. El Fondo se creó en agosto de 2013 y entraría en operaciones a finales de 2015. A la fecha cuenta con una cantidad de proyectos aprobados a través de una preselección, y se están firmando los términos de referencia (TDR) y los PPA por un plazo de 10 a 15 años. Los inversionistas del Fondo son capitales privados de Chile. BCI Asset Management (banco local) es el brazo financiero y Antuko es el co-administrador (gestiona el FEP). Los proyectos abarcan energía eólica y solar, y su tamaño oscila entre los 3 MW y 50 MW. Los inversionistas participan en el modelo de riesgo y tienen un porcentaje del margen de ganancia.

del mercado, de administración, de operación y mantenimiento, y riesgos tecnológicos.

La Corfo ha tenido líneas abiertas a la banca con las que firmaron convenios de cooperación, y el BICE fue una de las entidades que suscribió un convenio de cooperación con la Corfo por el cual sus clientes podían acceder a las líneas de financiamiento del programa Corfo de ERNC. Según afirma, el BICE ha sido el banco que más ha utilizado esta línea.

El BICE ha manifestado que cree que los proyectos de ERNC van a crecer por la coyuntura, el aumento de la demanda, la amplia disponibilidad de los recursos eólico y solar, y —de acuerdo con la persona entrevistada— los bajos precios de la energía en Europa, que inducen buscar inversiones en otras regiones, y además porque Chile es un país estable y miembro de la OCDE; el país necesita de mayor inversión en generación y distribución, y hay un vacío de concesiones que se está llenando.

Consideraciones finales

En este tema de análisis, Chile vive una combinación de circunstancias singulares. En un plano estratégico se enfrenta al desafío de generar las condiciones adecuadas para llegar a ser un país desarrollado en la próxima década y continuar el ciclo de crecimiento económico, con las consiguientes exigencias en cuanto a estándares, normativas y regulaciones, en particular en materia ambiental.

Debe recordarse que entre 1986 y 2010 la economía chilena creció a una tasa del 5,4% anual en promedio, cifra que indica un desempeño muy positivo en materia de crecimiento. Se anticipa que ese desempeño positivo podría persistir en las próximas décadas, pero a tasas probablemente algo más moderadas. Para lograr ese objetivo en el marco de una economía abierta y tomadora de precios internacionales, debe asegurarse la competitividad de largo plazo de sus principales sectores productivos y para ello es clave lograr la expansión de la oferta energética, disminuyendo a

la vez el impacto de los costos de la energía en la producción nacional.

Es conveniente recordar que, según el Ministerio de Energía de Chile, el escenario energético del país se caracteriza por una demanda energética creciente, altos precios de los combustibles en el corto y mediano plazo, altos precios de la electricidad, una matriz energética poco diversificada y una alta dependencia de los combustibles importados.

Las transformaciones en la matriz de energía primaria le permitirían al país, además, disminuir la vulnerabilidad de la economía debida a la importación de energéticos, así como reducir el impacto de la volatilidad de los precios de esos insumos sobre la producción con destino a la exportación. De este modo, las ERNC se constituyen en un componente clave de la estrategia de desarrollo sostenible, pues permiten enfrentar retos en distintas dimensiones relevantes de la estructura económica, así como de las orientaciones de la política climática internacional del país.

A continuación se enumeran algunas de las cuestiones principales a tener en cuenta, relacionadas con el financiamiento de proyectos de ERNC por parte de la banca comercial, con los modelos de negocio desarrollados para aprovechar el potencial de los recursos no renovables en Chile, y con los obstáculos que suelen enfrentarse:

- De acuerdo con la experiencia de la banca comercial nacional en los últimos cinco años, se desprende que es posible financiar proyectos de aprovechamiento de ERNC de pequeña y mediana escala bajo el esquema de “Project Finance”; en algunos casos, los bancos nacionales han sido incluso más flexibles que los propios bancos extranjeros, y han sido capaces de adaptarse a la escala de estos proyectos.
- En general, de las consultas realizadas puede observarse que los bancos extranjeros están dispuestos a participar en la medida en que exista la posibilidad de acordar un PPA.
- El Gobierno de Chile ha impulsado el desarrollo del sector para cumplir la meta “20/20” con el apoyo transversal de todo el espectro político

y buenas tasas de crecimiento proyectadas de la demanda eléctrica, en particular en el SIC. La administración de la Presidenta Michelle Bachelet decidió dar “reimpulso al uso y promoción de las energías alternativas, con miras a construir una matriz energética sustentable, inclusiva, segura y a precios razonables”. Para ello, sería necesario remover algunas barreras, de modo que los pequeños generadores puedan llevar adelante sus emprendimientos: dar lugar a la tramitación más expedita de permisos, facilitar la conexión a las redes de distribución, implementar instrumentos para fomentar la inversión y brindar financiamiento para ERNC.

- Las ventajas de la experiencia en algunas categorías de proyectos facilita su desarrollo ulterior: el haber probado que son técnicamente factibles, financieramente viables, y que son sostenibles en el tiempo, hace posible persistir en el financiamiento de este tipo de proyectos. El foco inicial de la banca nacional ha sido en proyectos hidro, y luego hay un desarrollo incipiente de financiamiento para proyectos eólicos y de biomasa, y también solares.
- Las entidades financieras muestran una preferencia por proyectos de una cierta escala, esto es: proyectos de mayor tamaño, que es lo que suele resultar más atractivo desde la perspectiva de la rentabilidad, y permite así compensar los esfuerzos de la banca.
- Algunos desarrolladores anticipan un aumento de la judicialización de los proyectos a través del mecanismo del Recurso de Protección Ambiental.
- Los desarrolladores encuentran restricciones en la capacidad de transmisión en ciertos puntos de la red troncal, en particular en el SIC. Es lo que ocurre en la zona norte del SIC, que hace muy difícil la interconexión de una cantidad significativa de MW solares y eólicos.
- Existen barreras de acceso a la entrada de nuevos participantes generadores, en particular los más pequeños, por la prevalencia de los generadores convencionales en un mercado

concentrado en los segmentos de generación y distribución.

- Algunos desarrolladores de proyectos de ERNC han preferido definir sus estrategias comerciales enfocándolas en la venta de la energía generada en el mercado *spot*, para de ese modo aprovechar las coyunturas de precios altos. Sin embargo, este modelo de negocio es incompatible con los criterios predominantes en los bancos comerciales, que privilegian la estabilidad de los flujos de caja para poder servir la deuda de manera regular. Los inversionistas enfrentan un relativamente alto riesgo económico en el precio de largo plazo, lo cual se ve acentuado en el caso de los generadores eólicos, debido a la enorme variabilidad en la generación, lo que los hace dependientes del mercado *spot*.
- La consideración del riesgo de demanda, pues los bancos prefieren que los proyectos a financiarse cuenten con un contrato de suministro eléctrico asegurado.
- La robustez y la capacidad de preparación de los desarrolladores de proyectos, incluido el conocimiento de los temas relevantes: el desarrollo de estudios de viabilidad técnica y comercial, y una correcta selección de contratistas y operadores.
- El conocimiento sobre el potencial del recurso, incluido el uso de buenas prácticas en la medición y evaluación mediante estándares, y la certificación independiente cuando sea aplicable.

Además, y de acuerdo con los resultados obtenidos en las reuniones, entrevistas y consultas de la bibliografía disponible, son variadas las barreras específicas que se relacionan con los proyectos de ERNC, y se identifican obstáculos, entre los cuales se destacan los siguientes:

- Pre-inversión: la existencia de períodos de tramitación ambiental y sectorial extensos, complejos y variados.
- Contratos PPA: dificultad para obtener estos tipos de contratos.

- Costos de estructuración de “Project Finance”: aún son elevados y relativamente fijos, al margen del tamaño del proyecto, lo que dificulta el acceso a financiamiento por parte de nuevos desarrolladores, y hace que proyectos de pequeña escala sean relativamente más costosos.
- Aunque, según sostienen los actores, en Chile parecen existir prácticamente todos los mecanismos y/o instrumentos de mitigación o transferencia del riesgo necesario para todos los tamaños de proyectos, algunos tienen restricciones en el plazo, o deben adecuarse a las necesidades del proyecto y a los diversos tipos de tecnologías de aprovechamiento de las fuentes de ERNC. Sin embargo, como los instrumentos de mitigación del riesgo aún no están suficientemente estandarizados, el mercado tiende a orientarse a los proyectos de mayor escala que pueden justificar los costos adicionales de desarrollo de nuevos productos de este tipo (a la medida del proyecto) y su evaluación.

El caso de Chile demuestra que, a diferencia del enfoque tradicional, por el cual se entiende que las energías renovables pueden solamente desempeñar un papel complementario en la matriz energética, y que su expansión enfrenta barreras

de costo de entrada y dificultades para su *mainstreaming* como tecnología de generación, es posible dar un impulso significativo a las ERNC, lo cual le ha permitido al país pasar a cumplir un importante papel en la oferta primaria, que sobrepasa el nivel que se consideraba apropiado siguiendo las prácticas estándares en los mercados eléctricos nacionales.

Para ello, ha sido clave la integración de un marco político, legal y regulatorio adecuado por su consistencia, un buen ambiente para las inversiones, un sobresaliente potencial en materia de recursos renovables, y el establecimiento de metas de participación de las ERNC en la matriz energética.

Estos elementos crean las condiciones necesarias para el despliegue de inversiones de origen diverso, a pesar de algunas barreras remanentes que aún puedan limitar una más acelerada corriente de inversiones de pequeña y mediana escala.

En ese contexto de buena gobernanza, el financiamiento cumple entonces un rol esencial, al aprovechar los instrumentos financieros ya existentes y las incipientes tendencias a la consideración en el sistema bancario nacional de mecanismos innovadores que pueden acelerar el despliegue de las ERNC, en particular en aquellas iniciativas de pequeña y mediana escala.

Anexo 4.1 Información de referencia

Como parte de las actividades para proceder a recopilar información para este estudio, se estableció contacto con instituciones financieras y empresas consideradas relevantes (véase el listado) a través del envío de correos electrónicos donde se explicaban los objetivos de la consultoría y se solicitaba información sobre las actividades que llevan a cabo para el desarrollo y financiamiento de proyectos de ERNC en Chile.

A posteriori, se contactó telefónicamente a cada una de las empresas para dar un contexto a la persona de contacto con el proyecto y la información requerida.

Asimismo, se realizaron entrevistas personales en las oficinas de cada institución o empresa contactada para este relevamiento. En el cuadro A4.1 se listan aquellas instituciones financieras, organizaciones y entidades a las cuales se les solicitó información y a aquellas a las que se entrevistó. A pesar de recibir en algunos casos respuestas parciales, se obtuvieron datos de proyectos de ERNC que actualmente operan en Chile y están incluidos bajo las tipologías de proyecto definidas en el contexto de este estudio.

CUADRO A4.1 Listado de entrevistas realizadas y entidades contactadas

Nombre de la institución	Personas entrevistadas
SunEdison Chile (EE.UU.)	Renato Valdivia, Energy Markets & Commercialization Director LATAM, Email: rvaldivia@sunedison.com Tel.: (+56) 226118301 Página web: http://www.sunedison.cl/chile
IBC Solar (Alemania)	Alberto Moreta / Markus Link Email: alberto.moreta@ibc-solar.es / Markus.link@ibc-solar.de Tel.: (+34) 961366528 Página web: www.ibcsolar.com
Andesud	Roberto Jordán, representante local en Chile de IBC Solar, empresa alemana, de la empresa Andesud Energías Renovables Email: rjordan@andesud.cl Tel.: (+562) 2694 9352 / Cel. (+56-9) 9594 2181 Página web: www.andesud.cl
Banco BICE	Contacto: Rodrigo Violic, Gerente de Negocios Email: rviolic@bice.cl Tel.: (+56-2) 2692 2048 – 2692 1840 Página web: www.bice.cl
Antuko Energy	Contacto: Fernando Cubillos Email: info@antuko.com Tel.: (+56 2) 2658 3248 Página web: www.antuko.com
Centro de Energías Renovables (CER), Corfo, Ministerio de Energía	Verónica Martínez Saperas, Jefa de Unidad de Mercado y Financiamiento Email: vmartinez@cer.gob.cl Tel.: (+56-2) 2496 9600 Página web: www.cer.gob.cl
Acciona Energía Chile S.A.	Fabio de la Fuente, Gerente de Desarrollo de Proyectos de ER Email: fdela Fuente@accionachile.cl Tel.: (+562) 2 751 51 60
Ingeniería y Montajes Eléctricos S.A. (Imelsa)	Carlos Álvarez, Titular Email: imelsa@imelsa.cl Tel.: (2) 2689 3300 Página web: http://www.imelsa.cl/recursos.php

Financiamiento para energía renovable en Uruguay

Daniel Perczyk

Contexto

El sistema eléctrico uruguayo se caracteriza por una robusta participación del sector estatal. Toda la etapa de transmisión y distribución y la mayor parte de la generación de energía están a cargo de empresas estatales. En la generación participan la central hidroeléctrica binacional Salto Grande, con 945 MW, y la empresa estatal verticalmente integrada Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), con 1.614 MW. A su vez, la participación de UTE se compone de la energía proveniente de centrales hidroeléctricas (593 MW) y centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles (1.021 MW). La aportación privada se ha concretado sobre todo en energías renovables, inicialmente de escala menor, y luego, más recientemente, avanzó hacia una mayor capacidad de los emprendimientos en construcción o ya en marcha.

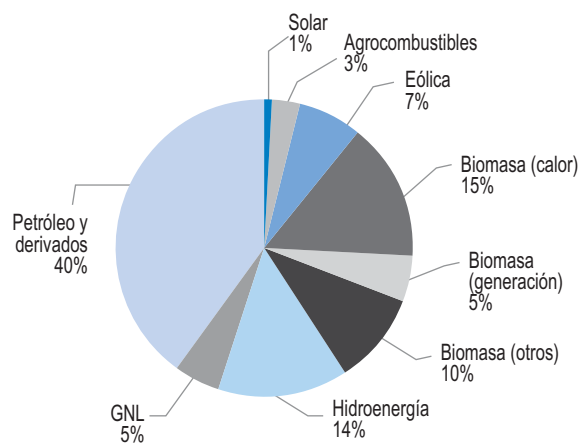
Según datos de 2013 acerca del sistema eléctrico, sobre una potencia instalada de 3.054 MW, se observa una importante participación de la hidroelectricidad (50%) y de la energía térmica en base a combustibles fósiles (40%), sobre todo térmica-fuel oil y térmica-gas oil. La biomasa participa con casi un 8% y la eólica con algo menos del 2%. El gráfico 5.1 muestra la composición de los aportes de las distintas fuentes a la energía total.

Sin embargo, se observa que los recursos hidroeléctricos que permiten alcanzar esa composición de la oferta (aprovechamiento del río Uruguay y del río Negro) han llegado al límite máximo de su aprovechamiento y, por otro lado, el país no cuenta con reservas propias de combustibles fósiles, mientras que la demanda de energía se ha ido incrementando de manera constante debido al crecimiento económico, la mejora permanente en el ingreso disponible y la expansión creciente de las actividades productivas.

Por otro lado, los proyectos de aprovechamiento energético de la biomasa que ya se han desarrollado en base a la utilización de residuos de actividades agrícolas (como la cáscara de arroz) y forestales, pueden haber ya puesto en valor buena parte del pleno potencial de estos recursos, y restarían menos oportunidades para nuevos aprovechamientos futuros con la actual capacidad instalada en los sectores primarios proveedores de los residuos aprovechables en la generación.

Sobre la base de los estudios disponibles (Irena, 2013) y de los lineamientos estratégicos de política energética trazados por el país, se puede observar que las tecnologías más relevantes en términos de expansión futura de capacidad serían la eólica (potencial del orden de 3.000

GRÁFICO 5.1 Matriz de abastecimiento de energía total por fuente



Fuente: Dirección Nacional de Energía, MIEM (2013).

MW) y la solar. Existe también un potencial total de unos 200 MW para desarrollar algunas centrales hidroeléctricas de pequeño porte,²¹ y de unos 120 MW para aprovechar el contenido energético de los residuos (forestales, agrícolas y sólidos urbanos).²²

Cabe destacar que prácticamente el 100% de la energía renovable no convencional (ERNC) se ha incorporado luego de 2007. El gráfico 5.2 muestra la evolución de la potencia instalada de ERNC desde el año 2000. Se destaca que, en los últimos cinco años, la incorporación de ERNC representa el 20% del total incorporado a la red. En 2007 la empresa papelera UPM instaló una planta de generación de unos 160 MW, que se alimenta de los residuos de la actividad productiva. Si no se toma en cuenta esta planta debido a su singularidad, se observa que a la fecha los proyectos de biomasa representan el 55% de la ERNC incorporada, mientras que los de energía eólica el 40% y los de solar el 2%.

Uruguay ha puesto en vigor la Política Energética 2030 con metas de corto, mediano, y largo plazo, que fue inicialmente aprobada por el Poder Ejecutivo y luego, en febrero de 2010, consensuada por la Comisión Multipartidaria de Energía, incluyendo a todos los partidos políticos con representación parlamentaria.

Ese documento de política contiene lineamientos estratégicos y metas en el corto (5 años), mediano (10 a 15 años) y largo plazo (20 años y más), más de 30 líneas de acción para alcanzar esas metas y un análisis de situación permanente. Uno de sus ejes estratégicos, el de la oferta, incluye precisamente la diversificación de la matriz energética, reduciendo la participación del petróleo e incrementando el nivel de participación de las energías autóctonas en general y de las renovables no convencionales en particular.

Según se enuncia, la estrategia de país ha consistido, pues, en la diversificación de la matriz energética (a través de fuentes y proveedores) con los siguientes objetivos principales:

- Reducir la dependencia del petróleo y los costos asociados.
- Incrementar la participación de fuentes autóctonas en base al principio de igualdad y acceso a la energía, y lograr la soberanía energética.
- Impulsar la introducción de fuentes renovables no tradicionales.
- Introducir otras fuentes (gas natural licuado).
- Privilegiar emprendimientos que generen desarrollo local (componente local).
- Lograr la integración regional.
- Mejorar de forma continua el perfil ambiental (reducción de emisiones de gas de efecto invernadero [GEI]).

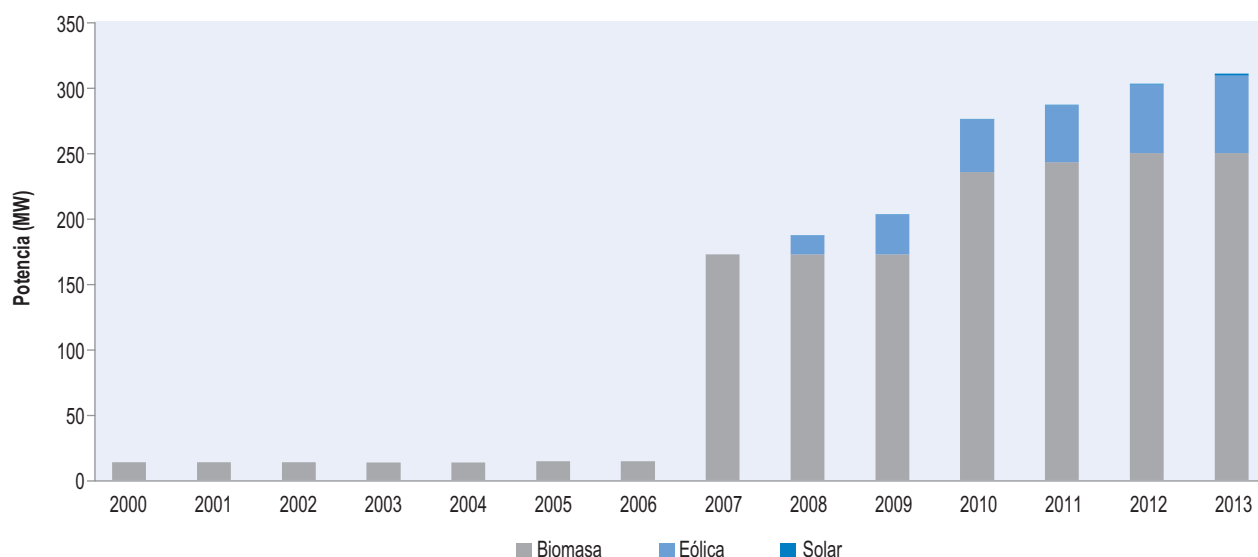
Como consecuencia de esta estrategia, el sistema eléctrico de Uruguay está cambiando de forma acelerada, sobre todo como resultado de cuatro iniciativas mayores:

- Nueva Interconexión con Brasil.
- Planta de regasificación de GNL.

²¹ Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) en Uruguay, consultoría del proyecto Observatorio de Energías Renovables en Uruguay (2010).

²² Evaluación de la disponibilidad de residuos o subproductos de biomasa a nivel nacional, consultoría de apoyo al componente: "Fortalecimiento de la Estrategia Nacional Energética 2030" (Ing. Carlos Faroppa, 2010).

GRÁFICO 5.2 Potencia instalada a partir de ERNC (en MW)



Fuente: MIEM.

- Ciclo combinado en Punta del Tigre.
- Incorporación masiva de energía renovable, principalmente eólica.

Sobre este último eje para la acción, la política energética ha establecido entre las metas de corto plazo, como objetivo para el año 2015, contar con un 50% de energía de fuentes renovables en la matriz de abastecimiento primario, lo cual incluye un 25% de energía eléctrica de fuentes renovables no convencionales, un 30% proveniente del aprovechamiento de residuos agroindustriales y residuos sólidos urbanos para producir energía, y un 15% de disminución del uso de combustibles fósiles en el transporte.

En el sector eléctrico, para el cumplimiento de esos objetivos principales, se fijaron objetivos específicos por tipo de fuente, por ejemplo: alcanzar unos 500 MW eólicos (ahora ya se ha incrementado hasta 1.200 MW de fuente eólica) y 200 MW a partir de biomasa, así como 200 MW de fuente solar fotovoltaica.

La implementación de las acciones planificadas se ha hecho efectiva mediante sucesivos decretos (409/2009, 367/2010, 159/2011, 424/2011, 158/2012, 133/2013) que autorizan a la

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a realizar licitaciones para contratar la provisión de energía de distintas fuentes.

UTE ya ha puesto en marcha tres procesos licitatorios para energía eólica y uno para biomasa, y en lo sucesivo se prevén otros nuevos para energía solar fotovoltaica. Las licitaciones fijan la cantidad de potencia a contratar y se decide según el menor costo, aunque también se toma en cuenta la importancia que le da el proyecto al componente local (trabajo local que se genera a partir de la utilización de material de construcción, partes de los equipos y maquinaria local).

En algunos casos se han presentado ofertas por una cantidad de energía superior a la solicitada, y se decidió por decreto que UTE invitara a los oferentes que no hubieran resultado adjudicatarios a presentar mejoras en las ofertas. UTE pudo de este modo concretar nuevos contratos. Los resultados de este proceso en curso permitirán cumplir largamente con los objetivos establecidos. En particular, en lo referente a energía eólica, UTE ya ha contratado más de 900 MW con inversionistas privados a través de contratos de compra de energía (PPA).

Los valores de la energía derivados de esas licitaciones han resultado muy favorables. Para

energía eólica son del orden de US\$70/MWh y para biomasa del orden de US\$130/MWh. Los factores que han confluído para lograr estos niveles son:

- La seguridad de ingresos por la contratación, que limita los riesgos a la disponibilidad efectiva del recurso y al adecuado funcionamiento del equipamiento.
- El ambiente de negocios en Uruguay, con un consistente marco de políticas y regulatorio para la inversión, y el acceso al financiamiento de escala. Así, a mediados de 2014 era posible identificar proyectos de centrales generadoras de electricidad de fuente eólica entre UTE y empresas privadas, que totalizaban cerca de 580 MW de potencia instalada y tenían fecha de entrada tentativa a partir de 2014 y hasta 2017. Dada la dinámica del proceso de inversiones, las cifras de inversión y capacidad instalada pueden quedar desactualizadas o registrar algunas imprecisiones.

Al considerar el plexo legal, normativo y regulatorio para el desarrollo de energías de fuente renovable en Uruguay, debe destacarse la Ley No. 16.832 de 1997, que estableció el marco regulatorio del mercado eléctrico uruguayo e introdujo una modificación sustantiva a la Ley Nacional de Electricidad (Ley No. 14.694) al abrir paso a la posibilidad de que la actividad de generación eléctrica pueda ser realizada por cualquier agente, lo que habilita el ingreso de privados a esta actividad y crea también un mercado mayorista de energía eléctrica. Asimismo, se dio paso a la libertad de distribución de energía, aunque de hecho la empresa estatal UTE es la única que opera en este mercado.

Luego, y como parte del Régimen de Promoción Sectorial establecido por el Decreto 354 de agosto de 2009, se declararon promovidas, entre otras, las siguientes actividades: i) generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables no tradicionales; ii) generación de energía eléctrica a través de cogeneración; iii) producción de energéticos

provenientes de fuentes renovables, y iv) transformación de energía solar en energía térmica. Este régimen incluye la exoneración del impuesto a la renta de las actividades económicas (IRAE) cuando la energía eléctrica sea vendida en el mercado de contratos a término, de manera decreciente (del 90% al 40%), según un calendario que abarca de 2009 a 2017, de 2018 a 2020 y de 2021 a 2023.

Luego, mediante el Decreto 173/010 se autoriza a los suscriptores conectados a la red de distribución de baja tensión a instalar equipos de generación de origen renovable para energía eólica, solar, biomasa o mini hidráulica. Esta energía puede ser tanto utilizada por el propio generador como también volcarse a la red.

En cuanto a los incentivos fiscales para la tecnología de aprovechamiento de las fuentes renovables, en Uruguay existen mecanismos bien definidos para promover inversiones en el sector de generación de energías renovables: el marco general para todo tipo de inversiones ha sido establecido en la Ley No. 16.906 de Promoción y Protección de Inversiones, de enero de 1998, y sus decretos reglamentarios.

El Régimen de Promoción de Inversiones, instaurado mediante estas normas, es precisamente una de las principales políticas públicas activas a través de la cual se otorgan beneficios fiscales a las empresas que inviertan en el país y se fija la igualdad de trato para inversionistas locales y extranjeros. Los principales beneficios del régimen corresponden a la exoneración, en las proporciones que corresponda, de los siguientes impuestos: impuesto al patrimonio (IP), tasas y tributos a la importación, impuesto al valor agregado (IVA) nacional e IRAE.

En este marco normativo las empresas pueden aplicar tanto el Decreto 354/009, correspondiente al régimen específico que incluye las energías renovables, o bien el Decreto 002/012, correspondiente al régimen general de promoción y protección de inversiones, o combinar los impuestos a exonerar a partir de ambas reglamentaciones. Los Decretos 002/2012 y 354/2009 precisamente establecen los requisitos para la

obtención de beneficios fiscales. Además, el Decreto 002/012 regula la metodología de evaluación de los proyectos de inversión promovidos, en lo que concierne a la Ley No. 16.906 para verificar su adecuación al régimen y darle fundamento a su recomendación.

La Comisión de Aplicación de la Ley de Inversiones (COMAP), que funciona en la órbita del Ministerio de Economía y Finanzas, tiene como objeto promover y proteger las inversiones realizadas por inversionistas nacionales y extranjeros en el territorio nacional.

Según los datos publicados por la COMAP, para el control y seguimiento del régimen del Decreto 002/012, entre enero de 2008 y junio de 2014 dicha Comisión recomendó un total de 41 emprendimientos vinculados a la generación de energía, relacionados ya sea con los decretos generales de Promoción de Inversiones o con el Régimen Sectorial de Generación de Energía. Debe destacarse que el 66% de los proyectos de energía renovable corresponden a 2013 y al primer semestre de 2014, lo que revela la aceleración creciente de las inversiones con ese destino en el último tiempo. Entre las inversiones para la generación de energía eléctrica prevalecen las destinadas a la instalación de parques eólicos (66% de los proyectos) y las que tienen como objetivo la generación de electricidad a partir de biomasa (27% de los mismos). Además, el 76% de los emprendimientos recomendados fueron impulsados por empresas nuevas.

El impacto significativo del régimen vigente de promoción de inversiones, en cuanto a la relevancia de la tendencia a adoptar tecnologías para el aprovechamiento de las fuentes de energía renovable en el país, puede calibrarse mediante un indicador: en los últimos cinco años y medio los montos asociados a los proyectos que invierten en esas energías se han elevado a US\$2.413 millones.²³

Por el Decreto 23/014, se consideran elegibles para el acceso a los beneficios del régimen de promoción de inversiones las realizadas por los titulares de proyectos de generación de energía eólica destinadas a la conexión del Sistema

Interconectado Nacional (SIN), en cumplimiento de los contratos suscriptos con UTE.

Por otra parte, Uruguay tiene vigentes acuerdos de promoción y protección de inversiones con 30 países, entre ellos: España, Estados Unidos, Finlandia, Francia y Reino Unido.

Asimismo, la Ley No. 18.585, reglamentada por el Decreto 451/011 y ulteriormente por su decreto modificativo 325/012, declara de interés nacional la investigación, el desarrollo y la formación en el uso de la energía solar térmica. La norma faculta al Poder Ejecutivo a conceder las exoneraciones previstas en la Ley No. 16.906 para la fabricación, implementación y utilización efectiva de energía solar. Las exoneraciones tributarias previstas en el Decreto 325/012 son de aplicación desde el 19 de diciembre de 2011 hasta el 28 de febrero de 2026. La generación descentralizada directa del calor puede reducir la carga de consumo de electricidad destinada al sector residencial que se utiliza para calentamiento, lo cual constituye un alto porcentaje del total. Por lo tanto, este programa representa una medida de gestión de la demanda eléctrica que posterga inversiones de infraestructura de transmisión al afectar el crecimiento de la demanda de energía.

Asimismo, se concede exoneración del IVA a la enajenación de colectores solares de fabricación nacional y se establece un cronograma obligatorio de incorporación de esta tecnología para toda la construcción nueva o rehabilitación de las existentes en los sectores de gran consumo de electricidad, como la hotelería, los centros de salud y los clubes deportivos.

En lo que concierne al régimen climático internacional, Uruguay forma parte de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) y de su Protocolo de Kioto. Además, debe recordarse que el 29 de enero de

²³ Las inversiones planeadas por el monto mencionado pueden no haberse ejecutado aún, pues los proyectos que la COMAP recomienda al Poder Ejecutivo son planes de inversión con un horizonte temporal que puede extenderse hasta 10 años.

2010, en su comunicación a la Secretaría de esa Convención, el Ministerio de Relaciones Exteriores de Uruguay informó que el país se asociaba al Acuerdo de Copenhague y deseaba incluir su nombre en el encabezado de ese acuerdo, pero advirtió que requeriría y solicitaría cooperación internacional para enfrentar el desafío de adaptarse al cambio climático.

Por otra parte, el Plan Nacional de Respuesta al Cambio Climático (PNRCC), en su documento de Diagnóstico y Lineamientos Estratégicos, enuncia luego como objetivo general el de identificar, planificar y coordinar las acciones y medidas necesarias para mitigar las emisiones de GEI en Uruguay, así como las acciones necesarias para la adaptación de la sociedad y los sectores productivos a los impactos derivados del cambio climático y la variabilidad (MVOTMA, 2010).

En ese contexto, la decisión de avanzar en materia de mitigación en Uruguay se confirmó en la práctica, en noviembre de 2012, con el envío al registro de la CMNUCC de seis acciones nacionales apropiadas de mitigación (NAMA, por sus siglas en inglés), entre ellas tres que solicitan apoyo para la preparación, una para la implementación y dos que buscan reconocimiento.

Entre las NAMA presentadas que solicitan apoyo para la preparación se cuenta un programa de alta integración de energía eólica con el propósito de alcanzar más de 1.000 MW de energía instalada; la segunda es un Programa de Vivienda Sustentable, que consiste en la introducción de nuevas tecnologías que reducen las emisiones de GEI mediante la sustitución del uso de electricidad de red por fuentes de energías renovables (solar térmica) y mejorando la eficiencia energética de los hogares (luminarias más eficientes). La tercera de este tipo corresponde a la producción sostenible con tecnologías bajas en emisiones en cadenas de producción agroindustriales.

Asimismo, Uruguay ha presentado ante el NAMA Facility una iniciativa dirigida a la sustitución de electricidad a través del uso de colectores solares para calentar agua en viviendas sociales. Esta iniciativa es similar al Programa de Vivienda

Sustentable suscrito en el Registro de la CMNUCC, pero más evolucionada, sobre todo en relación con el mecanismo financiero previsto.

Entre las NAMA para reconocimiento cabe mencionar una destinada a promover la participación de la energía renovable en la matriz primaria de energía de Uruguay (que incluye biocombustibles, biomasa, energía eólica y solar, y beneficios fiscales para la energía renovable) y otra correspondiente al proyecto de Terminal Regasificadora de Gas Natural Licuado, una terminal de LNG con una capacidad de regasificación de 10.000.000 m³/d de gas natural con una posible expansión a 15.000.000 m³/d.²⁴

La NAMA presentada que solicita apoyo para la implementación tiene como objetivo introducir por primera vez energía solar fotovoltaica a la red eléctrica nacional.

Por consiguiente, es importante destacar que las acciones de mitigación que Uruguay se propone llevar a cabo ponen énfasis en el desarrollo de las energías renovables y en la eficiencia energética, a la vez que el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (MVOTMA), en su condición de Punto Focal de la CMNUCC, continúa trabajando en coordinación con otros ministerios en el desarrollo de nuevas NAMA para presentar al Registro de la CMNUCC.

Uruguay ha previsto dos metas a alcanzar en 2030, en la contribución prevista y determinada a nivel nacional, presentada a la CMNUCC en 2015. Con medios propios se propone, por un lado, reducir en un 25% la intensidad de las emisiones del sector energético con respecto al producto interno bruto (PIB) y, por otro, mantener las emisiones del sector eléctrico debajo de 40 gCO₂/kWh. Con medios de implementación adicionales, estos valores son más ambiciosos aún (40% y menos de 20 gCO₂/kWh).

²⁴ Véase el sitio web https://unfccc.int/files/cooperation_support/nama/application/pdf/nama_recognition_uruguay_lng_terminal.pdf.

Análisis

En esta sección se examinarán las tendencias de financiamiento de energías renovables no convencionales (ERNC) en Uruguay, y el crecimiento de ese financiamiento al considerar su estado actual y su progreso en los últimos 5-10 años.

El principal foco del análisis está dirigido por una parte a la aportación de la banca nacional de desarrollo, pero se estudia también cómo la banca comercial ha sido y será capaz de implementar las líneas de financiamiento para proyectos de energía renovable de la banca de desarrollo. También se examinan las posibilidades que resultan del aprovechamiento del marco habilitante para las inversiones en el país y el impacto que este ha tenido en las inversiones y en el modelo de negocios que ha probado su atractivo desde la perspectiva de los encargados de la toma de decisiones.

Si se propone que el financiamiento para las energías renovables forme parte de la corriente principal del financiamiento nacional hacia una estrategia baja en emisiones de GEI y una economía verde, es preciso examinar también la capacidad del sistema financiero nacional para sostener una corriente de inversiones dirigida a cumplir con las metas de la Política Energética 2030, y desempeñar, si fuera posible, un papel clave en movilizar los recursos financieros necesarios, permitiendo particularmente apalancar aquellos que provengan del financiamiento climático.

En este sentido, la estrategia desplegada por el Gobierno de Uruguay en materia energética parece privilegiar los siguientes criterios clave: i) iniciativas para la diversificación de las fuentes de energía para reducir los costos y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y aumentar la seguridad energética; ii) una mayor participación privada en la generación de nueva energía eléctrica renovable; iii) aumento del comercio regional de energía, y iv) mayor disponibilidad y adquisición de bienes y servicios de bajo consumo energético.

Es que a pesar de los esfuerzos nacionales que se pusieran en marcha para incrementar la eficiencia energética, la demanda ha aumentado más del 4%

al año desde 2002, en un contexto de sequías periódicas (en particular en 2006 y 2008), la capacidad de reserva térmica ha sido insuficiente y ha habido dificultades para importar electricidad de los países vecinos. Estas condiciones han impulsado al alza los costos del suministro con incidencia indirecta sobre el costo fiscal, ya que el gobierno ha tratado de evitar que el aumento de los costos se traslade íntegramente a los usuarios finales. Los problemas de suministro se acentúan por deficiencias en varias secciones de la red de transmisión y distribución.

Por ende, al reconocer estos desafíos, el gobierno ha reafirmado su empeño en tres líneas de acción clave: i) establecer una nueva interconexión de 500 MW con Brasil y modernizar los sistemas existentes de transmisión y distribución, ii) aumentar la eficiencia energética, y iii) dar mayor relieve en la matriz de energía de Uruguay a las energías renovables no tradicionales (viento, biomasa y energía hidroeléctrica en pequeña escala, en particular, pero también, cada vez más, a la energía solar) .

Por otra parte, debe recordarse que el PIB per cápita se multiplicó por cuatro en los últimos 10 años, llegando a US\$14.767, y —aunque más lentamente— la tendencia expansiva de la economía se ha mantenido, gracias a lo cual ha habido una década íntegra de crecimiento ininterrumpido. Pese a algunas fluctuaciones y los posibles impactos desfavorables en la evolución del comercio internacional, esa tendencia parece persistir en el tiempo con la consiguiente demanda de expansión de capacidad de la infraestructura y la necesidad de incrementar la oferta de energía.

Por ende, es fundamental lograr una eficaz movilización de recursos de financiamiento, para que —frente a los retos que plantea el crecimiento previsto de la demanda, la vulnerabilidad climática y las limitaciones que puedan resultar de la dotación de recursos energéticos convencionales, pero aprovechando el potencial de las energías renovables— el país intensifique su avance en la diversificación de la matriz energética, a la vez que, al reducir sus emisiones de GEI, pueda desacoplar el aumento de las emisiones del crecimiento económico y el progreso

en dirección de una economía baja en emisiones y resiliente al cambio y a la variabilidad climáticos.

Por ello, la eficiente movilización de recursos financieros, públicos y privados e internacionales e internos es un requisito esencial para dar pie a las transformaciones que se necesita llevar a la práctica.

En esa dirección, la introducción de instrumentos innovadores de financiamiento y la capacidad de aprovechar eficientemente los recursos del sistema financiero nacional y de la previsión social, mediante el apalancamiento de los fondos provenientes del financiamiento climático, constituyen herramientas esenciales en la concreción de una estrategia nacional sostenible, que deben ser analizadas.

El sistema financiero uruguayo

Una caracterización breve del sistema financiero uruguayo contribuye a la comprensión del contexto en el cual se desenvuelve en Uruguay el paulatino desarrollo de nuevas modalidades e instrumentos financieros para facilitar la inversión en tecnologías de aprovechamiento de las fuentes de energía renovable.

El sistema financiero uruguayo, regulado y supervisado por el Banco Central del Uruguay (BCU), está integrado por dos tipos de instituciones financieras: los bancos —públicos y privados— y los denominados otros intermediarios financieros, o instituciones no bancarias, una categoría que incluye las casas financieras, las instituciones financieras externas, las cooperativas de intermediación financiera, y las administradoras de grupos de ahorro previo, según lo previsto en la ley de intermediación financiera y su decreto reglamentario. A diciembre de 2013, según los datos publicados en el reporte anual del BCU, los bancos concentraban el 97,8% del total de activos del sistema financiero (incluidos los del Banco Hipotecario), nivel más elevado que el del quinquenio anterior, por lo cual se constituían en su conjunto en el actor financiero principal del sistema y el mayor responsable de canalizar los ahorros de residentes y no residentes.

Además, las administradoras de fondos de ahorro previsional (AFAP), que son las instituciones

responsables de administrar los aportes destinados al régimen de jubilación por ahorro individual en el país, tienen capacidad de asignar recursos para la inversión productiva y podrían eventualmente desempeñar un rol más activo en el financiamiento de proyectos de ERNC, si bien su participación actual en ese tipo de emprendimientos es aún relativamente incipiente.

El sistema bancario

Al término de 2013 el sistema bancario de Uruguay estaba compuesto por un total de 13 bancos, dos de los cuales son públicos (el Banco de la República Oriental del Uruguay [BROU] y el Banco Hipotecario) y los restantes de capital privado. Los bancos privados son en su mayoría propiedad de bancos extranjeros. En ese momento había, además, 10 instituciones financieras no bancarias con las que se integraba el conjunto del sistema de intermediación financiero.

Entre las instituciones bancarias, la banca privada concentra el 53,5% de los activos, aunque individualmente la mayor institución bancaria del sistema es el BROU, que al 30 de diciembre de 2013 acumulaba el 39,9% de los activos totales del sistema financiero, lo que le permitía liderar con amplitud a las instituciones bancarias del país. Entre los bancos comerciales privados, el Banco Santander suma el 15,7% de los activos, seguido por el Banco Itaú con el 9,9% del total, y muy de cerca por el BBVA, con el 8,5% de los activos, mientras algo más alejado se ubica el Nuevo Banco Comercial con el 5,4%. Estas cinco instituciones concentran pues aproximadamente el 80% de los activos del sistema, que al cierre de 2013 ascendían a US\$35.855 millones, lo que representa entonces cerca del equivalente a un 64% del PIB del país.

Si se examinan los depósitos del sistema bancario, los del sector privado son determinantes en el financiamiento del sistema, pues suman alrededor del 72% del pasivo de los bancos. Dentro de este total, casi el 18% corresponde a depósitos de no residentes. Los depósitos del sector no

financiero privado residente representan cerca del 67% del pasivo total del sistema bancario.

Al analizar luego la estructura de los pasivos por plazo se verifica una mayor concentración en el corto plazo, pues según el Reporte del Sistema Financiero del Banco Central del Uruguay del año 2013, los depósitos a la vista representan el 81% de los depósitos totales del sistema no financiero privado en moneda nacional y el 88% de los depósitos totales del sistema no financiero privado en moneda extranjera, porcentaje que ha crecido levemente en los últimos años. Esta característica representa una restricción importante para la estructuración de préstamos a mediano y largo plazo, pues en estas condiciones el arbitraje de plazos debe ser de mayor intensidad. Esta estructura de los depósitos, concentrados en el corto plazo, y que responde a la evolución del sistema en las últimas décadas, puede atenuarse en la medida en que la consolidación del sistema financiero y el riguroso cumplimiento de la normativa macroprudencial estimule una paulatina extensión de los plazos de las imposiciones.

De una cartera de créditos del sector no financiero (público y privado) de US\$14.730 millones al cierre de 2013, según el Reporte del Sistema Financiero del Banco Central del Uruguay, un 54% ha sido otorgado en moneda extranjera y el restante 46% en moneda nacional. El principal destino de los créditos por sector de actividad económica en moneda nacional lo constituyen las familias (81,1% del total), mientras que los créditos otorgados en moneda extranjera por sector de actividad se distribuyen sobre todo entre la industria manufacturera, que lidera la demanda con el 27,6% del total, seguida de cerca por el sector agropecuario (26,7%), luego el comercio (21,3%) y finalmente los servicios (16,6%).

Según sostiene el BCU la situación de riesgos para la estabilidad financiera en el país no muestra vulnerabilidades relevantes; la solvencia de las instituciones financieras es relativamente holgada, el crédito se expande a tasas superiores a la del producto y la morosidad del sistema continúa siendo baja (BCU, 2015). En este contexto favorable para el desarrollo de nuevos productos e instrumentos

financieros puede examinarse el potencial para expandir la oferta de financiamiento para las tecnologías de energías renovables.

A fin de mejorar el financiamiento con destino a la expansión de la ERNC es preciso en primer término incrementar los recursos disponibles con tal objeto y luego mejorar las condiciones del financiamiento, incluidos instrumentos para la mitigación del riesgo, que permitan atender a la viabilidad financiera de los emprendimientos.

En este sentido, si se pretende acceder a recursos del financiamiento internacional, y en particular, del financiamiento climático, es necesario movilizar recursos financieros internos que permitan apalancar el financiamiento público internacional. Para eso, se hace necesaria una mayor participación de la banca comercial privada en el flujo de financiamiento para renovables, además del impulso que ya le está dando a ello el BROU.

Si se examinan los indicadores de nivel de actividad del sistema bancario uruguayo al 31 de diciembre de 2013, se observa que mientras el Banco República representaba alrededor del 40% de los activos del sistema y un 47% de los depósitos del sector no financiero (SNF), la banca comercial privada concentraba el 62% del crédito bruto al sector no financiero. De otro modo, una presencia creciente de los bancos privados permitiría aumentar el apalancamiento de los recursos disponibles en el sistema en casi un 50% sin mengua del cumplimiento de las regulaciones macroprudenciales que se plantean como objetivo para el sistema financiero en su conjunto. De modo que parece haber lugar para la movilización de los recursos de capital provenientes del ahorro de residentes y no residentes para aumentar la oferta disponible para el financiamiento de las ERNC, en combinación eficiente con los recursos del financiamiento internacional.

Las instituciones financieras y las energías renovables

Los antecedentes disponibles reflejan una participación gradualmente creciente del sistema bancario

en la movilización de recursos financieros para facilitar la expansión de las energías renovables en Uruguay. El marco general para esta presencia creciente está constituido por la Política Energética 2005-2030, el Programa de Energía Solar y la Ley No. 18.585 de Energía Solar Térmica y su Decreto Reglamentario, la normativa para la energía solar fotovoltaica de gran escala, y la Ley de Inversiones ya mencionada.

El Programa de Energía Eólica en Uruguay (PEEU), una iniciativa conjunta del Gobierno de Uruguay con el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) —ejecutado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) a través de la Dirección Nacional de Energía (DNE) y financiado con recursos del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM)— también ha contribuido a consolidar los efectos del establecimiento del marco legal y regulatorio habilitante para el desarrollo de la energía eólica en el país y a la vez a crear un mercado transparente para esta fuente renovable. Por esta vía se desarrolló asimismo capacidad técnica e institucional, dado que con parte de los recursos provenientes de esta cooperación técnica se realizó el mapa eólico de Uruguay, lo que contribuyó a que se presentaran los grandes actores internacionales de las energías renovables con ofertas de más de 944 MW.

El Banco de la República Oriental del Uruguay (BROU). El Banco República es, como se ha mencionado, la mayor institución bancaria del sistema financiero uruguayo y, en línea con las orientaciones de la política nacional, ha avanzado con sus propias modalidades en el financiamiento de emprendimientos de aprovechamiento de las fuentes de energías renovables, entre ellas la eólica y la biomasa.

El BROU tiene activos por aproximadamente US\$14.200 millones, lo que representa alrededor de un 40% de los activos del sistema. El BROU es por lo tanto un actor clave en el panorama financiero de Uruguay, pues da apoyo a proyectos en diversos sectores económicos y lidera el financiamiento de largo plazo en el país.

Para el financiamiento de proyectos de inversión, incluidos aquellos en tecnologías para el aprovechamiento de las energías renovables, desde 2005 el Banco República convoca periódicamente a las empresas a presentar propuestas de proyectos de inversión, que se analizan y ordenan en función de indicadores económico-financieros y de desarrollo. Los emprendimientos que son elegidos bajo este sistema de licitaciones obtienen financiamiento de hasta un 70% de la inversión planeada, con tasas preferenciales y plazos de hasta 10 años para su amortización. Los montos a financiar son determinados en función de las características de cada proyecto, pero no pueden superar los US\$50 millones por proyecto. Se han concretado también cofinanciamientos a través del Fondo para la Internacionalización de la Empresa (FIEM) (España), de la Corporación Andina de Fomento (CAF) y del BID.

Las propuestas son elegidas en función de aspectos considerados relevantes para el país y de acuerdo con los criterios y la ponderación de parámetros que tienen relación con el Banco República como banco de fomento, y esto incluye la pertenencia a un sector de actividad, la descentralización geográfica, la creación de empleo, el valor agregado nacional en las exportaciones, los procesos de producción más limpia, los sistemas de gestión de calidad certificados y/o trazabilidad en los procesos productivos, y la inversión en investigación y desarrollo. Según sostienen en el BROU, esta modalidad representa la mejor propuesta de financiamiento a largo plazo del mercado uruguayo.

Para estas operaciones, el BROU se ha fondeado primariamente mediante su cartera de depósitos, así como mediante la emisión de bonos negociables.

Respecto de las garantías que el banco exige a los beneficiarios de los préstamos, en el caso específico de la generación de energía, estas pueden incluir la cesión del contrato con UTE, una garantía de cumplimiento de la producción de energía, o garantías reales.

Asimismo, el BROU ha establecido vínculos con bancos regionales de desarrollo, como el BID o la CAF, bancos nacionales de desarrollo como el KfW de Alemania, y el Banco Nacional de Desarrollo Económico

y Social (BNDES) de Brasil, con los que puede estructurar un financiamiento para los proyectos.

El BROU también actúa en la emisión de obligaciones negociables de empresas y brinda a los ahorristas en general la posibilidad de invertir en estos instrumentos financieros. Lo hace a través de su Departamento Fiduciario, prestando servicios de representante de los obligacionistas (agente fiduciario), la entidad registrante, el agente de pago y el agente de colocación para la emisión de obligaciones negociables por parte de empresas.

Banco Itaú. El Banco Itaú tiene amplia experiencia regional en “Project Finance”, con lo que resulta de particular importancia considerar las características del proyecto, su flujo de caja esperado y las condiciones de su materialización. El financiamiento puede adoptar la forma de préstamos a largo plazo, préstamos sindicados y la emisión de obligaciones negociables.

De modo general, el banco fija límites de plazos para los diferentes productos; así, el plazo para préstamos prendarios y *leasing* es de 60 meses, y para préstamos con garantía de la Corporación Nacional para el Desarrollo es de 72 meses.

Banco BANDES Uruguay. Esta institución desarrolló el Programa Tasa Verde que comprendía dos líneas de crédito, una en el marco del Programa de Eficiencia Energética, y otra denominada “Tasa 0”, destinada exclusivamente a energía solar térmica, tanto para particulares como para empresas. Esta última otorgaba plazos de hasta un máximo de 12 meses. Además, los sistemas de calentamiento solar térmico que podrían adquirirse debían ser suministrados por las empresas que tuvieran convenio con el BANDES en este marco. La reciente reestructuración de la entidad, emprendida en 2013, y el acuerdo alcanzado con el BROU hacen necesario revisar el estado actual de esta línea de financiamiento y su eventual vigencia.

Finalmente, el MIEM, al analizar en particular la estructura de financiamiento de los proyectos eólicos, ha sostenido que, aunque el financiamiento suele ser una barrera para este tipo de proyectos,

en el caso de Uruguay existe un sistema bancario desarrollado que facilita el acceso a los fondos necesarios para los emprendimientos eólicos (MIEM, 2011). Este aserto parece estar respaldado a la luz de los resultados compilados por Climate Scope 2014, según los cuales Uruguay fue el cuarto mayor receptor de inversión en energía limpia de América Latina en 2013, habiendo canalizado fondos en ese año por un monto superior a lo recibido en los siete años anteriores.

Las administradoras de fondos de ahorro previsional

Los aportes destinados al régimen de jubilación por ahorro individual en Uruguay son administrados por personas jurídicas de derecho privado, organizadas mediante la modalidad de sociedades anónimas, cuyas acciones son nominativas, y han sido denominadas administradoras de fondos de ahorro previsional (AFAP). Los recursos administrados por las AFAP son propiedad de los afiliados a las mismas. Se generan a partir de los ahorros mensuales de los trabajadores destinados a su jubilación, que son retenidos por las empresas empleadoras y luego canalizados al Banco de Previsión Social (BPS), el cual —como instituto de la seguridad social— luego los distribuye entre las cuatro AFAP hoy existentes.

Según datos del BCU, al cierre de 2013 el mercado de fondos previsionales estaba distribuido de la siguiente manera:

- República AFAP (56,2%).
- AFAP SURA (18,2%).
- Unión Capital AFAP (16,5%).
- Integración AFAP (9,1%).

Siempre según los datos del BCU, al 31 de diciembre de 2014 los fondos de ahorro previsional de las cuatro administradoras sumaban un total de UYU\$266.000 millones, cifra que equivalía a alrededor de US\$11.500 millones.

Pese a las opciones de inversión que formalmente tienen disponibles, las AFAP canalizan más

de dos tercios de sus inversiones en el sector público. Así, al 31 de diciembre de 2013, un 70,7% de la cartera previsional de estas entidades estaba colocado en valores del Estado e instrumentos de regulación monetaria emitidos por el Banco Central. Recién en tercer lugar se ubicaban los valores emitidos por empresas privadas, con un 9,1% del total.

Si bien las AFAP están rigurosamente reguladas en cuanto a sus opciones de inversión, aún disponen de un margen importante para volcar fondos hacia el sector productivo. Así, pueden constituirse en una vía para estructurar financiamiento adicional de los emprendimientos de energías renovables, pues estos se ajustan apropiadamente a las características que las instituciones del sistema deben observar en sus inversiones, de acuerdo con la normativa vigente: a plazos largos e inversiones con flujos de fondos asegurados. Una nueva ley permitiría que se realicen inversiones en proyectos de energías renovables, pero solo podrían hacerlo luego de los primeros cinco años de iniciación del proyecto (cuando los riesgos son más altos).

En conclusión, si bien el sistema de las AFAP administra fondos que superan el equivalente de US\$10.600 millones, deberían proponer que los criterios de asignación de recursos de estas entidades se modifiquen para que las inversiones en valores de empresas, en particular en proyectos de ERNC, crezcan respecto de sus niveles actuales, facilitando el desarrollo de las energías renovables a partir de mecanismos de inversión que convergen con las metas del Sistema de Fondos de Ahorro Previsional.

En esta dirección, en julio de 2010 el Poder Ejecutivo promulgó la Ley No. 18.763, que aumenta las opciones de inversión de las AFAP, en particular en el sector privado, al duplicar los límites permitidos de inversión (hasta el 50% del activo) de los recursos del Fondo de Ahorro Previsional en valores emitidos por empresas públicas o privadas uruguayas, ampliando de este modo el margen para canalizar recursos hacia el sector productivo y sumándose a ello la posibilidad de invertir en certificados de participación, títulos de

deuda o títulos mixtos de fideicomisos financieros uruguayos, y cuota partes de fondos de inversión uruguayos.

Dado que la Ley No. 18.763 permite la colocación de los fondos de ahorro previsional en títulos de deuda y en fondos de inversión uruguayos, y que las condiciones en que se desenvuelven los proyectos de ERNC en un contexto legal y regulatorio estable permiten una relación riesgo/retorno apropiada, sería posible que, en línea con la orientación estratégica de la política energética, y la incidencia en la competitividad sistémica de la economía nacional, se dispusiera a aumentar las proporciones en las que se asignan recursos al sector de generación, facilitando el acceso a recursos cuya disponibilidad de largo plazo posibilitaría mejorar el perfil del financiamiento. Además, por esta vía se compensaría en parte la elevada concentración en el corto plazo que tienen los depósitos en el sistema bancario, lo que hace más complejo el crédito a largo plazo bajo estas condiciones.

Instrumentos financieros para el desarrollo de ERNC

Como en otros países de la región, y en general, como ha sido en general el caso en los países en desarrollo, a pesar del decrecimiento relativamente sostenido de los costos tecnológicos de las ERNC, los inversionistas privados en proyectos de tecnologías renovables suelen enfrentar costos financieros elevados, tanto para el caso del capital como para el de la deuda. Esos altos costos de financiamiento de las ERNC suelen reflejar la existencia de un rango relativamente amplio de barreras técnicas, regulatorias, financieras y de información, y los riesgos de inversión asociados con esas barreras, a las que se hace referencia en otros acápite.

Los inversionistas requieren, pues, ya sea una alta tasa de retorno de la inversión, que compense esos riesgos, reales o percibidos, o una combinación de instrumentos financieros y no financieros que permitan enfrentar la particular relación

CUADRO 5.1 Fuentes de financiamiento

Núm.	Herramienta	Entidad	Descripción	Beneficiarios
1	Fideicomiso Uruguay de Ahorro y Eficiencia Energética (FUDAEE)	Dirección Nacional de Energía (DNE), Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM)	Tiene como objeto brindar financiamiento para la asistencia técnica en eficiencia energética; promover la eficiencia energética a nivel nacional; financiar proyectos de inversión en eficiencia energética; fomentar la investigación y el desarrollo en eficiencia energética, y actuar como fondo de contingencias en contextos de crisis del sector. Sus competencias específicas incluyen: • Oficiar de fondo de garantías para líneas de financiamiento destinadas a proyectos de eficiencia energética a través del Fideicomiso de Eficiencia Energética constituido en el marco del Fondo Nacional de Garantías. • Financiar actividades de investigación y desarrollo en eficiencia energética y la promoción de energías renovables. • Brindar financiamiento para realizar diagnósticos y estudios energéticos para el sector público y privado. • Administrar y captar fondos de donación y préstamos de organismos internacionales u otras fuentes que estén destinados a fomentar la eficiencia energética y la reducción de gases de efecto invernadero (GEI) en el sector energía. • Financiar campañas de cambio cultural, educación, promoción y difusión de la eficiencia energética destinadas a todos los usuarios de energía. • Financiar actividades de control y seguimiento del etiquetado de eficiencia energética de equipamientos a nivel nacional. • Financiar la readecuación y el equipamiento de laboratorios nacionales para asegurar las capacidades de ensayo necesarias para impulsar y desarrollar la eficiencia energética en el país. • Financiar los costos asociados a la operación, la auditoría y el control de los certificados de eficiencia energética librados por el MIEM, y atender las actividades de planificación, control, seguimiento y capacitación del personal técnico especializado de la Unidad de Eficiencia Energética de la DNE. • Administrar un fondo de contingencias para actuar en contextos de crisis de abastecimiento de energía cuya función principal será el financiamiento de planes destinados al ahorro de energía por parte de los usuarios y operaciones de emergencia en el mercado energético que aseguren la continuidad del suministro.	Abierto.

(continúa en la página siguiente)

CUADRO 5.1 Fuentes de financiamiento *(continuación)*

Núm.	Herramienta	Entidad	Descripción	Beneficiarios
2	Fideicomiso de Eficiencia Energética (FEE)	Dirección Nacional de Energía (DNE), Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM)	Fondo de garantías creado para alentar a las empresas y otros usuarios de energía para que desarrollen proyectos de eficiencia energética. Instrumentación de un fideicomiso financiero que opera como fondo de garantías administrado por la Corporación Nacional para el Desarrollo (CND) dentro del esquema del Sistema Nacional de Garantías en acuerdo con las instituciones de intermediación financiera (IIF) de plaza interesadas en desarrollar estas líneas de préstamo. Los fondos provienen de la donación recibida por el MIEM del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) a través del Banco Mundial. • Préstamos de asistencia técnica. • Préstamos para proyectos de inversión. El capital del FEE asciende a un monto total de US\$2.475 millones, que otorga avales garantizando parcialmente el financiamiento provisto por las IIF a proyectos de eficiencia energética. El BANDES fue el primer banco de plaza en firmar un contrato con la CND y en operar las líneas de financiamiento del FEE, seguido por el BROU.	Usuarios de energía interesados en identificar y desarrollar proyectos de mejora en eficiencia energética en sus instalaciones.
3	Financiamiento	BROU	Adhesión a los Principios de Ecuador; se ha incorporado asistencia específica a empresas interesadas en implementar consultoría y mecanismos de producción limpia: • Consultoría para la detección de oportunidades. • Implementación de sistemas de producción limpia. • Relocalización de empresas motivadas por necesidades ambientales. • Cumplimiento de normativa legal ambiental. • Proyectos de eficiencia energética. Financiamiento de hasta el 70% de la inversión, con un plazo de hasta 36 meses, incluidos seis meses de gracia para el pago de capital.	Abierto a proponentes.

(continúa en la página siguiente)



CUADRO 5.1 Fuentes de financiamiento (continuación)

Núm.	Herramienta	Entidad	Descripción	Beneficiarios
4	Fondo Sectorial de Energía	Agencia Nacional de Investigación e Innovación	Su objeto es promover las actividades de investigación, desarrollo e innovación en el área de energía. Modalidad I: proyectos de investigación y desarrollo. Modalidad II: proyectos de innovación empresarial y desarrollo tecnológico.	Podrán ser beneficiarios grupos de investigación de instituciones nacionales, públicas y/o privadas sin fines de lucro (Modalidad I). Destinado a empresas nacionales, públicas y/o privadas (Modalidad II).
5	Fondo Industrial	Dirección Nacional de Industrias (DNI), Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM)	Apoyo financiero no reembolsable a los proyectos presentados, a través de dos componentes: 1) Fortalecimiento y adquisición de capacidades productivas. 2) Actualización tecnológica.	Empresas e instituciones de los siguientes sectores: aquellos que fortalecen la base productiva (biotecnología, nanotecnología, industria química, software de aplicación en los procesos productivos), aquellos intensivos en innovación (electro-electrónico, farmacéutico, audiovisual, alimentos con valor agregado), los que constituyen motores del crecimiento (madera, papel y muebles, metalmecánica y naval), o los que son intensivos en mano de obra (automotriz y autopartes, minería, plásticos, calzado de cuero y marroquinería).

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información sobre financiamiento de proyectos de ERNC en Uruguay.

riesgo/retorno de la inversión, reduciendo el riesgo, alargando los plazos de repago, disminuyendo el costo del crédito y garantizando la cobertura de desempeño de los proyectos que se propongan llevar a cabo.

El cuadro 5.1 presenta un listado no exhaustivo de fuentes, entre las que se incluyen herramientas e instrumentos financieros que pueden utilizarse para desarrollar proyectos de ERNC en Uruguay.

Financiamiento externo

El establecimiento de un marco de políticas legal y normativo consistente, la creación y consolidación de un apropiado ambiente para las inversiones extranjeras y las atractivas condiciones físicas y naturales para la implantación de las energías renovables (alto potencial eólico, solar, y para el aprovechamiento de la biomasa) se combinan para favorecer y estimular el crecimiento del financiamiento externo y de la inversión extranjera directa (IED) en el sector de las energías renovables, al conjugar condiciones apropiadas para el desarrollo de un modelo de negocios rentable en el sector sin que ello implique un costo fiscal incremental que inhiba la viabilidad económica y financiera de los emprendimientos.

Instituciones de financiamiento para el desarrollo

Entre los organismos multilaterales de crédito que operan en Uruguay se hallan el BID, el Banco Mundial y la CAF.

Asimismo, otras instituciones que han financiado proyectos en el país han sido: el BNDES de Brasil, el DEG y el KfW de Alemania, el Instituto de Crédito Oficial, mediante el FIEM, de España, el Banco de Desarrollo de los Países Bajos, el IFU de Dinamarca (que promueve la transferencia de tecnología danesa para la constitución de empresas conjuntas en países en desarrollo), Finnfund de Finlandia (que provee capital de riesgo a largo plazo para proyectos privados de inversión en países en desarrollo), y Swedfund de Suecia (que

proporciona préstamos, asistencia técnica y capital a proyectos en mercados emergentes).

La Estrategia de País (2010-2015) del BID para Uruguay en relación con el sector de la energía contempla entre sus tres prioridades clave el aprovechar las condiciones naturales que conducen a la generación de electricidad a partir del recurso eólico, de biomasa y de energía solar a costos competitivos, con el objeto de expandir la capacidad de generación, e instalar y diversificar la oferta de modo de reducir la vulnerabilidad de la generación hidroeléctrica debido a la variabilidad climática, expandiendo y diversificando las fuentes de generación de energía.

En el caso del Banco Mundial, la Estrategia de Asistencia al País (EAP) 2010-2015 en su Pilar 2, “Mejora de la competitividad y de la infraestructura”, incluye mejoras en la calidad del suministro de electricidad mediante la ampliación, modernización y rehabilitación de las redes de transmisión y distribución, y una mayor eficiencia energética para frenar el crecimiento de la demanda de electricidad.

Por su parte, la Corporación Financiera Internacional (IFC), en tanto institución del Grupo Banco Mundial concebida desde su inicio como una entidad dedicada al financiamiento de proyectos en el sector privado, considera para la elegibilidad de los proyectos de inversión la EAP aprobada por el Banco Mundial y las estrategias globales de la IFC (en el caso de la energía eólica, la referente al cambio climático y el desarrollo sostenible).

Asimismo, el Banco Mundial ha actuado como bróker para la contratación de un seguro ambiental para la UTE para la variabilidad climática, por el plazo de 18 meses, y que pagaría el monto de US\$450 millones en caso de sequía extrema, y para evitar la compra de petróleo destinada a reemplazar la energía que se produciría con las hidroeléctricas. Esto ha sido una novedad y una iniciativa pionera en el país y la región de América Latina y el Caribe.

Financiamiento externo para la importación de bienes y servicios

Las agencias de crédito para la exportación (ECA, por sus siglas en inglés, *Export Credit Agencies*)

también constituyen una fuente de financiamiento adicional al permitir la adquisición de bienes y servicios de un país. Existen instituciones de este tipo en muchos países. Dos de ellas en la región son el BNDES y el Banco do Brasil.

Proyectos concretados y en desarrollo

De acuerdo con la información disponible, en abril de 2013 ya había en funcionamiento y aportando a la red eléctrica nueve emprendimientos que generaban electricidad a partir del aprovechamiento de la biomasa con una potencia autorizada de 232,7 MW. En seis de esos emprendimientos el inversionista era una empresa uruguaya (en dos casos, en asociación con empresas de otro país).

A la misma fecha había en funcionamiento y aportando a la red eléctrica cinco emprendimientos que generaban energía eólica con una potencia autorizada de 52,5 MW, dos de los cuales fueron concretados por empresas uruguayas.

Entre los proyectos de energía renovable a ingresar al sistema se contaban para abril de 2013 tres proyectos para el aprovechamiento de biomasa con una potencia ofertada de 201 MW. En energía eólica, el número de proyectos en desarrollo ascendía a 20 emprendimientos con una potencia a instalar de 987,8 MW.

Por otra parte, UTE está desarrollando proyectos propios y en asociación con Electrobras que llegarían a 230 MW.

En materia de energía solar fotovoltaica, el gobierno se proponía firmar un decreto que habilita a UTE a realizar contratos de provisión de energía solar fotovoltaica en tres rangos: de 500 kW a 1 MW, de 1 MW a 5 MW y de 5 MW a 50 MW.

El cuadro 5.2 proporciona ejemplos de proyectos de energías renovables en desarrollo y las fuentes de financiamiento utilizadas en cada caso.

Como se observa, el financiamiento internacional, entre los que se destaca el provisto por el BID, ha sido clave para facilitar los proyectos. En otros proyectos en ejecución ha sido igualmente clave el papel desempeñado por el BROU para posibilitar el acceso a recursos.

CUADRO 5.2 Ejemplos de proyectos en desarrollo

Proyecto	Potencia (MW)	Préstamo (millones de dólares de EE.UU.)	Institución
Eólico Polesine	50,0	25	FMO
Eólico Kiyu	48,6	46,4	BID
Eólico Minas	42,0	79,5	KfW-IPEX Bank
Eólico Carapé I y II	90,0	86	BID
Eólico Estrellada S.A.	50,0	96	OPIC
Solar La Jacinta y San Javier	57,5	120	BID y Canadian Climate Fund

Fuente: Elaboración propia.

Estudios de casos

El objeto del análisis de los casos de estudio es examinar programas desarrollados por bancos locales privados/comerciales que hayan apoyado proyectos o sectores notables, presenten éxitos y/o desafíos que podrían ser replicados por otros países y/o podrían ser considerados como mejores prácticas.

En cuanto a Uruguay, se seleccionaron casos de estudio que, debido a las singulares condiciones para el desarrollo de proyectos de ERNC que presenta el país, no solo han puesto énfasis en programas desarrollados por bancos, sino también en un entramado de medidas y acciones que permitieron un avance acelerado hacia la concreción de inversiones en el sector de las energías renovables, en particular en aquellas iniciativas vinculadas al aprovechamiento de los recursos eólicos y de la biomasa del país.

El enfoque consiste en describir con cierto detalle el conjunto de iniciativas adoptadas por el BROU y luego uno de los proyectos de inversión que pudieron concretarse gracias a la materialización de un apropiado marco habilitante para las inversiones.

El análisis de estos casos estuvo basado en entrevistas personales realizadas a los principales actores de las instituciones y empresas involucradas en su implementación, así como en información secundaria disponible en la materia.

Como se menciona al inicio, Uruguay es un país que carece de combustibles fósiles, y para el suministro de energía eléctrica depende de la energía hidráulica y de combustibles fósiles importados. Sin embargo, sucede que los recursos hidroeléctricos que permiten alcanzar esa importante participación (aprovechamiento del río Uruguay y del río Negro) han alcanzado el límite máximo de su aprovechamiento y están expuestos a los impactos del cambio y la variabilidad climáticos, mientras que la demanda de energía se incrementa debido al crecimiento económico, la mejora en el ingreso y la expansión de las actividades productivas. Frente a estas circunstancias, el país decidió emplear sus energías renovables disponibles, principalmente energía eólica y biomasa, lo que ha tendido a denominar recursos autóctonos.

Sin embargo, existían barreras de distinta naturaleza (políticas, institucionales, legales y regulatorias, económicas y financieras, de información, tecnológicas) que limitaban la expansión de las renovables, entre ellas, la falta de un marco de política habilitador que permitiera que otros actores (nacionales o internacionales) se embarcaran en inversiones de energía eólica, por ejemplo, bajo contratos PPA, con la compañía nacional integrada UTE, así como también la existencia de regulaciones insuficientes y/o inadecuadas para instalar y operar generadores eólicos conectados a la red eléctrica, lo cual abarca cuestiones referidas al acceso a la red y su despacho preferencial.

La creación de un marco habilitador que eliminara o atenuara esas barreras incluyó dos decisiones clave: por una parte, que el Gobierno de Uruguay, representado por MIEM y UTE, decidiese revisar el costo de referencia de la energía eólica, lo cual implicó una extensión del mandato de esta última, y —muy decisivamente— la voluntad política a nivel del gobierno de aceptar y facilitar la entrada de generadores privados en el sector eléctrico.

En este contexto de transformaciones, a fin de acompañar las políticas energéticas nacionales, en 2012 el BROU definió un marco de financiamiento y

estableció que un porcentaje de su patrimonio, que ronda los US\$360 millones (el 30% del patrimonio del banco), debía destinarse a proyectos de energías renovables (aunque sin determinar un plazo para la aplicación de esos recursos).

Hasta fines de 2013 el BROU había financiado y comprometido cerca de US\$240 millones en este tipo de proyectos de energías renovables. Sin embargo, dicha institución no cuenta con líneas específicamente tipificadas como para energías renovables, sino que las líneas se encuadran entre aquellas destinadas para proyectos de inversión e infraestructura, y corresponden las mismas condiciones para todo tipo de proyectos. Así, se aplican los mismos canales y equipos técnicos, legales y financieros para la diligencia debida y el análisis de riesgo de cada uno de los proyectos que se sometían a su consideración.

En el llamado público de mayo de 2013, destinado a seleccionar los proyectos de inversión que el BROU ofrecía financiar en ese ejercicio, se presentaron 60 proyectos por un monto de inversión de US\$1.011 millones, la cifra más alta desde la primera licitación realizada en 2006. Del total solicitado se seleccionaron 35 proyectos que representaban inversiones por un total de US\$538 millones y una demanda de financiamiento de US\$203 millones. Entre los proyectos presentados en ese año sobresalen los de generación de energía, con un 46% del total solicitado e inversiones por más de US\$200 millones. En 2014, a su turno, la novena licitación permitió seleccionar 33 proyectos (sobre 55 presentados), que totalizaban un importe a invertir de más de US\$394 millones, cuya solicitud de financiamiento se elevaba a US\$165 millones. Entre los proyectos aprobados hay uno de la propia UTE, el Parque Eólico Ventus I, compuesto por cinco aerogeneradores Vestas de 1,8 MW, que suman una potencia nominal de 9 MW, en cabeza del Fideicomiso Financiero de Oferta Privada Ventus 1, y el Parque Eólico Maldonado, en cabeza de R del Este S.A.

Los emprendimientos que resultan elegidos bajo este sistema de licitaciones obtienen un financiamiento de hasta un 70% de la inversión planificada, con tasas preferenciales y plazos de hasta

10 años para su amortización. La tasa de referencia informada se ubicaba en el entorno de LIBOR +3,5%-4%.

Los proyectos que prevean una inversión superior a US\$10 millones son evaluados de acuerdo con los estándares de los Principios de Ecuador,²⁵ a los que el BROU se ha adherido. La selección de los proyectos contempla la viabilidad económica financiera de los mismos, así como diferentes criterios de impacto social y ambiental, entre ellos: el grado de descentralización, la contribución a la producción ambiental sostenible, el aumento del valor agregado de las exportaciones, y la capacidad de generación de puestos de trabajo.

También hay disponible asistencia específica para empresas interesadas en consultoría y mecanismos de producción limpia, incluidos proyectos de eficiencia energética, aunque para plazos más breves.

En los últimos años, el BROU ha financiado proyectos de ERNC, si bien, según han afirmado, adquirir experiencia en la materia no fue una tarea sencilla, pues debieron entender las condiciones particulares del negocio, aprender el *know-how* específico relativo a las cuestiones tecnológicas y fortalecer capacidades en la materia en todas las áreas del banco involucradas en estos proyectos.

El apoyo de instituciones multilaterales ha sido fundamental en el proceso de entrada al negocio, así como el fortalecimiento de capacidades de manera sistemática y la necesaria comprensión de las dimensiones particulares de los riesgos asociados; además, según sostienen, sería conveniente que esa asistencia continúe y se amplíe para fortalecer las capacidades y aprender del área técnica, legal y financiera de la banca internacional.

Por otra parte, cabe destacar que:

- De acuerdo con su carta orgánica, el BROU tiene un límite máximo de financiamiento de US\$50 millones por proyecto (aunque no ha financiado ese tope todavía, sino montos menores), pero esto se puede sumar al cofinanciamiento con instituciones internacionales.

- Según sus condiciones institucionales, el BROU no puede financiar montos altos y los proyectos de ERNC suelen tener importantes requerimientos financieros (en términos de los recursos necesarios), que se deben cofinanciar con otros bancos de manera obligada.
- En este sentido, el BROU ya ha trabajado en cofinanciamiento con la banca multilateral y regional, por ejemplo con el BID, el ICO-FIEM, el Banco Santander (España), el KfW y la CAF.

El acuerdo realizado con el FIEM fue el primero de este tipo, y se destinó al proyecto eólico Maldonado de la empresa R del Sur S.A.

Las condiciones del financiamiento son las siguientes:

- Se otorgan plazos más breves que en el caso de la banca multilateral, de 6-12 años, aunque igualmente son más largos que los que antes otorgaba la institución como banco comercial (daban plazos de 8 años).
- Las tasas aplicadas son variables: LIBOR +3,5-4%.
- En general en el BROU el límite de financiamiento habitual es una relación de 70%-30% de la inversión.
- Los riesgos que analizan son los del grupo detrás del proyecto, o sea el riesgo corporativo. Se realiza para ello el proceso de diligencia debida legal.

Lecciones aprendidas

De acuerdo con lo sostenido, para el BROU ha sido clave contar con la experiencia de las instituciones financieras como el BID, la CAF, y el ICO (FIEM).

El BROU comenzó hace unos años en este sector de ERNC sin tener entonces demasiado conocimiento avanzado sobre sus particularidades y condiciones; por ende, fue necesario invertir mucho trabajo, tiempo, esfuerzo y dedicación personal, y

²⁵ Véase la página web <http://www.equator-principles.com/>.

sumar experiencia de personal calificado. El análisis de los proyectos se hace en la División de Empresas del BROU. Cuentan con departamentos internos para el análisis financiero, técnico y legal, y la diligencia debida.

El BROU realizó un trabajo intenso en la capacitación interna del personal involucrado en la aprobación de estos proyectos, con el modelo de “Project Finance”, a través de capacitaciones en el exterior y con apoyo de los bancos multilaterales de desarrollo.

Entienden que la capacitación permanente es fundamental. El BROU, según afirma, necesita ampliar sus posibilidades de fondeo, ya que se financia con depósitos del público al ser un banco comercial, y ve como alternativa el fondeo de la banca multilateral, que permita ir a más largo plazo. Necesitarían más fondeo para cofinanciar más proyectos, e incluso avanzar en el financiamiento de proyectos de menor escala.

Solo algunos bancos que operan en Uruguay, entre ellos el Santander y el Citibank, desarrollan algunas actividades dirigidas a financiar este tipo de proyectos, pero en ciertos casos no pueden competir con los plazos, además de que los requisitos de financiamiento pueden ser elevados, por lo cual deben recurrir al cofinanciamiento.

El BROU dispone además de la figura del fideicomiso interno, que se usa para administrar los fondos del proyecto y tiene cuentas especiales para esta figura.

Por otra parte, cabe señalar que en diciembre de 2013 tuvo lugar un cambio en la legislación concerniente a las AFAP, lo que les permitiría a estas últimas participar en el financiamiento de proyectos de inversión en el período operativo (no antes), aunque sus posibilidades son relativamente acotadas, están expresamente definidas sus inversiones y solo pueden tener colocaciones en títulos nacionales y en pesos. En este ámbito se está analizando la posibilidad de que los bancos financien los primeros cinco años y luego pasen a financiar las AFAP. Debe mencionarse que el BROU es propietario del 100% de las acciones de República AFAP.

Para proyectos de biomasa, según observan, no hay tantos interesados ni tantos desarrolladores, y el BROU los ve como proyectos más complicados de financiar, pues podría haber dificultades con el aprovisionamiento futuro de la biomasa, son de menor escala y están más dispersos espacialmente. Se menciona que no hay aún una decisión definitiva en materia de financiamiento de proyectos solares, pues no hay una experiencia equivalente en proyectos y tecnologías de solar fotovoltaico, y la energía generada tiene un costo más elevado, aunque el valor de las inversiones ha disminuido sustantivamente. Se indica que en la práctica el BROU selecciona los proyectos según el caso.

Entre los proyectos que ha financiado la institución, cabe destacar los siguientes:

- Parque Eólico Maldonado de la empresa R del Sur S.A., proyecto ya en operación (50 MW).
- Parques Eólicos Carape Fingano SA (50 MW) (<http://www.corporacionamerica.com/parque-eolico-carape-fingano>).
- Proyecto Eólico Vengano (50 MW) (<http://www.corporacionamerica.com/parque-eolico-carape-vengano>).
- Proyecto Eólico Kentilux SA (10 MW).
- Proyecto Eólico Palmatir (50 MW), cofinanciado con el BID y con la CAF (<http://idb-docs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=38203545>).

Cada año el BROU realiza licitaciones para financiar proyectos de inversión. La última licitación se realizó durante 2014, y el Banco República recibió presentaciones de 60 proyectos de inversión, por un monto de US\$901 millones, que solicitaban un financiamiento de US\$373,2 millones. Este fue el octavo llamado a licitación para financiar este tipo de iniciativas. De todas maneras, el tope de créditos que dará el BROU a estas iniciativas asciende a US\$200 millones. Existe “un criterio de selección” del banco para las mejores iniciativas. Entre estos proyectos hay algunos solares fotovoltaicos. Más específicamente, de las 60 iniciativas presentadas en 2014, las de mayor monto de inversión

corresponden a energía, con US\$355,9 millones en 11 proyectos. La solicitud de financiamiento se eleva a US\$100,6 millones. La mayor parte es para parques eólicos, aunque también hay dos propuestas para biomasa.

Parque Eólico Maldonado, respaldado por PPA con UTE

Introducción

Se incluyen a continuación los datos básicos del proyecto:

- Nombre del proyecto: Parque Eólico Maldonado.
- Capacidad instalada: 50 MW, 25 aerogeneradores de 2 MW de potencia cada uno.
- Ubicación: Sierra de los Caracoles, Maldonado, Uruguay.
- Desarrollador: Empresa R. del Sur S.A. (80% de propiedad de la empresa española y 20% inversionistas uruguayos); proyecto de capitales privados.
- Inversión total: US\$100 millones.
- Estado: en operación.

Gobernanza y modelo institucional

PPA: Se firmó un contrato PPA con la UTE para la venta de la energía generada por un plazo de 20 años; el precio de la energía, fijado en dólares de EE.UU., ha sido establecido en US\$63,5/MWh, y se garantiza la compra de la energía generada.

El contrato tiene tres características: precio establecido en dólares, y plazo y calidad crediticia de UTE, que resultaron elementos clave para facilitar la gestión del “Project Finance”.

Tecnología: Turbinas Gamesa de España (costo de los aerogeneradores 50%-60% del costo del proyecto). El origen español del equipamiento fue un requerimiento del FIEM para otorgar el financiamiento. Se destaca que este requisito (apoyo financiero para transferencia tecnológica) se presenta en otras

instituciones financieras como el Export-Import Bank de Estados Unidos y el KfW de Alemania.

La empresa R del Sur se encargó de: i) desarrollar el plan de negocio; ii) poner en marcha la inversión; iii) sentar en la mesa al BROU y al FIEM y lograr este acuerdo por primera vez, ya que el BROU no había realizado este tipo de acuerdos para energías renovables (ni tampoco en Uruguay), y iv) seleccionar la tecnología; se mantuvieron conversaciones con varios proveedores, como Gamesa, Vestas y Nordex, pero Gamesa fue la más conveniente, ya que facilitó el acceso al financiamiento.

R del Sur ya contaba con experiencia en proyectos eólicos y solares fotovoltaicos en España, Perú y México, pero era la primera vez que desarrollaban un proyecto en Uruguay.

Las razones que enunció la empresa para invertir en Uruguay fueron, entre otras, las siguientes:

- Estabilidad política y social.
- Marca país.
- Los precios de la energía para renovables son muy competitivos en comparación con la región e incluso con Europa (España: mercado spot US\$73-75/MWh), sin primas ni subsidios del Estado.
- El precio de la energía y los contratos PPA con UTE son en dólares de EE.UU.
- Luego de analizar la región, Uruguay presenta un plan eólico ambicioso. Por contraste, según la empresa, en el caso de Argentina existe un riesgo país que debe tenerse en cuenta; Chile no tiene un plan de negocios eólicos concreto, y en Brasil es más difícil competir.
- En Uruguay los tiempos para la aprobación de permisos son más rápidos en comparación incluso con otros países desarrollados.
- La logística es bastante más adecuada que en otros países (por ejemplo, en comparación con África, donde en algunos casos no hay caminos para llegar al predio, o Centroamérica).
- Acuerdo político y marco institucional y regulatorio establecidos.

Financiamiento

El proyecto fue estructurado mediante “Project Finance”. El 75% del costo total de US\$100 millones fue financiado a través del apalancamiento de la inversión y el 25% a través de fondos propios de inversionistas privados de la empresa española Smart N.

Para concretar el 75% de la inversión se recibió un financiamiento combinado local a través de un préstamo del BROU, que contribuyó con un 33% de ese 75%, y un préstamo del FIEM, que financió el 67% restante, y que desempeñó un papel clave, pues se trata de equipamiento de origen español, lo que impulsaba el financiamiento específico.

Para el financiamiento se firmaron diversos contratos: un contrato préstamo con cada institución financiera, un contrato préstamo con el BROU y otro con el FIEM, y además entre ambas instituciones se firmó un contrato de intercrédito.

Cada institución financiera aplica diferentes tasas de interés, ya que cada una lo hace en función del costo de sus recursos.

Para la concreción del proyecto y a fin de analizar las opciones se mantuvieron previamente conversaciones con el EximBank de Estados Unidos, la CAF y el FIEM.

Se solicitaron garantías de los accionistas de R del Sur S.A. que permitieran hacer frente al 25% del total, y garantías a los contratistas (Gamesa y los contratistas locales).

Resultados

Tiempos del proyecto:

- Adjudicación: enero de 2012 (el PPA se firmó en septiembre de 2012), a 20 años, a precio fijo con un índice de actualización basado en índices y precios de Uruguay y Estados Unidos.
- Construcción: se inició en noviembre de 2012 y llevó 9-10 meses.
- Cierre del financiamiento: marzo de 2013.

La experiencia hasta el momento ha sido positiva y seguramente vuelvan a invertir o ampliarán

los contratos existentes con una estructura financiera similar, de acuerdo con lo manifestado por la empresa.

Este ha sido un proyecto pionero y es el primer parque eólico privado de gran porte en entrar en operaciones en abril de 2014. A su inauguración asistió el Presidente José Mujica.

Desafíos y factores de éxito

Barreras para nuevas inversiones:

- Los responsables de la iniciativa ven como una posible barrera la saturación del mercado eólico y de las energías renovables en general en Uruguay. El mercado no es infinito y en unos dos o tres años podría decaer hasta que vuelva a surgir la necesidad de nuevos proyectos.
- Limitaciones administrativas por parte de las diferentes entidades gubernamentales, lo cual lleva a que se dilaten los tiempos para la obtención de todos los permisos necesarios (por ejemplo, el Director Nacional de Medio Ambiente [Dinama] se demoró más meses que los que tarda ahora en contestar la solicitud de permisos).

Rasgos sobresalientes del proyecto:

- El proyecto analizado presenta algunos atributos que lo destacan, pues es una iniciativa que se ajusta plenamente al marco regulatorio y de políticas del país, y sobre esa base lleva adelante un modelo de negocios exitoso en su implementación.

El modelo de negocios integra:

- La iniciativa de una empresa española de mediana escala dedicada al desarrollo de proyectos de energía renovable con experiencia en la materia en España.
- El financiamiento de la exportación de bienes de capital mediante la intervención del FIEM y el Instituto de Crédito Oficial de España, que se concreta desde el punto de vista de la

internacionalización lograda: valor añadido y componente tecnológico de los bienes y servicios exportados por España.

- La concreción de un PPA a tarifas que hacen viable la operación financiera y resultan favorables en términos de un potencial de disminución del costo al usuario de electricidad.
- La reducción de la vulnerabilidad a la variabilidad hidrológica, mediante la diversificación de la oferta.
- La expansión de la oferta sin trasladar a las finanzas públicas los costos directos de inversión.
- La participación del BROU, como institución financiera nacional que hace factible la operación.

Consideraciones finales

Del análisis de la dinámica de la expansión de la oferta de las energías renovables en Uruguay, y teniendo en cuenta la experiencia que proviene de los estudios de casos considerados, se destaca que ha habido una conjunción de decisiones y políticas y medidas que permitieron y estimularon una transición acelerada hacia la incorporación de energías renovables en la matriz primaria del país.

Tal vez una de las principales conclusiones que puede extraerse del análisis es que la política aplicada ha sido sumamente apropiada en cuanto ha permitido transformar una situación de debilidad relativa (impacto de la variabilidad climática sobre la disponibilidad del recurso hídrico y consecuente exposición a restricciones en la generación hidroeléctrica —que tienen que ser compensadas mediante la importación de energía—, aunada a la carencia de reservas de combustibles fósiles) en una plataforma para introducir nuevas opciones renovables que atenúan esas restricciones, permiten reducir las emisiones de GEI y ampliar de manera notable la capacidad de generación instalada sin depender primariamente de

los recursos fiscales para financiar las inversiones necesarias, y a la vez reducen significativamente el impacto económico de la importación de petróleo y derivados.

El contexto de políticas y el marco institucional y regulatorio han cumplido un papel clave en generar confianza para los inversionistas, y en hacer posible las inversiones en un sector que hasta el momento había exhibido una relación riesgo/retorno inconveniente: para ello, fue posible utilizar eficazmente los instrumentos financieros ya existentes.

Ese contexto incluyó entre otras condiciones las siguientes:

- Seguridad jurídica.
- Reglas claras.
- Univocidad de la política energética.
- Coordinación de las instituciones de gobierno involucradas en las iniciativas en el sector energético (MIEM, MVOTMA, etc.).
- Tarifas que permiten la rentabilidad de la inversión.
- Un esquema de PPA adecuado.
- Instituciones financieras, como el BROU, dispuestas a incursionar en una nueva área de negocios.

Estas ventajas competitivas se han materializado pese a que la escala del mercado nacional y, más aún, de los segmentos verdes del mercado, pueden haber sido un obstáculo para la efectiva concreción de las iniciativas. Sin embargo, la convergencia de decisiones al más alto nivel, la puesta en vigor de instrumentos de políticas y la aplicación de instrumentos financieros específicos para la expansión de las energías renovables y su aprovechamiento más eficaz han actuado como un catalizador para lograr en un período muy corto un impacto positivo en la oferta y la apertura de un sendero de innovación y crecimiento más allá de las barreras que pudieran existir.

Anexo 5.1 Listado de entrevistas realizadas

Nombre de la institución	Personas entrevistadas
Banco de la República Oriental del Uruguay (BROU)	Gabriela Fernández, Coordinadora de Negocios Unidad Central Empresas BROU Gabriela.Fernandez@brou.com.uy
Dirección de Energía, Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM)	Wilson Sierra, Director de Energía Secretaria: Viviana Serrano viviana.serrano@dne.miem.gub.uy
UTE	Rubén Chaer, Rchaer@fing.edu.uy
Empresa R del Sur S.A.	Javier Turado, Director de Proyecto abertino@rdelsur.com.uy

Análisis consolidado

Daniel Perczyk y Hernán Carlino

Algunas consideraciones generales

Las energías renovables no convencionales (ERNC) representan una valiosa oportunidad en América Latina y el Caribe, a la luz de los beneficios económicos, sociales y ambientales que ofrecen y, además, aquellas de pequeño porte son particularmente relevantes no solo en relación con su vasto potencial de generación, sino también por las posibilidades que brindan para la generación distribuida, el incremento del bienestar de pequeñas comunidades aisladas y el ahorro de costos de generación para comunidades campesinas y grupos más vulnerables en todo el territorio de ALC.

Las ventajas macroeconómicas son ciertamente más evidentes y cuantificables, los beneficios sociales y ambientales en la escala micro suelen ser menos visibles, pero no por ello menos valiosos, en una región todavía fuertemente desigual y que debe inevitablemente hacer frente a los desafíos del crecimiento sin agudizar las inequidades.

En los estudios de casos llevados a cabo se ha podido verificar el potencial de desarrollo que están cristalizando las ERNC en los países analizados, a la vez que examinar los mecanismos que facilitan su creciente inserción.

Las instituciones financieras de desarrollo (IFD) enfrentan el relevante desafío de aportar a la consolidación del impulso que ya tienen las energías renovables en los países considerados, haciendo posible que en particular los emprendimientos de

pequeña y mediana escala se puedan concretar en mayor número, de modo de fortalecer por esa vía el proceso de adquisición de conocimientos y nuevas tecnologías: el desarrollo de redes de proveedores y de redes de servicios; la contribución a la expansión de la capacidad de la banca comercial para atender este tipo de demandas de financiamiento y la introducción de instrumentos financieros innovadores; el estímulo a la aceleración en la curva de aprendizaje en estos segmentos verdes, para que permitan aumentar el capital social de los países y movilizar los recursos nacionales con miras a incluirse sólidamente en la senda del desarrollo sostenible.

Contexto para las inversiones

Los marcos de políticas y regulatorios para la inversión en ERNC son relativamente diversos en los países que se han analizado, lo que responde a diferentes orientaciones de política, trayectorias, evolución institucional del sector eléctrico, y grado de madurez y avance de la participación privada en los segmentos verdes de mercado.

En Chile la inversión en el sector eléctrico está en su mayor parte a cargo del sector privado. Las actividades de generación y comercialización de energía se desarrollan en un contexto de libre competencia. La Comisión Nacional de Electricidad elabora planes indicativos, que no son vinculantes para los generadores, pero incluyen una guía para la toma de decisiones de los inversionistas privados.

Por su parte, el sistema eléctrico uruguayo se caracteriza por una robusta participación estatal. Toda la transmisión y distribución y casi toda la generación de energía están a cargo de empresas que son estatales. La participación privada se ha concretado principalmente en el campo de las ERNC.

En cuanto a Brasil, se sigue una planificación elaborada desde el Estado, la cual se implementa sobre todo a través de licitaciones de compra de energía.

Puede observarse que más allá de las características específicas del marco de políticas, legal y regulatorio vigente en cada país analizado — con mayor o menor presencia estatal en la planificación, las decisiones, la inversión y la gestión de los sistemas, y una presencia activa o limitada del sector privado en la generación—, aunque no de la robustez y coherencia de esos marcos, los países cuyos casos se han analizado han sido capaces de crear las condiciones para una participación creciente de las ERNC, incluso a un ritmo acelerado. Con ese propósito han utilizado una batería de políticas, regulaciones y medidas diversas, y han puesto en valor instrumentos financieros, en algunos casos habiendo transformado, al menos en parte, la estructura de incentivos antes prevaleciente en su respectivo mercado eléctrico nacional.

Algunos de los hallazgos que aquí se exponen —resultantes del análisis llevado a cabo en los tres países citados— están en línea con algunos de los publicados en el estudio Climate Scope 2014, que destacan que los países cuyos marcos regulatorios se consideran más estables y ambiciosos tienden a atraer niveles más altos de inversión en energías limpias. Para ponderar esas condiciones el estudio referido examina en particular la importancia del marco propicio, incluyendo la configuración de las estructuras de regulación y el mercado de electricidad, las tarifas locales en este rubro particular y las expectativas generales para la demanda de electricidad, como factor determinante de las condiciones para el efectivo desarrollo de las energías limpias en cada país examinado (Bloomberg New Energy Finance, Fomin y UK Department for International Development, Power Africa, 2014).

Asimismo, debe observarse que el desarrollo de proyectos de energía limpia a gran escala tiene ya sentido desde una perspectiva económica, pues toma en consideración las condiciones locales, según se desprende de los proyectos exitosos en este segmento, por ejemplo en Chile y Uruguay, que fueron identificados en los estudios de país realizados como parte de este documento. Esta circunstancia también coincide con lo que viene sucediendo en muchos de los países evaluados por Climate Scope, que examina las condiciones en estos segmentos de mercado en 55 países en desarrollo de África, Asia, y América Latina y el Caribe, con el objeto de evaluar su capacidad y grado de evolución y el potencial que tienen de atraer capitales destinados al desarrollo de sus fuentes de energías de bajo carbono.

Instrumentos de política usados para promover las inversiones en ERNC

Siguiendo el enfoque adoptado en el reciente estudio del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) sobre el desarrollo del mercado de energía renovable en América Latina y el Caribe (BID, 2014), es posible distinguir los siguientes tipos de medidas para promover una evolución más acelerada de las ERNC:

- Objetivos de penetración.
- Licitaciones o subastas de compra de energía.
- Políticas regulatorias (*feed in tariffs*, fijación de cuotas mínimas, *net metering*).
- Incentivos fiscales.
- Asignación de fondos públicos.

En mayor o menor medida, algunas de estas políticas ya han sido utilizadas, si bien con resultados diversos, en los países de la región, aun cuando a veces no baste con establecer un marco de políticas sin el correspondiente empleo de un abanico de instrumentos que hagan posible la materialización de las orientaciones establecidas en el más alto nivel de gobierno, sobre todo cuando se trata de crear las condiciones para un proceso sostenido de incorporación de nuevas tecnologías mediante

decisiones de inversión que no dependen directamente de los actores gubernamentales.

Por otro lado, un reciente análisis econométrico de los flujos financieros globales dirigidos a la concreción de proyectos de inversión en energías renovables sugiere que la provisión de financiamiento público (interno y bilateral) tiene un efecto positivo, a la vez que significativo, en la movilización de flujos financieros privados. También concluye que las políticas de energía renovable en los países destinatarios de esos flujos desempeñan un papel clave en las decisiones de inversión así como en el volumen de las inversiones que se materializan en esos países (OCDE, 2015).

Debe añadirse que las políticas y medidas que se ponen en vigencia afectan el ambiente para las inversiones al menos de tres maneras diversas. En efecto, las políticas condicionan: i) la asignación de costos e ingresos; ii) la asignación de riesgos, y iii) las prácticas de negocios y la elección de tecnologías que hacen los inversionistas y aquellos que desarrollan proyectos. Estos impactos pueden modificar en algún grado la conducta de los inversionistas al transformar los riesgos y rendimientos a los que se enfrentan, así como la información y los procesos que ellos utilizan en la toma de decisiones de inversión.

La política destinada a promover el desarrollo de energías renovables usualmente intenta lograr que las tecnologías sean competitivas con otras alternativas ya existentes en el mercado o, según los casos, internalizar el costo de aquellas externalidades asociadas con los proyectos convencionales.

Los países aquí analizados han implementado distintas políticas y medidas para promover la inversión en energías renovables no convencionales, en particular para estimular la inversión privada, de acuerdo con sus circunstancias nacionales y según las principales orientaciones de las políticas macroeconómicas y energéticas que han puesto en vigor.

En Chile, la principal regulación para la promoción de inversiones en ERNC es la fijación de un porcentaje mínimo de incorporación de este tipo de energías a las distribuidoras de energía eléctrica. Este porcentaje es progresivo y se establece que en

2025 el 20% de la energía comercializada por aquellas debe provenir de fuentes de ERNC. Además, se ha eximido del pago de costos de transmisión al utilizar el sistema troncal a los proyectos cuya potencia es inferior a 9 MW. Finalmente, entre las políticas y medidas que han tenido influencia sustantiva, la creación del Centro de Energías Renovables (CER) permitió consolidar en una única institución las acciones del país para promover las ERNC. El Centro provee apoyo técnico para el desarrollo de proyectos y se ha convertido en una fuente clave de información sobre fuentes de energía renovable y en inventario de recursos de energías no convencionales.

En Uruguay la política energética establece como objetivo para 2015 tener un 50% de energía de fuentes renovables en la matriz de abastecimiento primario, incluido un 25% de energía eléctrica de fuentes renovables no convencionales. Para cumplir esos objetivos, en el sector eléctrico se fijaron metas específicas por tipo de fuente, por ejemplo: alcanzar la incorporación de 1.200 MW de fuente eólica, 200 MW a partir de biomasa, así como 200 MW de fuente solar fotovoltaica. La implementación de las acciones planeadas se ha hecho efectiva mediante sucesivos decretos que autorizan a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a realizar licitaciones para contratar la provisión de energía proveniente de fuentes distintas de las tradicionales.

En Brasil, las dos principales iniciativas de promoción de la inversión privada en ERNC puestas en vigor por el gobierno son el Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (PROINFA) y las subastas específicas para fuentes alternativas de energía. El PROINFA tuvo como primera meta instalar 3.300 MW de energías renovables distribuidos en iguales proporciones entre plantas de generación eólica, biomasa y en hidroeléctricas pequeñas, a través de contratos de largo plazo. La meta inicial de la segunda fase fue alcanzar un 10% de participación de las fuentes alternativas de energía en la generación eléctrica del país hacia 2026; pero después de la reforma del sector eléctrico brasileño, que comenzó en 2003, esa meta fue reemplazada por un nuevo sistema de

subastas, donde se previó un sistema especial para la energía renovable de fuentes alternativas, ya que esta no podía competir (por su mayor costo) en el sistema general. Sin embargo, la energía eólica ha aumentado su competitividad y algunos proyectos han participado directamente en el sistema general.

En cuanto a la utilización de fondos públicos para impulsar inversiones privadas, se destaca entre otras iniciativas la creación del Fondo Nacional para el Cambio Climático. Este Fondo se pone a disposición para el desarrollo de inversiones en energía renovable a través del Banco Nacional de Desarrollo Económico e Social (BNDES).

Otro instrumento aplicado en Brasil es el mecanismo de *net metering*, que promueve la inversión de los consumidores en la instalación de pequeños generadores de energía renovable. Mediante este mecanismo regulatorio, la energía inyectada por la unidad de consumo se compensa como un crédito en la cantidad de electricidad que debe consumirse por la unidad dentro de un período. El sistema se diferencia de otros mecanismos cuyo procedimiento involucra una transacción monetaria, como es el caso de las *feed-in tariffs*. Algunos bancos privados ya han desarrollado líneas específicas de financiamiento para este tipo de inversiones que requieren un enfoque específico, ya que el crédito debe estar dirigido a residencias particulares.

Instrumentos financieros

El financiamiento de las inversiones para generar energía a partir de fuentes renovables podría ser considerado, en principio, similar al financiamiento de otras inversiones tradicionales. El nivel de riesgo percibido y el retorno de la inversión son factores clave en cualquier decisión de financiamiento de una inversión, lo que se hace extensivo también a los emprendimientos que se orientan a senderos de bajo carbono. Sin embargo, hay factores específicos de las inversiones de baja intensidad de carbono que, si no se revierten, pueden hacer que la penetración en el mercado de las tecnologías respectivas sea relativamente baja (Gillingham y Sweeney, 2011).

De acuerdo con Frisari et al. (2013), el riesgo, sea real o percibido, es en rigor el factor singular más relevante en cuanto a impedir que los proyectos encuentren financiamiento o hacer que los inversionistas demanden retornos más elevados sobre sus inversiones; esto se debe a la percepción de riesgo que se tiene de esta clase de proyectos.

Las inversiones en energía renovable, entre otras inversiones en actividades productivas de baja intensidad de carbono, suelen ser objeto de percepciones más elevadas de riesgo, debido a una cierta dependencia del desempeño de esos proyectos respecto de la calidad de las políticas públicas en vigor y, con alguna frecuencia, a la relativa inmadurez de los mercados en los que aquellas se promueven, así como también a la naturaleza innovadora de las propias tecnologías que se emplean (Frisari et al., 2013). Por ello, en este rubro, adquieren particular relevancia la credibilidad y predictibilidad de las políticas públicas.

Asimismo, dado que existe un desajuste entre la perdurabilidad de las políticas y medidas, principalmente las climáticas, y la extensión del período de repago de las inversiones en ERNC, en parte debido a su mayor costo inicial, tiende a haber una cierta renuencia de parte de los inversionistas a invertir, aun cuando se hayan adoptado políticas públicas que promuevan la inversión en ERNC. En alguna medida, estas condiciones, vinculadas en parte a la volatilidad de los mercados de carbono y a la incertidumbre de la política y de los marcos regulatorios climáticos, contribuyen a la inestabilidad del ambiente de negocios que conduce a la transición hacia una economía verde o de bajo carbono.

Además, la escala de las inversiones necesarias para financiar la mitigación del cambio climático y cierta escasez de fondos públicos de los países desarrollados, que pueden facilitar el financiamiento climático, han conducido en años recientes a que se preste mayor atención tanto al papel que puedan desempeñar la inversión privada nacional y el financiamiento interno como a la naturaleza de las políticas públicas y los instrumentos financieros que permiten movilizar eficazmente los recursos de capital privado con este propósito.

Existen diversos tipos de instrumentos financieros para facilitar la inversión privada en el uso de las fuentes de energías renovables y promover las inversiones en las tecnologías que hacen posible ese aprovechamiento.

La disponibilidad y elección de esos instrumentos depende naturalmente de la localización de las inversiones privadas —en países desarrollados o en desarrollo— así como del grado de madurez y confiabilidad de la tecnología de que se trate.

Una posible taxonomía de estos instrumentos los agrupa según puedan ser utilizados para enfrentar primariamente barreras financieras o para mitigar los riesgos de invertir en ERNC, o bien para atender ambas cuestiones.

Las barreras a la inversión que se han mencionado en los estudios de casos hacen que los segmentos de bajo carbono resulten más riesgosos para los inversionistas que las inversiones en segmentos que son estrictamente *business as usual*. Esta percepción de riesgo diferencial aumenta los costos de financiamiento de las ERNC, en particular los de pequeña y mediana escala, costos que pueden llegar a encarecerse de forma excesiva para algunos proyectos que no consiguen alcanzar su cierre financiero. Como en los países en desarrollo el costo de financiamiento suele ser más elevado que en los países desarrollados, dicho costo se constituye en un obstáculo clave para la concreción de los proyectos. Entonces, en los ambientes

Recuadro 6.1 Los instrumentos básicos a futuro para el acceso al financiamiento climático

De acuerdo con el Fondo Verde para el Clima (GCF, por sus siglas en inglés), entre los instrumentos financieros básicos que pueden usarse mediante diferentes modalidades y en distintas etapas del ciclo de financiamiento, cabe considerar los que se enumeran a continuación, dada su relevancia de cara al acceso al financiamiento futuro:

- Donaciones para:
 - Cubrir el total o parte del costo de la externalidad cuando el costo de mitigación no está cubierto por la generación interna de ingresos derivados de la inversión.
 - Cubrir los costos incrementales de la inversión climática.
 - Proveer asistencia técnica y fortalecimiento de capacidades.
 - Realizar estudios de viabilidad.
 - Ofrecer programas de fortalecimiento de capacidades a intermediarios financieros con el objeto de apalancar sus recursos mediante otros instrumentos.
- Préstamos concesionales: definidos por el GCF como una transferencia de recursos bajo el acuerdo de que los fondos serán repagados en condiciones más favorables que los términos del mercado.
- Garantías: definidos por el GCF como compromisos en los que un garante se hace cargo de cumplir plenamente las obligaciones de un deudor con un acreedor en el caso de *non-performance* o de incumplimiento de las obligaciones por el deudor, a cambio de un honorario. Las garantías pueden cubrir toda (o una parte de) la inversión, en el caso de inversiones que implican retornos ajustados por riesgo inadecuados para los inversionistas, y por ello son incapaces de atraer capital mediante deuda en términos que aseguren la factibilidad de la inversión.
- Inversiones de capital: se realizan en un proyecto que permite apalancar deuda y lograr mejores rendimientos. Las inversiones de capital, que en ese carácter no tienen garantías de repago ni rendimientos garantizados, mejoran el perfil de riesgo para otros inversionistas y facilitan el acceso del proyecto a un financiamiento más amplio (GCF, 2013).

Debido a la importancia que habrán de adquirir los flujos de financiamiento que pueda administrar en el futuro próximo el Fondo Verde para el Clima es preciso considerar cuidadosamente los medios para acceder a esos recursos.

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información del GCF.

de negocios que presentan altos costos financieros —como sucede en buena parte de los países en desarrollo—, las energías renovables son penalizadas si se las compara con la generación de energía basada en combustibles fósiles.

Así, de acuerdo con un estudio del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), el costo normalizado de la electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés) generada mediante el uso de energía eólica puede ser casi competitivo en relación con la generación a gas en un país desarrollado con bajos costos de crédito. En cambio, en un país en desarrollo, con costos financieros más elevados, la generación eólica puede ser hasta un 40% más onerosa que en un país desarrollado. Por contraste, según el estudio mencionado, el gas resulta ser solo un 6% más caro, en función de los costos financieros más altos. Esto sucede debido a la alta intensidad de capital inicial de las ERNC (Waissbein et al., 2013).

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) incluye, pues, entre los instrumentos financieros relevantes del financiamiento climático los siguientes:

- Donaciones.
- Deuda de proyecto (financiamiento a mediano y largo plazo concesional/a tasas de mercado).
- Aporte de capital al proyecto.
- Financiamiento a partir del balance contable.
- Mejora o gestión del riesgo.

Asimismo, cabe recordar que hay instrumentos que tienden a disminuir el riesgo asociado con las condiciones políticas, pues están orientados a enfrentar las barreras subyacentes que son la causa básica del riesgo, y también hay instrumentos financieros para atenuar o reducir el riesgo, que operan transfiriendo el riesgo de la inversión a ciertos actores públicos, como los bancos nacionales de desarrollo.

Entre estos instrumentos financieros cabe incluir, en línea con los indicados por el IPCC, las líneas de crédito (a tasas preferenciales, plazos más extendidos, y períodos de gracia); las garantías parciales de crédito, certificaciones y fianzas de desempeño, y las co-inversiones de capital.

El análisis de los estudios de casos revela que, en general, los casos y las iniciativas exitosos resultan de una combinación de instrumentos que son capaces de enfrentar las principales barreras y comenzar a removerlas, aunque estos procesos de remoción sean aún parciales y no hayan podido extenderse plenamente hacia los proyectos de menor escala y alcance. Esto podría atribuirse al propósito que tienen las políticas y medidas que se ponen en marcha, considerando también el espectro de instrumentos que se utilizan, que sobre todo se dirigen a producir una expansión significativa de la oferta proveniente de las ERNC, y por eso las primeras etapas de este proceso de transformación contemplan principalmente el fomento de las inversiones que puedan producir un incremento mensurable de la oferta, operando también como casos líderes de la viabilidad de estas iniciativas.

Conclusiones y recomendaciones

Daniel Perczyk y Hernán Carlino

Conclusiones

Al examinar los beneficios derivados de la expansión del uso de energías renovables no convencionales (ERNC) en los países considerados en estas páginas —Brasil, Chile, Uruguay—, se verifica que los actores clave interesados mencionan con más énfasis, entre otros beneficios, los siguientes:

- Las ERNC contribuyen a “descarbonizar” las economías de los países que han avanzado en incorporarlas a sus sistemas.
- Las ERNC contribuyen a la seguridad energética de largo plazo por el lado de la soberanía (en estos casos, menor dependencia de combustibles fósiles importados), gracias a la disponibilidad del suministro a largo plazo, y al hecho de que se reduce el impacto de la volatilidad en los precios de la energía (mejorando la competitividad sistémica de sus economías) en los países que han conseguido avanzar hacia el aumento de la oferta de energías renovables. Sin embargo, en algunos casos hay que considerar los potenciales impactos del cambio climático sobre este tipo de energía.
- La diversificación de las fuentes también ayuda a reducir la vulnerabilidad de los sistemas de energía hidroeléctrica, en presencia de ciclos hidrológicos de fuerte variabilidad interanual que se ven cada vez más afectados por los efectos del cambio climático.
- El desarrollo de las ERNC tiene un impacto positivo en la generación de empleo y el desarrollo de sistemas de proveedores de servicios.
- Según la tecnología y la fuente, algunas ERNC pueden contribuir a consolidar la generación distribuida, disminuyendo la necesidad de extender espacialmente la infraestructura y reduciendo el peso de las inversiones por ese concepto.
- Las ERNC tienen co-beneficios ambientales fuertemente positivos, aunque no siempre contabilizados, pues una parte de las decisiones de inversión, que provienen de fuentes privadas, no se contabiliza, aunque en algunos casos los estudios de impacto ambiental y los planes de manejo ambiental puedan cuantificarlos.
- Los bajos costos de operación y mantenimiento pueden ayudar a disminuir el impacto del acceso a la energía para las economías familiares, en particular en el caso de los grupos de menores recursos.
- Al permitir una disminución de los costos de la energía, producen un efecto positivo sobre los costos de la economía y en economías abiertas posibilitan una mejora relativa de la competitividad que se acentúa en las fases de precios elevados de los energéticos en los mercados mundiales.

Los costos de capital inicialmente más elevados de las ERNC y los menores costos de operación

requieren que preferentemente se utilicen contratos de provisión de largo plazo en lugar de establecerse mecanismos de participación directa de las ERNC en el mercado.

Desde la perspectiva del financiamiento y de los instrumentos financieros que pueden ponerse en juego para facilitar el desarrollo de las ERNC, cabe mencionar que la mayoría de los bancos consultados para este estudio entiende que un aspecto clave es la existencia de acuerdos de compra de energía (PPA, por sus siglas en inglés, *Power Purchase Agreements*). Esta es una condición de gran relevancia para facilitar la estructuración del financiamiento.

Sin embargo, para su desarrollo es necesario prestar atención a las barreras que se presentan en los sistemas eléctricos de este tipo de proyectos. En algunos casos existen barreras regulatorias, ya que los marcos regulatorios suelen ser diseñados para proyectos de mayor envergadura. En otros, hay dificultades de menor escala en el acceso a la capacidad de transporte.

En ciertos países para los que se hicieron estudios de casos, algunos desarrolladores de proyectos consultados definieron sus estrategias comerciales sobre la base de la venta de la energía generada en el mercado *spot*, aprovechando coyunturas de precios altos. Esta estrategia no siempre es compatible con los criterios fijados por las propias instituciones financieras, que privilegian enfoques de largo plazo y prefieren estrategias de proyectos y modelos de negocios que contemplen la inclusión de mecanismos capaces de asegurar la estabilidad de los flujos de caja para que los emprendimientos de ERNC estén en condiciones de servir la deuda contraída adecuadamente.

En las experiencias examinadas se observa que se han financiado proyectos bajo el esquema de “Financiamiento a partir de un proyecto” (“Project Finance”), pero se destaca que es necesario que la banca comercial adquiera mayor experiencia en este esquema. Se trata de un proceso que requiere el apoyo técnico y las orientaciones de las IFD, en particular la propuesta de modelos de negocios que ya han sido exitosos en la región y que adoptan esta modalidad.

Esta modalidad de financiamiento aparece como un elemento clave, ya que en muchos casos existen dificultades para financiar proyectos si se requieren garantías corporativas de los desarrolladores (que vayan más allá del flujo de caja del proyecto) para estructurar el financiamiento. Esta limitación afecta con más fuerza a los proyectos de pequeña escala, que por ende ven obstaculizado su acceso a los recursos financieros para este tipo de emprendimientos.

Las ventajas de la experiencia en algunas categorías de proyectos, como los de ERNC, facilitan su desarrollo ulterior para diferentes tamaños de proyecto; o incluso para modelos de negocios algo diferentes: el haber probado que estos emprendimientos son técnicamente factibles, financieramente viables y sostenibles en el tiempo hace posible la continuidad y la ampliación del financiamiento de este tipo de proyectos.

Es necesario, pues, facilitar las primeras experiencias en esta materia, para permitir que los ejemplos de casos exitosos atenúen una posible percepción desfavorable sobre su viabilidad, conveniencia y nivel de riesgo.

Los bancos comerciales, en los casos estudiados, suelen atender este tipo de proyectos dentro de sus líneas de préstamo habituales. Asimismo, están adquiriendo experiencia, de manera paulatina, en las características especiales de los proyectos de incorporación de tecnologías de energía renovable; sin embargo, en general no han avanzado todavía hacia una etapa en la que las iniciativas se perciban como un segmento singular del mercado, es decir, un segmento verde con características particulares que merecen un tratamiento apropiado, y aún es común considerarlos como proyectos que se apartan de la regla general y por ende conllevan cierta desconfianza.

La capacitación a diferentes niveles y actores (instituciones financieras; desarrolladores; proveedores de insumos, equipos y tecnologías; reguladores; aseguradores; certificadores, etc.) puede desempeñar un papel importante en la aceleración y consolidación de este proceso.

En los casos de estudio de América Latina y el Caribe, se puede verificar que el rol desempeñado

por las IFD (BNDES, Corfo, BROU), bajo distintas modalidades, ha sido clave en ayudar a confrontar las barreras previamente existentes mediante diversos mecanismos eficaces para moderar su impacto.

Se observa además que la consistencia en el contexto de políticas, el marco institucional y el marco regulatorio constituye un factor fundamental para el éxito en el desarrollo de los emprendimientos.

Los casos exitosos permiten apreciar que en circunstancias completamente distintas (sobre todo regulatorias) —en algunos casos con gran peso estatal en la planificación y la inversión, y en otros con el esfuerzo volcado al sector privado— se han adoptado medidas adecuadas a las necesidades de cada país y se ha conseguido impulsar inversiones importantes utilizando para ello incluso instrumentos financieros ya existentes.

Uno de los rasgos más atractivos de los marcos de política examinados en los estudios de países y de casos ha sido la voluntad de evitar las transferencias de recursos vía subsidios —que se consideran inequitativas— a desarrolladores y operadores de los emprendimientos de ERNC, pues se observa que mediante políticas sectoriales racionales, la transparencia en los procesos licitatorios de fondos, la claridad y consistencia regulatoria, la estabilidad en las políticas y la muy abundante disponibilidad del recurso energético renovable, complementadas por un apropiado entramado de financiamiento, los mecanismos de mercado generan de por sí incentivos suficientes para una activa participación de los inversionistas en el desarrollo de las ERNC.

Entre las medidas más sobresalientes que se han adoptado, cabe destacar: reglas claras y seguridad jurídica, univocidad de la política energética, coordinación de las instituciones de gobierno involucradas, tarifas adecuadas, esquemas de PPA y banca de desarrollo dispuesta a incursionar en esta nueva área de negocios.

En este sentido, la emisión de señales de política y regulatorias claras puede contribuir a definir las necesidades del mercado y eliminar las brechas de financiamiento, lo cual incluye la introducción de regulaciones que vinculan los beneficios de los

operadores a los resultados de su desempeño, en vez de hacerlo simplemente con los niveles de sus ventas o inversiones.

Sin embargo, debe destacarse que aun en el contexto de un ambiente facilitador de las inversiones como el descrito, la introducción de instrumentos financieros apropiados sigue resultando clave para concretar inversiones en ERNC. Esto se debe a que, por sus condiciones singulares, las ERNC requieren algunos instrumentos específicos que en algunos de los proyectos de mayor escala estudiados se combinaron de manera ad hoc, a partir de la intervención de actores económicos que aportaban a la reducción del riesgo de manera eficaz y a la provisión de recursos financieros en condiciones competitivas.

Para lograr que estos casos de éxito se transformen en un estándar para este segmento de mercado, es preciso instaurar un proceso liderado por los bancos nacionales de desarrollo que involucre plenamente a la banca comercial e integre, además, un plexo de actores interesados que sean beneficiarios del desarrollo del sector: proveedores nacionales de equipos, proveedores de servicios de mantenimiento e instalación, transportistas, aseguradoras y reaseguradoras, certificadores, técnicos, etc.

Los bancos nacionales de desarrollo están en una posición única, al interior de la economía nacional, pues tienen la posibilidad de articular de manera efectiva dos dimensiones del desarrollo sostenible. Por una parte, al facilitar la expansión de las energías renovables en sus países contribuyen de manera simultánea a mejorar la competitividad sistémica, a alinear los sectores productivos con las exigencias que devienen de los acuerdos internacionales de regulación del uso de la atmósfera, que inevitablemente habrá de profundizarse, y a asegurar la sostenibilidad de sus sistemas energéticos, mejorando su resiliencia, mediante la diversificación. Esta dimensión de la sostenibilidad, de naturaleza sobre todo económica, ayuda a que el crecimiento económico se desenvuelva por senderos de sostenibilidad y a reforzar la robustez de la economía en medio de turbulencias asociadas a los desequilibrios globales.

Por otra parte, al promover un proceso de transformación gradual entre las entidades del sistema financiero nacional, destinado a incorporar de manera sistemática los segmentos verdes del mercado, los bancos nacionales de desarrollo contribuyen también a fortalecer ese sistema financiero en el cual tienen un papel clave, a facilitar la innovación y la adecuación a las nuevas modalidades de financiamiento, a mejorar las capacidades técnicas, a introducir instrumentos innovadores, si bien complejos y sofisticados, para unas economías que son también crecientemente más complejas, y, finalmente, al impulsar la participación de la banca en el financiamiento para sectores dinámicos de la economía, también aportan a la modernización de sus carteras de crédito en línea con las nuevas demandas de una economía en transformación.

El Fondo Clima de Brasil es un ejemplo destacado de la combinación de instrumentos de política con una batería de instrumentos financieros y no financieros específicos destinada a propulsar la inversión en el sector de ERNC.

En algunos países, como Chile y Uruguay, el aporte de las ERNC se ha convertido en un elemento esencial para solucionar los problemas de restricciones de abastecimiento de gas natural.

La cooperación internacional es también un factor importante, sobre todo para permitir el impulso y la expansión inicial: para los bancos (nuevas líneas de crédito y cofinanciamiento, esquemas novedosos de mitigación de riesgos, apoyo para la capacitación), para los gobiernos (asistencia técnica sobre incorporación de renovables en los sistemas) y para desarrolladores de proyectos (líneas de crédito de promoción de exportaciones).

Recomendaciones

Si a la luz de las experiencias analizadas se considera el papel que pueden desempeñar las IFD en la promoción de las energías renovables —atendiendo a los beneficios que el aumento de la oferta de ERNC puede traer aparejado en América Latina y el Caribe—, es preciso mencionar en primer término

que, aun en aquellos países que han sido más exitosos en promover el desarrollo de las ERNC, todavía resta consolidar la participación de esas energías incorporando de manera más extendida y rutinaria proyectos de pequeña y mediana escala.

En efecto, el aumento acelerado de la participación de las ERNC se ha logrado en un número aún relativamente menor, aunque creciente, de países de América Latina y el Caribe mediante la inversión en proyectos que han podido concretarse principalmente gracias a la combinación del acceso al financiamiento internacional, la participación activa de los proveedores de equipos, la inversión patrimonial mediante la inversión extranjera directa (IED) y el recurso al financiamiento de bancos regionales de desarrollo. No es esta una fórmula que pueda replicarse para todas las escalas de proyecto viables en este segmento de la economía.

De modo que ha sido más eficaz el modelo de negocios de ERNC de gran escala (sobre todo eólica y solar) que el de las inversiones de pequeña escala, que aún enfrenta barreras que no le han permitido multiplicarse ni tampoco, más que nada, acceder de manera sencilla al financiamiento de los bancos comerciales de los países de la región: un proceso que aún parece estar pendiente de madurar y consolidarse.

En segundo término, se observa que en los países que han conseguido —mediante políticas y medidas— impulsar el desarrollo de las ERNC, el acceso al financiamiento todavía no es sencillo para emprendimientos de ERNC de pequeña escala.

En el caso de los proyectos de ERNC de pequeña y mediana escala, e incluso para emprendimientos de una escala mayor, las IFD y en general la banca nacional de desarrollo puede cumplir un papel central al facilitar el acceso al financiamiento en plazos y condiciones que permitan mitigar el riesgo y mejorar el perfil de riesgo/retorno de los proyectos. Esto incluye introducir un conjunto de instrumentos financieros que deben ser desarrollados, probados y aplicados de manera extendida, partiendo de proyectos piloto hasta su definitiva instalación en el sistema financiero nacional.

De manera que para ampliar el acceso al financiamiento para proyectos de inversión de porte pequeño y mediano es necesaria una vigorosa intervención de las IFD que posibilite involucrar plenamente al conjunto de la banca comercial y demás entidades financieras del sistema en el financiamiento de proyectos de este tipo.

Entre los instrumentos que se pueden poner en vigor y el apoyo robustecido que puede contribuir a prestar la banca nacional de desarrollo, se han identificado las siguientes alternativas:

1. Programas de fortalecimiento de capacidades para:
 - desarrolladores de proyectos;
 - bancos comerciales;
 - reguladores;
 - funcionarios de las áreas competentes.
2. Asistencia técnica específica para:
 - proveedores de equipos y servicios;
 - compañías de seguros y fianzas;
 - proveedores de obra civil y construcciones;
 - certificadores.
3. En la etapa de planificación:
 - Es preciso incrementar las fuentes de financiamiento con capacidad para tomar algo de riesgo en esta etapa (por ejemplo, Chile tiene su programa de apoyo al desarrollo de proyectos). Además, los BND pueden desempeñar un papel importante catalizando fondos de capital privado.
 - Hay que apoyar programas que incrementen el flujo de proyectos, e iniciativas que ayuden a desarrollar carteras de proyectos y experiencias piloto, y promover la participación de elementos facilitadores (condiciones habilitantes) que contribuyan a crear confianza (como modelos de contratos) o que ayuden a conectar a los actores principales.
 - Se deben ofrecer instrumentos que mitiguen riesgos técnicos o regulatorios. Por

ejemplo, la garantía para la exploración de las posibilidades de la geotermia en México, del BID y Munich Re. Otro mecanismo útil puede ser el soporte para el desarrollo de parques eólicos donde los estudios técnicos requieren tiempo y las condiciones regulatorias pueden cambiar.

4. Plazos adecuados al perfil de retorno de la inversión.
5. Período de gracia para la fase de construcción y la etapa de puesta en marcha, prueba y operación inicial.
6. Tasas de interés que no penalicen la innovación ni el riesgo asociado a tecnologías innovadoras.
7. Acceso a financiamiento en moneda extranjera.
8. Financiamiento por un porcentaje más elevado de la inversión total que el corriente.
9. Financiamiento a partir de proyectos (“Project Finance”) en vez de financiamiento de deuda o financiamiento corporativo.
10. Apoyo en el diseño de instrumentos innovadores de mitigación del riesgo, como garantías de crédito, líneas de crédito contingentes y fianzas de desempeño.
11. Diversificación de los instrumentos financieros, sobre todo aquellos que pueden tomar algo de riesgo.
12. Desarrollo de vehículos que permitan refinar los proyectos e inyectar capital al mercado, como los bonos verdes (*green bonds*) o los mecanismos de *lease back*.
13. Financiamiento para la etapa de construcción:
 - Incrementar fuentes de capital paciente y a tasas competitivas a largo plazo, como ya está haciendo el BID con los bancos nacionales de desarrollo.
 - Instrumentos de mitigación de riesgos, incluidos garantías y seguros, y también actores institucionales como aseguradoras o agencias de crédito a las exportaciones.

Bibliografía general

- AIE (Agencia Internacional de Energía). 2012, 2013 y 2014. Estadísticas. París: AIE.
- Almeida, J. 2010. *Alta Tensão na Floresta: Os Enawene Nawe e o Complexo Hidrelétrico Juruena*. Monografía do Curso de Especialização em Indigenismo-Cuiabá: Universidade Positivo, 2010.
- ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica). 2006. Resolución Normativa de ANEEL No. 235 de 2006. Brasília: ANEEL. Disponible en <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2006235.pdf>.
- . 2009. Relatório referente a los procesos 48500.004555/2002-33, 48500.004552/2002-45, 48500.004559/2002-94, 48500.004562/2002-07 e 48500.004551/2002-82. Assunto: Linhas de transmissão das PCHs do Complexo Juruena: Relatório. Brasília: ANEEL.
- . 2012. Resolución Normativa N° 482, del 17 de abril de 2012. Brasília: ANEEL. Disponible en <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>.
- ANEEL 2016, Banco de Informações de Geração. Brasília: ANEEL. Disponible en: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>.
- . 2014. *Banco de Informação de Geração*. Brasília: ANEEL. Disponible en <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>.
- . 2015. Nota Técnica No. 0017/2015-SRD/ANEEL. Brasília: ANEEL. Disponible en http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/026/documento/nota_tecnica_0017_2015_srd.pdf.
- Asociación Independiente de América Latina y el Caribe. 2014. Submission on the Ad Hoc Working Group on the Durban Platform.
- Banco BCI. 2014. Memoria Anual y Estados Financieros 2013. Santiago de Chile.
- Banco BICE. 2013. Memoria Anual. Santiago de Chile: Banco BICE.
- Banco Central de Chile. 2014a. Antecedentes de la Reunión de Política Monetaria. Santiago de Chile: Banco Central de Chile, Gerencia de División Estudios.
- . 2014b. Serie de datos bancarios. Santiago de Chile: Banco Central de Chile, Gerencia de División Estudios.
- Barclays. 2014. *The Solar Vortex: Credit Implications of Electric Grid Defection*. Londres, Reino Unido: Barclays Credit Research.
- BB. 2010. Crédito Material de Construção. Disponible en <http://www.bb.com.br/docs/pub/emp/mpe/dwn/BBMatConstrucaopj.pdf>. 2010.
- BCB (Banco Central do Brasil). 2015. Sistema Financeiro Nacional. Brasília: BCB. Disponible en <http://www.bcb.gov.br/?SFNCOMP>.
- BCU (Banco Central del Uruguay). 2013. Composición de los portafolios de las AFAP a fines de noviembre de 2013. Montevideo: BCU, Superintendencia de Servicios Financieros. Disponible en www.bcu.gub.uy.
- . 2014. Reporte del Sistema Financiero 2013. Montevideo: BCU.

- _____. 2015. Memoria 2014 y Plan de Actividades 2015. Montevideo: Superintendencia del BCU.
- BID (Banco Interamericano de Desarrollo). 2010. "Incentivos fiscales y no fiscales a las energías renovables en Chile". Washington, D.C.: BID.
- _____. 2014. "Study on the Development of the Renewable Energy Market in Latin America and the Caribbean." Washington, D.C.: BID.
- Black & Veatch. 2012. "Cost Report and Performance for Power Generation Technologies." Overland Park, Kansas: Black & Veatch.
- Bloomberg New Energy Finance y Fomin (Fondo Multilateral de Inversiones). 2012. "Climate Scope 2012." Disponible en <http://www19.iadb.org/intal/intalcdi/ExternoCarta.aspx?signatura=E%2520504%2520/%2520FOMIN-CLI%2520/%25202012>.
- _____. 2013. "Climate Scope 2013: New Frontiers for Low-Carbon Energy Investment in Latin America and the Caribbean." Informe.
- Bloomberg New Energy Finance, Fomin y UK Department for International Development, Power Africa. 2014. "Climate Scope 2014: Mapping the Global Frontiers for Clean Energy Investment."
- BNB (Banco do Nordeste). 2014. Produtos e Serviços. Programas do FNE Verde. Fortaleza: Banco do Nordeste. Disponible en http://www.banconordeste.gov.br/content/aplicacao/produtos_e_servicos/programas_fne/gerados/fne_verde.asp. 2014.
- BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico y Social). 2013a. Condições de apoio financeiro ao segmento de Geração de Energia Renovável. Leilões 2013. Brasília: BNDES. Disponible en http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atualizacao/Infraestrutura/Energia_Eletrica/Leilao_Energia/projetos_renovaveis.html.
- _____. 2013b. Relatório anual 2012. Brasília: BNDES. Disponible en http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/empresa/RelAnual/ra2012/relatorio_anual2012.pdf. Consultado el 19/08/2015.
- _____. 2014a. FINEM: Energias Alternativas. Brasília: BNDES. Disponible en http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/linhas_finem.html.
- _____. 2014b. Fundo Clima. Energias Renováveis. Brasília: BNDES. Disponible en http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Programas_e_Fundos/Fundo_Clima/energias_renovaveis.html.
- _____. 2014c. Instituições no Exterior. Brasília: BNDES. Disponible en http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Instituicao_Financeira_Credenciada/agentex.html.
- BROU (Banco de la República Oriental del Uruguay). 2014. Memoria Anual del 118º Ejercicio del Banco de la República Oriental del Uruguay. Montevideo: BROU.
- Caixa. 2013. Termo de referência: sistemas de aquecimento solar de água. Programa Minha Casa Minha Vida. Brasília: Caixa Econômica Federal.
- _____. 2014. Crédito Construcard. Brasília: Caixa Econômica Federal. Disponible en http://www.caixa.gov.br/voce/Credito/index_construcard.asp.
- _____. 2015. Relatórios de Sustentabilidade da Caixa Econômica Federal. Brasília: Caixa Econômica Federal. Disponible en <http://www.caixa.gov.br/sustentabilidade/relatoriosdesustentabilidade/Paginas/default.aspx>. Consultado el 19/8/2015.
- CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). 2014. Relatórios. Disponible en http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/resultados?_afLoop=864248362887597#%40%3F_afLoop%3D864248362887597%26_adf.ctrl-state%3Dk5qOdwr5_71.
- Centro de Energías Renovables. 2014a. Estado de proyectos ERNC en Chile. Santiago de Chile: Corfo.

- _____. 2014b. Resumen anual 2013. Santiago de Chile: Corfo.
- Cidades Solares. 2015. Energia Solar em Habitações do Programa Minha Casa Minha Vida. Forum Clima. Disponible en <http://www.forumclima.pr.gov.br/arquivos/File/energiasola.pdf>. Consultado el 19/08/2015.
- CIM (Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima)/MMA (Ministério de Meio Ambiente). 2008. Decreto No 6.263, de 21 de Novembro de 2007. Plano Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC).
- CNAE (Classificação Nacional de Atividades Econômicas). 2013. Arrecadação mensal por seção da economia. Superintendência Nacional do FGTS (SUFUG) e Gerência Nacional de Gestão da Rede do FGTS (GERFU).
- Comisión Nacional de Energía y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH. 2009. Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno.
- _____. 2012. Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno. Documento complementario.
- Congresso Nacional. 1996. Lei Nº 9.427, de 26 de Dezembro de 1996. Presidência da República, Casa Civil, Subchefia para Assuntos Jurídicos. Disponible en http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427cons.htm.
- _____. 2002. Lei Nº 10.438, de 26 de Abril de 2002. Presidência da República, Casa Civil, Subchefia para Assuntos Jurídicos. Disponible en http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/L10438.htm.
- _____. 2003. Lei No 10.762, de 11 de Novembro de 2003. Presidência da República, Casa Civil, Subchefia para Assuntos Jurídicos. Disponible en http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2003/L10.762.htm.
- _____. 2009. Lei No 12.114, de 9 de Dezembro de 2009. Presidência da República, Casa Civil, Subchefia para Assuntos Jurídicos.
- _____. 2010. Decreto No 7.343, de 26 de Outubro de 2010. Presidência da República, Casa Civil, Subchefia para Assuntos Jurídicos.
- _____. 2015. Lei Nº 13.097, de 19 de Janeiro de 2015. Presidência da República, Casa Civil, Subchefia para Assuntos Jurídicos. Disponible en http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/L13097.htm#art108.
- DNE (Dirección Nacional de Energía). s/f. Consultas a la página web: www.dnetn.gub.uy.
- DNETN (Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear). 2006. “Evaluación de energía eólica: análisis de situación y aspectos asociados a la introducción de mayor potencia-200 MW”. Montevideo: DNETN. Disponible en http://www.energiaeolica.gub.uy/uploads/documentos/informes/871_1.pdf.
- _____. 2009. “Las oportunidades de financiamiento para los parques eólicos en el Uruguay”. Montevideo: DNETN. Disponible en http://www.energiaeolica.gub.uy/uploads/20100628%20Informe%20financiamiento_versi%C3%B3n%20web_.pdf.
- Dufey, A. 2010. “Oportunidades y barreras domésticas a las energías renovables en Chile”. Santiago de Chile: Fundación Chile e Instituto Nacional de Desarrollo Sostenible. Disponible en http://www.iisd.org/pdf/2010/chile_energy_es.pdf.
- Energia Consult. 2011. Auditoría técnica para todas las fases das 5 Pequenas Centrais Hidrelétricas da Jurueua. Disponible en <http://www.jurueua.com.br/conteudoAberto.aspx?idMenuTop=6&idAreaAberta=18&titulo=Not%C3%ADcias%20da%20Empresa>. Consultado el 20/07/2014.
- EPE (Empresa de Pesquisa Energética). 2008. Plano Nacional de Energia 2030. Geração Hidrelétrica. Brasília: EPE. Disponible en <http://epe.gov.br/PNE/Forms/Empreendimento.aspx>.
- FGTS (Fundo de Garantia do Tempo de Serviço). 2013. Relatório Anual 2012. Brasília: FGTS.
- FIP (Fundo de Investimento em Participações)-Energia PCH. 2013. Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2013. Disponible en <http://cvmweb.cvm.gov.br/SWB/Arquivos/BuscaArquivo.aspx>. Consultado el 20/07/2014.

- FMI (Fondo Monetario Internacional). 2011a. "Chile: Financial System Stability Assessment." Informe de país del FMI Núm. 11/261. Washington, D.C.: FMI.
- . 2011b. Uruguay: 2010 Article IV Consultation. Washington, D.C.: FMI.
- Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF. 2014. "Global Trends in Renewable Energy Investment 2014." Frankfurt am Main: Frankfurt School of Finance & Management. Disponible en <http://www.fs-unep-centre.org>.
- Fraunhofer ISE. 2013. "Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies."
- Frisari, G., M. Hervé-Mignucci, V. Micale y F. Mazza. 2013. Risk Gaps. A Map of Risk Mitigation Instruments for Clean Investments. San Francisco: Climate Policy Initiative (CPI).
- Fugimoto, S. 2010. Estrutura de tarifas de energia elétrica: análise crítica e proposições metodológicas. Disertación en USP, São Paulo, Brasil.
- García López, M. J. et al. 2008. "La articulación de un Project Finance como instrumento de financiación de un parque eólico". Madrid: Universidad Rey Juan Carlos. Disponible en <http://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=2740041>.
- GCF (Fondo Verde para el Clima). 2013. "Business Model Framework: Financial Instruments." GCF/B.04/06. Songdo, Incheon: Corea del Sur.
- Gillingham K. y J. Sweeney. 2011. "Barriers to Implementing Low Carbon Technologies." Stanford RFF Climate Policy Conference. Disponible en http://www.yale.edu/gillingham/Gillingham-Sweeney_CCE12_BarriersLowCarbonTechs.pdf.
- Gobierno de Chile. 2012. National Energy Strategy 2012-2030: Energy for the Future. Santiago de Chile: Ministerio de Energía.
- GWEC (Global Wind Energy Report). s/f. Consultas a la página web: www.gwec.net. Bruselas: Wind Energy Council.
- Hašič, I. et al. 2015. "Public Interventions and Private Climate Finance Flows: Empirical Evidence from Renewable Energy Financing." Documento de trabajo sobre medio ambiente de la OCDE Núm. 80. París: OCDE. Disponible <http://dx.doi.org/10.1787/5js6b1r9lfd4-en>.
- Hoogwijk, M. y W. Graus. 2008. "Global Potential of Renewable Energy Sources: a Literature Assessment." Documento de antecedentes de REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century), Ecofys.
- Hosier, R., N. Kulichenko, A. Maheshwari, N. Toba y X. Wang. 2010. "Beyond the Sum of Its Parts: Combining Financial Instruments for Impact and Efficiency," Issues Brief #3. Washington, D.C.: Banco Mundial.
- IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia y Estadística). 2010. Informação Estatística por Estado no Brasil. Rio de Janeiro: IBGE. Disponible en <http://www.ibge.gov.br/estadosat/index.php>. Consultado el 18/09/2012.
- INFRA. 2012. Página web de Infra Asset Management-FIP Energia PCH. Disponible en <http://www.infraasset.com/participacoes-fip-energia.html>. Consultado el 20/07/2014.
- IPCC (Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático). 2011. "Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Special Report." Ginebra: IPCC.
- . 2013. "Cross-cutting Investment and Finance Issues, Chapter 16, Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Working Group III." Ginebra: IPCC.
- Irena (Agencia Internacional de Energías Renovables). 2013. Renewable Energy Country Profile. Abu Dhabi: Irena.
- . 2014. Información de página web. Abu Dhabi: Irena.
- Juruena S.A. 2011. Consulta a la página web de Juruena Participações e Investimentos. Disponible en <http://www.juruenasa.com.br/default.aspx>. Consultado el 20/07/2014.
- Lahsen, A. 1988. "Chilean Geothermal Resources and Their Possible Utilization." Geothermics, Vol. 17: 401-410.
- Lucena, A. F. P. et al. 2010. "The Vulnerability of Wind Power to Climate Change in Brazil." Renewable Energy, 35:904-912.
- Lucena, A.F.P. 2010. "Proposta metodológica para avaliação da vulnerabilidade às mudanças climáticas globais no setor hidroelétrico". Tesis

- de D. Sc. PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.
- MCTI (Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación). 2013. Estimativas anuais de emissões de gases de efeito estufa no Brasil. Brasília: Secretaria de Políticas e Programas de Pesquisa e Desenvolvimento (SEPED) y Coordenação Geral de Mudanças Globais de Clima (CGMC).
- MDA (Ministério do Desenvolvimento Agrário). 2008. Manual de Crédito Rural. Brasília: MDA. Disponible en www.portal.mda.gov.br.
- MIEM (Ministerio de Industria, Energía y Minería). 2005. Política Energética Nacional 2005-2030 Uruguay. Montevideo: MIEM. Disponible en <http://www.dne.gub.uy/documents/49872/0/Pol%C3%ADtica%20Energ%C3%A9tica%202030?version=1.0&t=1352835007562>.
- . 2009. “Resumen de la situación actual, condiciones y perspectivas de desarrollo de la eólica de gran escala en Uruguay”. Montevideo: DNETN.
- . 2011. “Análisis de rentabilidad para parques eólicos en Uruguay”. Montevideo: DNE.
- MIEM y DNETN. 2005. Política Energética Nacional 2005-2030 Uruguay. Montevideo: MIEM y DNETN. Disponible en <http://www.miem.gub.uy/documents/49872/0/Pol%C3%ADtica%20Energ%C3%A9tica%202030?version=1.0&t=1352835007562>.
- Ministerio de Energía de Chile. 2014. Consultas a la página web. Santiago de Chile: Ministerio de Energía. Disponible en http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/Estudios/Potencial_ER_en_Chile_AC.pdf.
- Ministerio de Relaciones Exteriores de Chile. 2010. Presentación de las acciones nacionales apropiadas de mitigación en el marco del Acuerdo de Copenhague. Santiago de Chile: Ministerio de Relaciones Exteriores.
- Miranda, R. F. C. 2013. “Análise da Inserção de Geração Distribuída de Energia Solar Fotovoltaica no Setor Residencial Brasileiro. Dissertação de Mestrado”. Rio de Janeiro: Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).
- Miranda, R. F. C., A. Szklo y R. Schaeffer. 2015. “Technical-economic Potential of PV Systems on Brazilian Rooftops.” *Renewable Energy*, Vol. 75:694-713 (marzo).
- MMA (Ministério de Meio Ambiente). 2015. Plano Anual de Aplicação de Recursos do Fundo Clima. Disponible en <http://www.mma.gov.br/apoio-a-projetos/fundo-nacional-sobre-mudanca-do-clima/plano-anual-de-aplicacao-de-recursos>. Consultado el 19/8/2015.
- MME (Ministério de Minas y Energía). 2009. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa). Brasília: MME. Disponible en <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/menu/apresentacao/apresentacoes.html>. Consultado el 20/07/2014.
- . 2013. Plano Decenal de Expansão de Energia 2022. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME. Disponible en <http://www.mme.gov.br>.
- MVOTMA (Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente). 2004. “Programa de Medidas Generales de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático en Uruguay”. Montevideo: MVOTMA.
- . 2010. Plan Nacional de Respuesta al Cambio Climático: diagnóstico y lineamientos estratégicos. Montevideo: MVOTMA. Disponible en http://www.preventionweb.net/files/21530_15250pnralcclimuruguay20101.pdf.
- . 2014. Cinco años de respuestas ante los desafíos del cambio y la variabilidad climática en Uruguay. Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático y la Variabilidad. Montevideo: MVOTMA.
- Nogueira, L. 2011. “Estado Atual e Perspectivas Futuras para a Indústria Eólica no Brasil”. Tesis de maestría de Planejamento Energético. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Nogueira, L.P.P., A.F.P. Lucena, R. Rathmann, P.R.R. Rochedo, A.S. Szklo y R. Schaeffer. 2014. “Will Thermal Power Plants with CCS Play a Role in Brazil’s Future Electric Power Generation?”

- International Journal of Greenhouse Gas Control, 24:115-123.
- OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos). 2012. "OECD Economic Surveys: Chile 2012." París: OCDE. Disponible en http://dx.doi.org/10.1787/eco_surveys-chl-2012-en.
- . 2015. Análisis econométrico de los flujos financieros globales dirigidos a la concreción de proyectos de inversión en energías renovables. París: OCDE. Disponible en <http://www.oecd.org/eco/outlook/>.
- Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Montevideo. 2012. "El sector de las Energías Renovables en Uruguay". Disponible en <http://www3.icex.es/icex/cma/contentTypes/common/records/mostrarDocumento/?doc=4396806>.
- Olade (Organización Latinoamericana de Energía). 2016. Sistema de Información Económica Energética SIEE. Quito: Olade.
- . s/f. "Uruguay, Final Report: Product 3, Financial Mechanism. Observatory of Renewable Energy in Latin America and The Caribbean." Quito, Ecuador: Olade.
- PNUD (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo) — ENDESA ECO. 2007. Energías renovables y generación eléctrica en Chile. Nueva York: PNUD y ENDESA ECO.
- Polycarp, C., L. H. Brown y X. Fu-Bertaux. 2013. "Mobilizing Climate Investments: the Role of International Climate Finance in Creating Readiness for Scaled-up Low-carbon Energy." Washington D.C.: WRI.
- Poole, A. D. 2009. "The Potential of Renewable Energy Resources for Electricity Generation in Latin America." Nueva York: International Copper Association Ltd.
- REN21, 2015. Renewables 2015 Global Status Report. París: REN21 Secretariat. Disponible en <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>.
- Rudnick Van De Wyngard, H. s/f. Energía eólica: la generación eólica.
- Santana, C. 2014. El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé. Proyecto Estrategia de Expansión de las Energías Renovables en los Sistemas Eléctricos Interconectados (MINENERGIA/GIZ).
- Santander. 2014. Crédito Direto ao Consumidor (CDC). Sustentabilidade. Disponible en http://www.santander.com.br/portal/wps/gcm/package/financiamentos/afi_publico_24042014_89067.zip/sustentabilidade/sustentabilidade.html.
- . 2015. Relatórios de Sustentabilidade do Banco Santander. Disponible en <http://sustentabilidade.santander.com.br/pt/Governanca/Paginas/Relatorios.aspx>. Consultado el 19/8/2015.
- Schaeffer, R., A.F.P. Lucena, R. Rathmann, A. Szklo, R. Soria y M. Chávez-Rodríguez. 2015. Who Drives Climate-relevant Policies in Brazil? Editado por el Institute of Development Studies (IDS) y la Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponible en <http://www.ids.ac.uk/publication/who-drives-climate-relevant-policies-in-brazil>.
- Soria, R., J. Portugal-Pereira, A. Szklo, R. Milani y R. Schaeffer. 2015. "Hybrid Concentrated Solar Power (CSP)-biomass Plants in a Semiarid Region: A Strategy for CSP Deployment in Brazil." Energy Policy, 86:57-72.
- Sudene (Superintendencia para el Desarrollo del Noreste). 2013. Relatórios de Gestão do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste-FNE. São Paulo: Sudene. Disponible en <http://www.sudene.gov.br/incentivos-fiscais-e-fundos/fundo-constitucional-de-financiamento-do-nordeste-fne/relatorios-de-gestao-fne>. Consultado el 19/8/2015.
- Superintendencia de Bancos e Instituciones Financieras de Chile. 2014. Cartera comercial segregada por tamaño de deuda (enero). Santiago de Chile: Superintendencia de Bancos e Instituciones Financieras.
- Szklo, A. S., R. Schaeffer, M. Edgar Schuller y W. Chandler. 2005. "Brazilian Energy Policies Side-effects on CO2 Emissions Reduction." Energy Policy, Vol. 33(3):349-364 (febrero).

The New Economy Climate. 2014. "Better Growth Better Climate." Report. Disponible en <http://2014.newclimateeconomy.report/>.

The Wall Street Journal. 2013. Noticia sobre el Seguro Ambiental contratado por UTE (19 de diciembre), "Uruguay Hedges against Weather with World Bank." Disponible en <http://online.wsj.com/news/articles/SB10001424052702304866904579268521634981290>.

Universidad de Chile. 2013. Informe final: Escenario Línea Base de Emisiones de GEI del sector Generación y Transporte de Electricidad SDP 108/2012. Programa de Estudios e Investigaciones en Energía, INAP.

Uruguay XXI, Investment and Export Promotion Agency, 2014: Financial System.

Vergara, W., C. Latorre y L. Alves. 2013. Rethinking Our Energy Future. Washington, D.C.: BID.

Von Hatzfeldt, S. 2013. "Renewable Energy in Chile: Barriers and the Role of Public Policy." Journal of International Affairs, Columbia/SIPA.

Waissbein, O., Y. Glemarec, H. Bayraktar y T. S. Schmidt. 2013. "Derisking Renewable Energy Investment. A Framework to Support Policymakers in Selecting Public Instruments to Promote Renewable Energy Investment in Developing Countries." Nueva York: PNUD.

WWF (Fondo Mundial para la Naturaleza). 2014. "Líderes en Energía Limpia: Países Top en Energía Renovable en Latinoamérica". Gland, Suiza: WWF.

Yépez-García, R. A., T. M. Johnson y L. A. Andrés. 2010. "Meeting the Electricity Supply/demand Balance in Latin America & the Caribbean." Washington, D.C.: Banco Mundial.

Otro material de consulta

VI Encuentro de ER 2012 Chile BICE: http://cer.gob.cl/archivos/sextoencuentro/m4/RodrigoVio-lic_presentacion_vi_encuentro.pdf.

Antuko Energy: <http://www.antuko.com>.

Banco BICE: www.bice.cl.

BID: <http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=35808220>.

Comisión Nacional de Energía: <http://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>.

CorpBanca: http://www.corpbanca.cl/portal/?id_category=10.

Grupo CAP: <http://www.cap.cl/grupo-cap/>.

Marsh Chile: http://latinamerica.marsh.com/default.aspx?tabid=9592&ID=34165&SkinSrc=%5BG%5DSkins%2fMarsh_V2%2fregion-lac-chile.

Ministerio de Energía de Chile: http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/Estudios/Potencial_ER_en_Chile_AC.pdf.

Proyecto San Andrés: <http://www.sunedison.cl/chile/san-andres.html>.

Rabobank: www.rabobank.com.

RED SOLLAC: <http://redsollac.org/nuevo/proyectos-fotovoltaicos-en-chile/>.

SunEdison: <http://www.sunedison.com>.

Enlaces de noticias

<http://www.sunedison.es/info/noticias/sunedison-ifc-opic-100-mw-chile.html>.

<http://www.sunedison.es/docs/2013-09-10-SunEdison-IFC-OPIC-100MW-Chile-ES.pdf>.

<https://www.df.cl/noticias/empresas/energia/ibc-solar-e-imelsa-firman-acuerdo-para-proyecto-solar-fotovoltaico-en-chile/2014-06-17/182432.html>.

<http://www.latercera.com/noticia/negocios/2014/06/655-582861-9-ibc-solar-e-imelsa-firman-acuerdo-para-proyectos-fotovoltaicos-en-chile.shtml>.

<http://www.laгранepoca.com/32152-99-gw-proyectos-energia-solar-chile-podrian-beneficiar-balanza-comercial>.

<http://www.rumbominero.com/la-primera-central-solar-247-del-mundo-ya-se-construye-en-chile/>.

<http://www.csptoday.com/chile/conference-agenda.php#day2>.

<http://www.acciona.es/noticias/acciona-energia-instalara-su-primer-parque-eolico-en-chile>.

