



CIECTI

Centro Interdisciplinario
de Estudios en Ciencia,
Tecnología e Innovación



UNRaf

UNIVERSIDAD
NACIONAL DE
RAFAELA

INNOVACIÓN Y MARCOS REGULATORIOS EN ENERGÍAS RENOVABLES: EL CASO DE LA ENERGÍA EÓLICA EN LA ARGENTINA

Carlos Aggio, Vladimiro Verre y Francisco Gatto

DT
14

INNOVACIÓN Y MARCOS REGULATORIOS EN ENERGÍAS RENOVABLES: EL CASO DE LA ENERGÍA EÓLICA EN LA ARGENTINA

DOCUMENTO DE TRABAJO N° 14

Carlos Aggio, Vladimiro Verre y Francisco Gatto

CENTRO INTERDISCIPLINARIO DE ESTUDIOS EN CIENCIA, TECNOLOGÍA E INNOVACIÓN





CIECTI

Centro Interdisciplinario
de Estudios en Ciencia,
Tecnología e Innovación

Aggio, Carlos

Innovación y marcos regulatorios en energías renovables : el caso de la energía eólica en la Argentina /
Carlos Aggio ; Vladimiro Verre ; Francisco Gatto. - 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : CIECTI, 2018.
Libro digital, PDF

Archivo Digital: descarga y online

ISBN 978-987-4193-29-2

1. Ciencia y Tecnología. 2. Energía Renovable. 3. Economía Argentina. I. Verre, Vladimiro II. Gatto, Francisco
III. Título
CDD 333.794

La investigación que dio base a este estudio finalizó en abril de 2018.

© 2018 CIECTI

Queda hecho el depósito que marca la ley 11.723.

Se autoriza la reproducción total o parcial de esta obra, para fines educativos u otros fines no comerciales,
siempre que se cite la fuente.

Godoy Cruz 2390 - PB (C1425FQD), CABA
(54-11) 4899-5500, int. 5684

www.ciecti.org.ar / info@ciecti.org.ar

Seguinos en  @ciecti

Buscanos en  /ciecti

AUTORIDADES

Presidente

Gustavo Lugones

Directora general

Ruth Ladenheim

EQUIPO EDITORIAL

Coordinación editorial

Fernando Porta

Apoyo a la coordinación

Celeste De Marco

Equipo de investigación

Carlos Aggio, Vladimiro Verre y Francisco Gatto

Edición

Mara Sessa

Diseño editorial

Lea Ágreda

SIGLAS

AEP	producción anual de energía
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CABA	Ciudad Autónoma de Buenos Aires
CADER	Cámara Argentina de Energías Renovables
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico
CER	certificados de energía renovable
CIE	costo de las instalaciones electromecánicas
CIPIBIC	Cámara de Industriales de Proyectos e Ingeniería de Bienes de Capital de la República Argentina
CMI	contenido máximo importado
CND	componente nacional declarado
COP21	Conferencia de París sobre el Clima
CREE	Centro Regional de Energía Eólica
CTI	ciencia, tecnología e innovación
CTS	Consejo Tecnológico Sectorial
CyT	ciencia y técnica
ENARSA	Energía Argentina S.A.
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
FINEP	Financiadora de Inovação e Pesquisa
FITS	Fondo de Innovación Tecnológica Sectorial
FONARSEC	Fondo Argentino Sectorial
GEI	gases de efecto invernadero
GENREN	Generación Eléctrica a partir de Fuentes Renovables
I+D	investigación y desarrollo
I+D+i	investigación, desarrollo e innovación
IEA	International Energy Agency
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
INTI	Instituto Nacional de Tecnología Industrial

IRENA	International Renewable Energy Agency
IVA	impuesto al valor agregado
LCOE	costo normalizado de la energía
MEM	mercado eléctrico mayorista
MEYM	Ministerio de Energía y Minería
NCM	Nomenclatura Común del MERCOSUR
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
OYM	operación y mantenimiento
PBI	producto bruto interno
POA	precio ofertado ajustado
PPP	precio promedio ponderado
PRODEPRO	Registro de Desarrollo de Proveedores
PROINFA	Programa de Incentivo a Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica
RERL	<i>Renewable Energy Research Laboratory</i>
RPE	reporte de producción de energía
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SNI	Sistema Nacional de Innovación
SPE	Sociedad de Propósito Específico
TCN	total componente nacional
TCP	<i>Technology Collaboration Programme</i>
UE	Unión Europea

ÍNDICE

Resumen	9
Resumo	11
Abstract	13
Introducción	17
Marco de discusión	20
Transición energética e innovación	20
<i>Policy mix</i> y el rol de los marcos regulatorios en el fomento de actividades intensivas en conocimiento	25
Aspectos tecnológicos y de mercado	30
Aspectos técnicos de la energía eólica	30
Variabilidad del viento y red interconectada	37
La cadena de valor eólica	40
Los <i>drivers</i> de la innovación	49
Hechos estilizados de la actividad a nivel global	54
Segmentos del mercado y grandes jugadores	62
Políticas públicas y desarrollo del sector eólico a nivel global	67
La energía eólica de alta potencia en la Argentina	70
Evolución reciente del mercado eléctrico argentino	71
La energía eólica en el país y su marco regulatorio hasta 2015	74
Políticas por el lado de la demanda: el caso del FONARSEC	89
Marco regulatorio actual [Ley N° 27.191/2015, Decreto Reglamentario N° 531/2016]	96
Contenido nacional	101
Programa RenovAr [rondas 1.0, 1.5 y 2.0]	106
Propuesta técnica y requisitos legales	108
Propuesta económica del proyecto	109
Calificación de ofertas	109
Resultados del Programa RenovAr	113
Tecnología y grandes jugadores	116

Conclusiones	122
Anexo I. Personas entrevistadas	132
Anexo II. Casos nacionales de interés	133
Bibliografía	139

RESUMEN

Esta investigación tiene dos objetivos complementarios. En primer lugar, entender y caracterizar las actividades asociadas con la generación de energía eólica de alta potencia e identificar su potencial para generar oportunidades de innovación y competencias tecnológicas locales. En segundo lugar, por tratarse de un sector de desarrollo relativo reciente fuertemente incentivado y asistido por un conjunto de políticas públicas, se busca entender cuál es el rol que tienen los marcos regulatorios y los esquemas de fomento que explican la intensidad tecnológica del sector.

A partir de la evidencia sobre el impacto en el cambio climático de la producción y el consumo de energía con base en fuentes fósiles, las energías renovables comenzaron a recibir una creciente atención en términos de políticas de fomento, presupuesto público y privado de investigación y desarrollo (I+D) y en ambiciosos compromisos por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. La mayor incidencia de la electricidad y el mayor peso de las energías renovables indican el comienzo de una nueva transición energética, y el desarrollo de la energía eólica debe entenderse dentro de este contexto más amplio, como una de las fuentes renovables que favorecen dicha transición en curso.

Como resultado de más de cuatro décadas de avances tecnológicos, el sector eólico es altamente dinámico e innovador. Desde los años setenta se registra una trayectoria marcada por innumerables avances tecnológicos, una notable reducción en los costos de generación de la energía y la expansión de la potencia instalada de generación. Este recorrido no se puede explicar ni entender sin repasar las políticas de fomento implementadas en los países líderes, donde se combinaron políticas de ciencia, tecnología e innovación (CTI) con políticas productivas y energéticas, alineadas todas en función del desarrollo del sector. Este aspecto se relaciona con el concepto de *policy mix*, cuya vinculación con la innovación y el conocimiento está en la base del análisis realizado del sector eólico en la Argentina.

Si bien la tecnología existente es considerada “madura”, se observa que el sector eólico sigue siendo dinámico y en estado de evolución, con importantes espacios donde generar conocimiento a través de la I+D. En el estudio se identifican grandes áreas que requieren respuestas

Palabras clave

energía eólica
energías renovables
policy mix
marcos regulatorios
soluciones innovadoras

desde la I+D y de múltiples cuestiones que representan desafíos para la evolución del sector, pudiéndose especificar actividades intensivas en conocimiento para cada uno de los eslabones de la cadena de valor eólica, que están siendo realizadas o que se encuentran en la agenda de I+D del sector a nivel internacional.

Por su parte, la Argentina ha ido a contramano respecto de la transición energética registrada a nivel agregado, con un avance muy limitado de las fuentes locales de energía renovables y la persistencia de una matriz energética intensiva en fuentes fósiles. Esto se dio a pesar de los esfuerzos por promover las energías renovables en general y la energía eólica en particular. En los últimos veinte años, pueden identificarse tres etapas, cada una de las cuales con marcos regulatorios y procesos de inversión asociados diferentes. En una primera etapa, previa a la crisis de 2001-2002, se asistió a una serie de inversiones orientadas a proyectos pequeños, operados por cooperativas eléctricas y en los que se utilizaron aerogeneradores enteramente importados. En una segunda etapa, entre 2008 y 2016, se implementó una nueva legislación y se lanzó el Programa GENREN. Bajo este marco se registraron nuevas inversiones con una notable participación del Estado nacional a través de Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA) y de los estados provinciales, y un incremento tanto en el tamaño de los proyectos como en la potencia de los aerogeneradores instalados. Asimismo, se asiste a un fortalecimiento de la fabricación nacional de aerogeneradores por parte de las empresas NRG Patagonia e IMPSA, que llegan a explicar el 30% de la nueva potencia instalada en esos años. Otro rasgo característico de esta etapa es la presencia de esfuerzos de políticas desde el lado de la demanda, a través del esquema de apoyo ofrecido por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, específicamente para el sector eólico, con la financiación de seis consorcios público-privados. Finalmente, la tercera etapa (2016-actualidad) comienza con la Ley N° 27.191/2015 y con el Programa RenovAr. La reglamentación de la ley es fundamentalmente político-energética –no CTI– y está orientada a alcanzar, lo más rápido y al menor precio posible, una mayor presencia de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en la matriz energética. Si bien el Ministerio de Producción realiza esfuerzos para que las inversiones en el sector sean abastecidas con producción y empleo nacional, ni el Ministerio de Ciencia ni otras instituciones de ciencia y tecnología parecen haber tenido participación activa en las reformas recientes.

Si en las primeras dos etapas los marcos regulatorios implementados muestran magros resultados, en la tercera etapa se observa un importante éxito desde el punto de vista energético –la nueva potencia nominal a instalarse podría alcanzar los 3,1 GW– pero con escasas implicancias para el desarrollo local y para el área de CTI. Un rasgo común a las tres etapas es la carencia de una visión integral del desarrollo del sector que se traduzca en la implementación de políticas públicas que estén articuladas por el *policy mix*. El estudio argumenta que una estrategia integral que conjugue políticas de CTI –de oferta y demanda– y políticas “no CTI” –productiva y energética– permitiría que el avance de la actividad eólica en la Argentina acompañe una expansión del entramado productivo local y de su capacidad de agregar conocimiento a los problemas existentes a través de soluciones domésticas innovadoras.

RESUMO

Esta pesquisa tem dois objetivos complementares. Em primeiro lugar, compreender e caracterizar as atividades associadas à geração de energia eólica de alta potência e identificar seu potencial para gerar oportunidades de inovação e habilidades tecnológicas locais. Em segundo lugar, por ser um setor de desenvolvimento relativamente recente, fortemente incentivado e auxiliado por um conjunto de políticas públicas, busca entender o papel dos marcos regulatórios e dos esquemas de promoção que explicam a intensidade tecnológica do setor.

Com base nas evidências sobre o impacto na mudança climática da produção e consumo de energia com base em fontes fósseis, as energias renováveis passaram a receber cada vez mais atenção em termos de políticas de promoção, orçamento público e privado para pesquisa e desenvolvimento (P&D) e em compromissos ambiciosos para reduzir as emissões de gases de efeito estufa. A maior incidência de eletricidade e o maior peso das energias renováveis indicam o início de uma nova transição energética, e o desenvolvimento da energia eólica deve ser entendido dentro deste contexto mais amplo, como uma das fontes renováveis que favorecem essa transição claro.

Palavras-chave

*energia eólica
energia renovável
mix de políticas
marcos regulatórios
soluções inovadoras*

Como resultado de mais de quatro décadas de avanços tecnológicos, o setor eólico é altamente dinâmico e inovador. Desde os anos setenta, tem havido uma trajetória marcada por inúmeros avanços tecnológicos, notável redução dos custos de geração de energia e expansão da capacidade de geração instalada. Essa rota não pode ser explicada ou entendida sem revisar as políticas de promoção implementadas nos países líderes, onde políticas de ciência, tecnologia e inovação (CTI) foram combinadas com políticas produtivas e energéticas, todas alinhadas com o desenvolvimento do setor. Esse aspecto está relacionado ao conceito de mix de políticas, cuja ligação com a inovação e o conhecimento está na base da análise realizada no setor eólico na Argentina.

Embora a tecnologia existente seja considerada "madura", observa-se que o setor eólico continua dinâmico e em estado de evolução, com espaços importantes para gerar conhecimento por meio de P&D. O estudo identifica grandes áreas que requerem respostas da P&D e múltiplas questões que representam desafios para a evolução do setor, podendo especificar atividades intensivas em conhecimento para cada um dos elos da cadeia de valor eólica, que estão sendo realizados ou que estão na agenda de P&D do setor em nível internacional.

Por sua parte, a Argentina foi contra a transição energética registrada no nível agregado, com um avanço muito limitado de fontes locais de energia renovável e a persistência de uma matriz energética intensiva em fontes fósseis. Isto ocorreu apesar dos esforços para promover a energia renovável em geral e a energia eólica em particular. Nos últimos vinte anos, três estágios podem ser identificados, cada um com diferentes estruturas regulatórias e processos de investimento associados. Numa primeira fase, antes da crise de 2001-2002, teve uma série de investimentos voltados a pequenos projetos, operados por cooperativas elétricas e nos quais foram utilizadas turbinas eólicas totalmente importadas. Em uma segunda etapa, entre 2008 e 2016, uma nova legislação foi implementada e o Programa GENREN foi lançado. Neste quadro de novos investimentos com uma parte significativa do Estado nacional através Energia Argentina S.A. (ENARSA) e estados provinciais, e um aumento tanto no tamanho dos projetos e turbinas de energia instalados foram registrados. Da mesma forma, há um fortalecimento da fabricação nacional de aerogeradores pelas empresas NRG Patagonia e IMPSA, que explicam 30% da nova capacidade

instalada naqueles anos. Outro traço característico desta etapa é a presença de esforços políticos do lado da demanda, através do esquema de apoio oferecido pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação Produtiva, especificamente para o setor eólico, com financiamento de seis consórcios público-privado. Por fim, a terceira etapa (2016-atual) começa com a Lei Nº 27.191 / 2015 e o Programa RenovAr. A regulamentação da lei é basicamente política-energética –não CTI– e visa atingir, com rapidez e ao menor preço possível, uma maior presença da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis na matriz energética. Embora o Ministério da Produção faça esforços para garantir que os investimentos no setor sejam supridos com produção e emprego nacionais, nem o Ministério da Ciência nem outras instituições de ciência e tecnologia parecem ter participado ativamente das recentes reformas.

Se nos dois primeiros estágios os marcos regulatórios implementados mostrarem resultados escassos, no terceiro estágio um importante sucesso é observado do ponto de vista energético –a nova potência nominal a ser instalada poderia chegar a 3,1 GW– mas com poucas implicações para o desenvolvimento local e para a área de CTI. Uma característica comum dos três estágios é a falta de uma visão abrangente do desenvolvimento do setor que se traduza na implementação de políticas públicas articuladas pelo mix de políticas. O estudo argumenta que uma estratégia abrangente que combina políticas de CTI –oferta e demanda– e políticas “não CTI” –produtivas e energéticas– permitiria que o avanço da atividade eólica na Argentina acompanhasse a expansão da rede produtiva local e sua capacidade de adicionar conhecimento aos problemas existentes por meio de soluções domésticas inovadoras.

ABSTRACT

The main objective of this research is twofold. First, to understand and characterize high-power wind energy generation activities to establish what is their potential to generate innovation opportunities and technological capabilities at local level. Second, to analyze what is the role played by regulatory frameworks and more broadly public policies in the technological intensification of a recently developed sector.

Keywords

wind energy
renewable energy
policy mix
regulatory frameworks
innovative solutions

Based on the negative impact of production and consumption of fossil-fuel energy on the global climate change, renewable energies have gained attention in terms of promoting policies, R&D public and private budgets and in ambitious commitments to reduce the greenhouse emissions. The greater incidence of electricity and higher proportions of that being generated from renewable sources are showing the beginning of a new energy transition and wind industry is an important component of that since it contributes to the acceleration of the transition.

More than four decades of technological advances in the wind power industry have resulted in a highly innovative and dynamic sector. The trajectory shows remarkable technological advances, significant generation costs reduction and the expansion of the installed power capacity. This trend is partly explained by the promotion policies applied in leader countries where STI, energy and productive policies are jointly implemented to foster the sector's development. This is closely related to the policy-mix concept which is at the foundation of the analysis of the wind sector in Argentina.

Argentina has not initiated the energy transition yet. In fact, the energy matrix relies heavily on fossil sources and local renewable sources remained limited. This is the case in spite of various previous efforts to promote renewable energies in general and wind power in particular. Over the last 20 years three different periods can be identified according to the regulatory framework in place and the investments registered. During the first period, prior to the economic crisis occurred in 2001-2002, there was a first wave of investments in small projects run by local electric cooperatives entirely equipped with imported turbines. In the second period, between 2008 and 2016, authorities implemented a new legislation and launched the Program GENREN. Under this framework there were new investments with public sector participation through the national government public firm (ENARSA) and various provincial states. The average size of both, projects and individual turbines, increased. Moreover, local production of equipment explains 30% of all the period investments (NRC and IMPSA). Another feature of this period is the demand-driven innovation policy that the Ministry of Science and Technology targeted to the wind energy sector which funded six public-private consortiums. Finally, the third period (2016-today) started with the new Law N° 27.191/2015 and the Programme RenovAr. The Law's

regulation is mainly energy policy (no STI) and aims to achieve as quick as possible and at the lowest cost, a greater participation of renewable sources in the energy matrix.

Although the Ministry of Production did make efforts to increase local employment and production neither the Ministry of Science nor other SET institutions have actively participated in recent reforms in order to augment the knowledge intensity of domestic activities.

In the third period the poor results obtained the previous two were reverted. The new policy was successful in energy terms. Investment commitment announcements add up to 3,1 GW of nominal power but with limited impact on national development and STI. A common feature for the three periods is the lack of an integrative approach for the sector's development which results in a combination of initiatives under a policy-mix umbrella. This study argues that a comprehensive strategy composed of STI measures (Supply and Demand-driven) and non STI policies (Production and energy) would lead to the expansion of the wind energy sector adding value and knowledge intensity activities through local innovative solutions.

Introducción¹

Como ha ocurrido en los cambios de paradigma tecnoeconómico observados desde la Primera Revolución Industrial, en los últimos años nuevas tecnologías han irrumpido y modificaron la lógica de la producción y las bases de la productividad en diversos sectores. Así como la electrónica dio lugar a la aparición de nuevos sectores de actividad y transformó las bases de la eficiencia institucional —en un sentido amplio— y productiva en los sectores existentes —incluidos los más tradicionales—, el reciente desarrollo explosivo de la biotecnología, la nanotecnología, la inteligencia artificial y la robótica —por mencionar los ejemplos más salientes— ha impulsado la generación de nuevas actividades y sectores, a la vez que propició nuevas posibilidades tecnológicas para las actividades ya existentes. En este proceso de cambio y reconfiguración de las bases de la competitividad a nivel internacional, la contraposición de sectores de alta y baja tecnología se va haciendo más difusa a medida que la clave de incorporación de conocimiento en la actividad productiva se mueve crecientemente desde el qué se hace —tipo de producto— hacia el cómo se hace —conocimientos incorporados en los procesos productivos—. En este marco, una actividad intensiva en recursos naturales que acuda a las nuevas tecnologías en sus procesos innovativos y productivos puede incorporar más contenido de conocimiento que una actividad industrial que se desarrolle con un bajo ritmo de incorporación de innovaciones. Además de ello, las nuevas tecnologías también tienen un elevado potencial de generar oportunidades de nuevos negocios intensivos.

En la Argentina se desarrollan con elevada relevancia económica diversas actividades basadas en recursos naturales, tales como la agricultura, la ganadería, la minería, la explotación petrolera y la silvicultura, cuyos productos son caracterizados en algunos casos como *commodities*, debido a su escasa diferenciación y agregado de valor que los convierte en precio-aceptantes a nivel internacional. Sin embargo, en muchos casos estas actividades están transitando un sendero de incremento en sus ritmos de innovación y sus bases tecnológicas viran hacia nuevas tecnologías. Esta situación provoca la apertura de un nuevo panorama en el mapa de actividades que generan conocimiento en nuestro país, lo cual merece ser analizado con mayor detalle.

¹ El presente estudio contó con apoyo financiero de la Universidad Nacional de Rafaela (Santa Fe) y fue ideado por los autores en conjunto con Miguel Lengyel y Darío Milesi, quienes además proporcionaron comentarios en diferentes etapas del proceso. Florencia Balestro y Diego Roger, quien además colaboró en la elaboración de la agenda de entrevistas, también hicieron comentarios a versiones anteriores. Los autores agradecen estas valiosas contribuciones y eximen a todos de cualquier error u omisión que presente el texto.

En este contexto, dentro del CIECTI se vienen haciendo esfuerzos de investigación orientados a analizar de modo exploratorio la potencialidad de las actividades basadas en recursos naturales de la Argentina, en términos de generación de conocimiento y competencias tecnológicas, valor agregado y encadenamientos productivos. Hasta la fecha se ha avanzado en la caracterización tecnológica de los principales productos agrícolas en varios de los componentes de la cadena aguas arriba, en particular en lo relativo a la actividad semillera, de fertilizantes e inoculantes y de maquinaria agrícola (Lengyel *et al.*, 2016). Asimismo, se analizó la potencialidad en la generación de conocimiento y competencias tecnológicas, valor agregado y encadenamientos productivos de la extracción de petróleo y gas no convencional (Aggio *et al.*, 2017).

En concordancia con esta línea, este documento procura profundizar en otra actividad cuyo desarrollo, al igual que en el caso de los recursos naturales, depende de manera directa de las características específicas de la geografía y el clima locales, como es la generación de energías basada en fuentes renovables. En este sentido, y dado que en 2016 se implementó en la Argentina un cambio en el marco normativo y en las políticas de energías renovables –que en lo que respecta a eólica multiplica por 10 la capacidad de potencia instalada en los próximos años–, el presente estudio reflexiona acerca de las implicancias relacionadas con la innovación de este nuevo esquema de fomento.

De tal modo, esta investigación asume dos objetivos complementarios. En primer lugar, entender y caracterizar las actividades asociadas con la generación de energía eólica de alta potencia e identificar su potencial para generar oportunidades de innovación y competencias tecnológicas locales. En segundo lugar, por tratarse de un sector de desarrollo relativo reciente fuertemente incentivado y asistido por un conjunto de políticas públicas, se busca entender cuál es el rol que tienen los marcos regulatorios y los esquemas de fomento que explican la intensidad tecnológica del sector. Debe quedar claro que no se trata de un estudio sectorial ni estrictamente energético, sino que toma como referencia una actividad asociada a potenciales impactos económicos, ambientales y energéticos relevantes, en un momento en que esta actividad, al igual que otras relacionadas con la generación de energías a partir de fuentes renovables, está tomando un renovado impulso tanto a nivel internacional como nacional. Asimismo, se busca analizar en qué medida un

crecimiento de la actividad puede ir acompañado de una densificación de los encadenamientos locales y de las capacidades tecnológicas asociadas.

Por la naturaleza de las preguntas de investigación planteadas, el presente estudio es de carácter exploratorio. Las actividades iniciales consistieron en una revisión exhaustiva de la literatura internacional y local sobre el sector y la identificación de fuentes estadísticas nacionales e internacionales sobre aspectos tecnológicos y productivos de la actividad. A partir de ello se establecieron los puntos de mayor relevancia para el estudio de la cadena eólica en el marco de los objetivos del trabajo y se reconocieron los actores e informantes clave sectoriales a ser entrevistados. Posteriormente se desarrollaron pautas-guías para las entrevistas con esos actores y se llevaron a cabo entrevistas con representantes de firmas, cámaras, centros de ciencia y técnica (cyT) y hacedores de política. En todos los casos, las entrevistas estuvieron centradas en los aspectos productivos y tecnológicos, en los cambios recientes en la regulación y en las posibilidades e implicancias de desarrollo competitivo de la actividad en la Argentina.

El documento está organizado en cinco secciones, incluida esta introducción. En la sección siguiente se pone en contexto el proceso de transición energética en curso, donde se verifica un movimiento hacia una mayor participación de la electricidad generada de fuentes renovables en la matriz energética global y donde la energía eólica explica el 50% de las renovables—excepto la hidroeléctrica—. Adicionalmente, se argumenta que la generación de actividades de innovación e intensivas en conocimiento—especialmente en sectores nuevos—requiere de señales y mecanismos de incentivos que van más allá de la política de ciencia, tecnología e innovación (CTI) convencional—subsidios a la investigación y desarrollo (I+D), subsidios a la investigación, etc.—, por lo que es preciso pensar en políticas fuera del ámbito de la CTI, como el de marcos regulatorios, recursos humanos, compras públicas, que dan forma a un *policy mix* cuya capacidad de fomentar la innovación es mucho mayor. En la tercera sección se describen los aspectos técnicos y tecnológicos asociados a la actividad, se introducen los fundamentos de la generación de energía eólica, cómo una energía cinética se convierte en eléctrica, para después analizar el modo en que la industria fue innovando y resolviendo los desafíos técnicos asociados a capturar la energía contenida en el viento. Luego se expone la cadena de valor, desde la medición del recurso

eólico hasta el transporte y la distribución de la energía, poniendo especial foco en la identificación de los *drivers* actuales de la innovación y en las actividades intensivas en conocimiento de cada eslabón de la cadena. Asimismo, se analiza el rol que ha tenido la política pública en el desarrollo del sector en los países líderes mundiales (Dinamarca, Alemania, España). La cuarta sección presenta la evolución del sector eólico de alta potencia en la Argentina desde sus inicios, a mediados de la década del noventa, hasta la actualidad. Para ello, se parte de un breve análisis de la evolución del mercado eléctrico con énfasis en la participación de las energías renovables en general y de la eólica en particular en la matriz de generación. Luego se analiza el desarrollo del sector eólico en tres períodos, poniendo la atención en los marcos regulatorios y el *policy mix*, las inversiones asociadas y los desarrollos productivos y tecnológicos locales registrados. En la quinta y última sección se comparten las conclusiones.

Marco de discusión

Transición energética e innovación

Durante las últimas décadas, el cambio tecnológico y la innovación en el sector energético en general y en las energías renovables en particular han estado movilizados por varios factores. En la década del setenta la crisis del petróleo dejó a numerosos países expuestos a la energía importada y a un costo elevado e incierto, lo que los impulsó a buscar maneras de diversificar su matriz energética. Una vez que el mercado del petróleo se estabilizó, fue la preocupación por el medioambiente la que cobró más fuerza, aun cuando la vulnerabilidad frente a fuentes externas de energía se sostiene todavía hoy como un *driver* del desarrollo de las energías renovables. El accidente en Chernobyl (1986) puso bajo la lupa la generación de energía nuclear especialmente en países europeos. A nivel global, a partir de la evidencia sobre el impacto en el cambio climático de la producción y el consumo de energía con base en fuentes fósiles, las energías renovables comenzaron a recibir una creciente atención en términos de políticas de fomento, presupuesto público y privado de I+D y en ambiciosos compromisos por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), en el marco del Protocolo de Kioto (1997) y más recientemente en la Conferencia de París sobre el Clima (COP21).

En este sentido, la necesidad de diversificación hacia fuentes con baja intensidad en carbono y la búsqueda de seguridad energética resultaron en importantes programas de I+D y en el diseño de marcos regulatorios orientados a promover e implementar modos de producir y consumir energía con menores emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y GEI. En consecuencia, se han registrado a nivel global costos decrecientes e inversiones crecientes en generación de energía renovable que han dado como resultado un mayor peso de estas fuentes en la matriz energética agregada.

Entre 1973 y 2015 el consumo total de energía creció de manera significativa. Las estadísticas internacionales muestran que en los últimos cuarenta años el consumo de energía final se incrementó aproximadamente 101% (IEA, 2017). En lo relativo a las fuentes utilizadas, los análisis indican que en 1973 los hidrocarburos –petróleo, gas natural y carbón– explicaban el 76% del total y en 2015, el 67% (cuadro 1). El consumo que más creció en este período es el de la electricidad, que se multiplicó por tres y representó casi una quinta parte del total en 2015. Estos datos reflejan, por un lado, que se han producido ganancias sustanciales en eficiencia, ya que la economía global creció muy por encima

Cuadro 1 Consumo global mundial por fuente

Fuente	1973		2015		Variación porcentual
	Mtep	%	Mtep	%	
Petróleo	2.251	48%	3.847	41%	71%
Gas natural	653	14%	1.398	15%	114%
Carbón*	629	14%	1.042	11%	66%
Electricidad	438	9%	1.736	19%	296%
Biocombustible y residuos	611	13%	1.051	11%	72%
Otros**	79	2%	310	3%	291%
Total	4.661	100%	9.384	100%	101%

Notas: Mtep: megatoneladas equivalentes de petróleo. * Incluye turba y petróleo *shale*. ** Incluye térmica y geotérmica.

Fuente: Elaboración propia con base en datos de la International Energy Agency (IEA).

del 101% en el mismo período y, por el otro, una creciente utilización de la electricidad en detrimento de recursos fósiles.

En la actualidad, los recursos fósiles siguen siendo el principal recurso utilizado en la generación eléctrica y explican dos terceras partes de todo lo generado en el mundo. Sin embargo, en el período 1973-2015 han perdido participación en el total, dado que el petróleo cayó en términos absolutos al ser utilizado con otros destinos –principalmente transporte–. Por su parte, el uso del gas natural se multiplicó por siete y pasó a explicar poco más de una quinta parte del total en el 2015; y el carbón incrementó su participación en 1%.

En este cuadro global, se produjeron dos grandes incrementos. Por un lado, la energía nuclear pasó de generar el 3% del total a poco más del 10% en 2015. Por el otro, las energías renovables que en cuarenta años producen un salto significativo –se multiplican por 46– pasan a explicar el 7% del total generado en el mismo año (cuadro 2). Del total de energías renovables la eólica representa el 50%, la bioenergía el 27% y la solar fotovoltaica el 16%, lo que posiciona a la energía proveniente del viento en la vanguardia de este proceso.²

Cuadro 2 Generación de energía eléctrica por fuente primaria [1973 y 2015]

Fuente	1973		2015		Variación porcentual
	TWh	%	TWh	%	
Carbón*	2.348	38%	9.532	39,3%	306%
Petróleo	1.520	25%	994	4,1%	-35%
Gas natural	742	12%	5.554	22,9%	649%
Nuclear	202	3%	2.571	10,6%	1.171%
Hidroelectricidad	1.281	21%	3.881	16,0%	203%
Renovables [no hidroeléctricas]**	37	1%	1.722	7%	4.581%
Total	6.131	100%	24.255	100%	296%

² El 5% restante es energía mareomotriz, geotérmica y solar térmica (REN21, 2016).

Notas: TWh: terawatio por hora. * Incluye turba y petróleo *shale*. ** Incluye geotérmica, solar, eólica, mareomotriz, biocombustibles, residuos y otros.

Fuente: Elaboración propia con base en datos de IEA.

Se cree que la mayor incidencia de la electricidad y el mayor peso de las energías renovables representan el comienzo de una nueva transición energética. Esto se explica en parte por la evidencia reciente, pero mucho más por las expectativas futuras que existen sobre estas fuentes, que se vinculan con dos cuestiones interrelacionadas entre sí. En primer lugar, la voluntad política de un creciente número de países —en especial los desarrollados, que son los que más producen y consumen— plasmada en ambiciosos compromisos por incrementar la participación de las energías renovables en sus matrices energéticas y reducir sus emisiones de CO₂ para controlar el calentamiento global.³ En segundo lugar, la necesidad de dar continuidad a un veloz proceso de cambios tecnológicos e innovaciones que se vienen introduciendo en distintas tecnologías —principalmente eólica y solar fotovoltaica— a partir de marcos regulatorios y políticas que incentivan y acompañan los esfuerzos privados en I+D orientados a aprovechar de modo económicamente viable recursos que están disponibles, aunque con calidad variable, en todo el planeta, como el sol y el viento.

IEA-IRENA (2017) hace un ejercicio prospectivo para conocer cuáles son los cambios que se deben producir en el sector energético para poder cumplir con las reducciones de CO₂ comprometidas en el COP21. El estudio señala que limitar el aumento en la temperatura media mundial requiere de una transición energética de alcance, velocidad y profundidad excepcional. La participación de los combustibles fósiles en la demanda primaria de energía se debe reducir a la mitad entre 2014 y 2050, mientras que la participación de fuentes de energía de baja emisión de carbono —que incluyen energías renovables, nuclear y fósiles con captura y almacenamiento de carbono— se debería triplicar y así abastecer el 70% de la demanda energética mundial para ese año.

Esto plantea una serie de desafíos tanto en el campo de la generación de energía —tema del presente estudio— así como en otros relacionados a la eficiencia energética y la electrificación de la economía. Respecto de la generación se necesita incrementar la participación de fuentes de energía de baja emisión de carbono. El *mix* de energía para 2050 deberá ser significativamente diferente, donde la energía eólica (*onshore* y *offshore*) y la solar fotovoltaica sean las fuentes mayoritarias, lo que a su vez demandará esfuerzos en el rediseño del mercado eléctrico junto a reglas y tecnologías que permitan mayor flexibilidad de

³ En la COP21, celebrada en diciembre de 2015, 195 países firmaron el primer acuerdo vinculante mundial sobre el clima, donde acordaron principalmente: mantener a largo plazo el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2° C sobre los niveles preindustriales; limitar el aumento de la temperatura a 1,5° C, lo que reducirá considerablemente los riesgos y el impacto del cambio climático; y que las emisiones globales alcancen su nivel máximo cuanto antes, si bien reconocen que en los países en desarrollo el proceso será más largo.

generación. La transición energética es asequible, pero requiere de inversiones adicionales en tecnologías de bajo contenido en carbono, por lo tanto las sucesivas reducciones en los costos de las energías renovables serán los *drivers* mayores del proceso de descarbonización (IRENA, 2017).

Complementariamente, existen acciones orientadas a mejorar de modo sustantivo la eficiencia energética y reducir así la intensidad energética en la economía –medida por las unidades de energía consumidas por unidad de PBI– a una tasa del 2,5% por año desde 2014 al 2050, 3,5 veces más rápido que la mejora que se experimentó en los últimos quince años (IRENA, 2017). La eficiencia energética es transversal a sectores y tecnologías, lo cual requiere de enfoques sistémicos e interdisciplinarios para mejorar la administración de la demanda, disminuir pérdidas en las redes de transmisión y distribución, y desarrollar dispositivos eléctricos de todo tipo y más eficientes (motores, máquinas, iluminación, electrodomésticos, entre otros). Varios países vienen registrando mejoras significativas al desacoplar parcialmente su crecimiento económico del consumo energético y emisión de GEI. El espacio potencial de mejoras a lo largo de toda la cadena energética es considerable desde la exploración y producción de energía hasta el uso final. De tal forma que la electrificación tiene la posibilidad de mejorar la eficiencia en el transporte, la calefacción y la refrigeración, pero implica innovaciones fuera del sector energético; esto incluye vehículos eléctricos (autos, camiones, tractores, colectivos), edificios inteligentes, luces LED, etc. (WEC, 2016). Hay además un tema institucional multinivel donde poco sirve el esfuerzo individual si no es coordinado.

Las ciudades inteligentes abordan de modo integrado varias de estas soluciones y tecnologías para manejar con eficacia la demanda energética y mejorar su eficiencia. Para esto se coordinan los sectores de energía con el de transporte, construcción, agua, manejo de residuos, entre otros. Si se tiene en cuenta que las ciudades explican aproximadamente tres cuartas partes de las emisiones de CO₂ y del consumo de recursos naturales en el 3% de la superficie, la necesidad de generar mejoras allí es evidente.

Así, el desarrollo de la energía eólica debe entenderse dentro de este contexto más amplio, como una de las fuentes renovables que favorecen la transición energética en curso, pero que además su penetración depende no solo de la innovación en el propio sector

sino también en progresos de otras tecnologías y áreas. En este proceso se observa además que hay una fuerte participación del Estado en diferentes formas, estableciendo ambiciosas metas nacionales, diseñando marcos regulatorios propicios y financiando actividades de I+D.

***Policy mix* y el rol de los marcos regulatorios en el fomento de actividades intensivas en conocimiento**

El advenimiento de la perspectiva del Sistema Nacional de Innovación (SNI) hizo que el paradigma de la política de innovación gradualmente se fuera diseminando, ampliando hacia otros temas relacionados y profundizando en la diversidad de instrumentos de política empleados (Borrás, 2009). Así, la política de CTI se fue institucionalizando en un número creciente de países, se la fue vinculando con otros temas (recursos humanos, propiedad intelectual, desarrollo, medio ambiente, salud) y se diseñaron más herramientas e instrumentos para perseguir los objetivos deseados. La mirada analítica sistémica tuvo una respuesta diversa de política pública que se tradujo en instrumentos de apoyo, regulaciones e iniciativas de diferente índole, y provocó que en la actualidad coexistan organizaciones públicas y privadas, nacionales, subnacionales, internacionales y locales que atiendan a múltiples beneficiarios por medio de diferentes instrumentos (OCDE, 2010).

A principios del presente siglo, en el ámbito europeo primero y en los países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) después, surgió el interés de mirar de modo integrador al conjunto de políticas orientadas a la innovación (OCDE, 2010). En la Unión Europea (UE) se instaló el concepto de *policy mix* en la agenda como respuesta a lo que se denominó la “paradoja europea”, según la cual los países de la UE contaban con capacidades de vanguardia mundial en materia de producción científica, pero se encontraban rezagados en la capacidad de traducir la excelencia en la investigación en competitividad industrial. Si bien existían voces críticas a la existencia de esta paradoja (Dosi *et al.*, 2005; Lundval, 2009), analistas y hacedores de política toman este concepto para estudiar una agenda de política de CTI que había crecido en complejidad y al mismo tiempo poder entender el fracaso de los esfuerzos orientados a fortalecer el desempeño innovador de la economía de sus países miembros (Cunningham *et al.*, 2013). El

supuesto implícito por detrás de este enfoque es que, para fomentar y desarrollar actividades intensivas en conocimiento y la innovación dentro de un sector, de la cadena productiva o de la economía en general, es necesario alinear políticas de CTI con las políticas de otras áreas. En muchos casos, estas últimas, al complementarse con las primeras, pueden tener un efecto más significativo.

Guy *et al.* (2009) definen el *policy mix* como la combinación de políticas públicas que por diseño o fortuna tienen un impacto directo e indirecto en el SNI y en los niveles de inversión de I+D. El abordaje tiene al menos dos elementos novedosos y útiles para el presente estudio. En primer lugar, propone mirar hacia fuera de la CTI y reconocer de modo explícito la injerencia que tienen las políticas definidas en otras áreas como salud, transporte, energía, educación, sobre el desempeño innovador de la economía. Esto incorpora al análisis no solo las iniciativas públicas que por diseño influyen más directamente en la CTI—como la política educativa—, sino aquellas que sin buscarlo de modo deliberado también lo hacen. Así se busca analizar e identificar cuáles son las implicancias en términos de innovación de las medidas de política energética; en especial, ¿hasta qué punto un nuevo marco regulatorio de energías renovables fomenta o inhibe el desarrollo de actividades intensivas en conocimiento a nivel local? En segundo lugar, el abordaje de *policy mix* reconoce que las acciones de política interactúan inevitablemente en un flujo de eventos y actividades—incluidas las intervenciones públicas—, y es la interacción entre políticas un rasgo fundamental y crucial para el concepto. Las interacciones entre instrumentos pueden tomar la forma de: complementariedad, *trade-off*, neutralidad e incompatibilidad. Este análisis reconoce que los instrumentos o las iniciativas que se diseñaron y se pusieron en práctica por separado y en momentos diferentes, en la fase de implementación pueden generar dinámicas no planeadas *ex ante*, que deben ser tenidas en cuenta al momento de estudiar la política en su conjunto (por ejemplo, cómo interactúa un subsidio a consorcios público-privados para el desarrollo de innovaciones que dan respuesta a un cuello de botella del sector de generación de energía eólica, con un marco que fomenta la creación de parques eólicos de alta potencia con tecnología importada).

Por su parte, Nauwelaers (2009) define al *policy mix* como la combinación de instrumentos de políticas que interactúan entre sí logrando un impacto directo e indirecto sobre la CTI.

La definición entiende como instrumento a todos los programas, organizaciones, reglas y regulaciones donde haya un activo involucramiento del sector público y que de modo intencional –o no– influyen de manera directa o indirecta sobre los niveles de inversión en investigación, desarrollo e innovación (I+D+i) y a través de esto en la intensidad en conocimiento de un sector, una cadena o la economía en su conjunto. La consideración de medidas de política pública que afectan de modo no intencional abre sustantivamente el campo de estudio, dado que estas reconocen como parte del *mix* a instrumentos fuera del ámbito de la CTI y con objetivos diferentes. Por ejemplo, el *policy mix* incluye una regulación que, motivada por cuestiones estrictamente ambientales, puede tener un efecto indirecto y no intencionado de fomento a I+D para reducir las emisiones de un proceso productivo. Así, al menos en un plano teórico, se consideran instrumentos de política en cualquier campo o área con impacto en la CTI. Por su parte, las interacciones se refieren a que el impacto que un instrumento determinado puede tener está modificado por la coexistencia de otros instrumentos que forman parte del *policy mix*.

En general, los *policy mix* son mayormente productos *ex post* más que construcciones *ex ante*. Se trata de fenómenos emergentes de varias decisiones de política de diferentes actores con grados de coordinación entre sí variables. Teniendo en cuenta sus objetivos, la política que tiene impacto en la CTI se clasifican en tres tipos (Guy *et al.*, 2009):

1. Políticas públicas orientadas específicamente a la CTI (impacto directo e intencional).
2. Políticas públicas cuyos objetivos principales son otros pero que tienen o pueden tener influencia en los niveles de I+D y el desempeño innovador, según cómo estos sean diseñados (impacto indirecto intencional o no intencional, dependiendo de la política).
3. Políticas públicas con otros objetivos y que tienen impactos no intencionados en los niveles de inversión en I+D y desempeño innovador (impacto indirecto no intencional).

Los estudios más convencionales de política de CTI tienen un foco en las políticas del tipo 1 y en algunos casos abarcan parcialmente las políticas del tipo 2. Por su parte, son escasos los estudios que de modo sistemático cubren las del tipo 3, en parte por la dificultad metodológica para definir qué instrumento o política analizar, dado que en principio cualquier decisión puede tener algún efecto no deseado en los niveles de I+D. Por este motivo,

la base conceptual analítica que aquí se propone incluye a las “políticas de CTI” con impacto directo en las actividades de innovación y a las políticas no CTI –de otros campos– que tienen efectos más indirectos.

Adicionalmente, se reconoce como útil la distinción entre medidas o instrumentos que impulsan la oferta de innovación por un lado y la demanda de innovación por el otro. Dentro de los primeros se encuentran la mayoría del apoyo público a la CTI más convencional. Esto es fondos y subsidios al sistema científico y a las empresas para que inviertan en I+D+i que en algún momento redundan en resultados innovadores (nuevos productos, procesos, patentes, etc.). Por su parte, son los segundos los que en muchos casos están afuera del ámbito de la CTI pero que pueden operar como importantes promotores de la innovación (Edler, 2010; Edler *et al.*, 2012).

Los instrumentos por el lado de la demanda han venido ganando importancia y su conceptualización es relativamente más novedosa: se definen como un conjunto de medidas orientadas a incrementar la demanda de innovaciones o mejorar las condiciones para la adopción de innovaciones, donde se fomenta la interacción entre usuarios y productores en la cogeneración de innovaciones. Según Izsak y Edler (2011), se identifican dos categorías de instrumentos por el lado de la demanda que pueden ser parte de una política de CTI o de una política de otra área (energía, salud, defensa), pero que tiene fuertes implicancias en el fomento a la innovación (cuadro 3). La primera es el uso del poder de compra del Estado para demandar nuevos productos o procesos –de modo deliberado–, o que las innovaciones surjan a partir de esa compra, aun cuando la innovación no fue un objetivo buscado. La segunda se refiere a la relación entre marcos regulatorios e innovación que también puede ser directa o indirecta. La relación es directa cuando las regulaciones están explícitamente diseñadas para influir sobre las actividades de innovación y generación de conocimiento, por ejemplo, un estándar fitosanitario que insta a las empresas a cambiar su manera de hacer las cosas para adecuarse a este. Los marcos regulatorios pueden ser importantes pero de un modo indirecto, es decir, cuando son realizados con un objetivo determinado que tiene un efecto en la innovación.

En consecuencia, una política de innovación efectiva requiere coordinar un amplio rango de actores y ministerios que ejerzan competencias en ámbitos diversos como cyT,

Cuadro 3 Principales instrumentos de fomento de la innovación por el lado de la demanda

Categoría	Descripción
COMPRAS PÚBLICAS	
Compra pública	La compra pública puede ser usada con diferentes objetivos, como apoyar a las pymes o al empleo doméstico. Asimismo, cada vez más se la utiliza para inducir la innovación a través de la especificación de determinados niveles de desempeño o funcionalidad que los productos y servicios disponibles en el mercado no los prestan. Se debe distinguir entre la compra pública que termina promoviendo la innovación, sin proponérselo, de quienes le venden al Estado, de la compra pública que se lo propone de modo explícito. Esta última ha ganado relevancia en varios países donde del sector público usa su poder de compra para hacer frente a grandes desafíos, como el calentamiento global, la diversificación de la matriz energética, el envejecimiento de la población o la seguridad nacional.
Compra pública precompetitiva	Este instrumento está orientado a la adquisición de servicios de I+D que les permite a los compradores públicos compartir el riesgo y los beneficios asociados al diseño, prototipado y testeo de nuevos productos y servicios con los proveedores. Un ejemplo de esto es el instrumento FITS,* cuyo objetivo es financiar parcialmente proyectos en los cuales un consorcio público-privado tenga como meta el desarrollo tecnológico que satisfaga una demanda o aproveche una oportunidad preidentificada por el hacedor de política (por ejemplo, kit de diagnóstico del mal de Chagas o el desarrollo de palas para un aerogenerador). Al tener un componente de subsidio para llevar a cabo I+D, también tiene un elemento de promoción por el lado de la oferta.
MARCOS REGULATORIOS	
Uso de la regulación	La regulación es utilizada con propósitos innovadores. Esto se da cuando los gobiernos colaboran con el sector industrial y las ONG en la formulación de una nueva regulación, orientada a alentar un comportamiento innovador determinado. Por ejemplo, una regulación ambiental que fuerza a las empresas a innovar en una dirección específica. Una vasta cantidad de regulaciones no tiene un foco en la innovación. En general, se instala una normativa para un objetivo particular que, sin buscarlo, fomenta actividades de CTI. Por ejemplo, la regulación de eliminar las bolsas de polietileno en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA) dio lugar a nuevos productos (bolsas de tela), pero el objetivo era reducir el impacto ambiental de las primeras.
Establecimiento de estándares	Los estándares pueden ser voluntarios u obligatorios. Cuando se fija un determinado estándar (por ejemplo, el fitosanitario) esto insta u obliga, según el caso, a que todas las empresas que no lo cumplan innoven para adecuarse a él. La motivación detrás de los estándares pueden ser la salud humana o la inocuidad alimentaria. De tal modo, se advierte que una decisión tomada en la cartera de Salud o en el ámbito del agro tiene una implicancia en la innovación.

Nota: * El instrumento FITS (Fondos de Innovación Tecnológica Sectorial) es administrado por el Fondo Argentino Sectorial (FONARSEC).

Fuente: Elaboración propia con base en Izsak y Edler (2011).

educación, energía, defensa de la competencia, comercio, comunicación, migración, empleo, ambiente y salud. Si cada organización se maneja de modo aislado y autónomo, y además solo responde a sus propios *stakeholders* o grupos de interés, la coordinación resulta muy difícil.

Este enfoque se adecúa al análisis del desarrollo de la industria eólica en el mundo y en la Argentina. Tal como se verá más adelante, a nivel internacional se advierte que aquellos países con mayor desarrollo (Dinamarca, Alemania, España) han puesto en funcionamiento un *policy mix*—aunque sin usar este concepto— que combina una política energética con marcos regulatorios y esquemas de compras públicas, donde con esfuerzo se han articulado políticas de CTI para fomentar la innovación en la cadena. Por un lado, el marco regulatorio demanda y crea la necesidad de innovar; por el otro, se busca apoyar a centros de I+D y universidades para que investiguen, desarrollen y den respuesta a esos desafíos.

En la Argentina, antes de los cambios en la política implementados en 2016, se realizaron algunos esfuerzos desde la política energética y de la CTI que no estaban totalmente articulados. En la actualidad, la política de fomento de las energías renovables en general y de la eólica en particular está focalizada en la generación de energía con el costo más bajo posible en los tiempos más breves posibles. Si bien desde la política productiva existe voluntad por generar más valor a nivel local, el esfuerzo está centrado en lograr capacidad productiva y empleo nacional, pero no necesariamente en las actividades de mayor interés estratégico y potencial innovador.

Aspectos tecnológicos y de mercado

Aspectos técnicos de la energía eólica

En esta sección se presentan los aspectos técnicos más salientes de la generación de energía eólica, con el objetivo de entender los principios básicos por los cuales se transforma la energía cinética del viento en energía mecánica primero y eléctrica después. Esto es condición necesaria para entender tanto la evolución y penetración de la energía eléctrica con base en este recurso, así como los *drivers* que impulsaron y aún orientan el cambio tecnológico y la innovación en esta actividad.

El viento es una corriente de aire que se produce en la atmósfera al variar la presión. La energía recibida por la tierra en forma de radiaciones solares es absorbida en parte por

la atmósfera, por radiación directa o indirecta, lo cual resulta en diferencias de presión atmosférica. Tales diferencias de presión se producen también por temperaturas distribuidas de modo irregular que varían de acuerdo a las condiciones de la superficie como mares, desiertos, bosques, hielo, etc. Al ser la atmósfera dinámica, siempre hay flujos de aire en movimiento desde zonas de alta presión hacia zonas de baja presión y es posible aprovechar la energía que el viento acarrea.

El aprovechamiento y la transformación del viento en energía se logran con aerogeneradores.⁴ Las palas de estos artefactos convierten el movimiento del viento en energía mecánica y el generador luego convierte la energía mecánica en electricidad a través de inducción electromagnética. La potencia de un aerogenerador depende de la velocidad del viento, de la densidad del aire y del área de barrido de las palas. Estos elementos se relacionan de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V^3$$

Donde:

P = potencia del viento (medida en watts)

ρ = densidad del aire (medida en kg/m^3)

V = velocidad del viento (medida en m/s)

$A = \pi r^2$ = área circular del rotor (medida en m^2), donde $\pi = 3,1416$ y r = el radio de rotor (en metros)

De esta ecuación se desprende que la potencia disponible depende de las características presentes en la naturaleza (velocidad, calidad y estabilidad del viento, y densidad del aire) y de las especificaciones técnicas del aerogenerador, en particular, el área del rotor o el barrido de las palas. Así, la energía generable es proporcional al cubo de la velocidad, lo que implica que hay mucha más energía en vientos de alta velocidad que en los de baja, y varía de modo directo con la densidad del aire: cuanto más baja es esta última menor es la potencia disponible. Asimismo, en lo que respecta al aerogenerador, se advierte que la

⁴ En esta sección se utilizan los términos "aerogenerador" y "turbina" como sinónimos, en línea con una parte importante de la literatura existente.

energía varía de acuerdo al cuadrado del diámetro del rotor, lo que significa que, si este se duplica, se cuadruplica la potencia disponible.

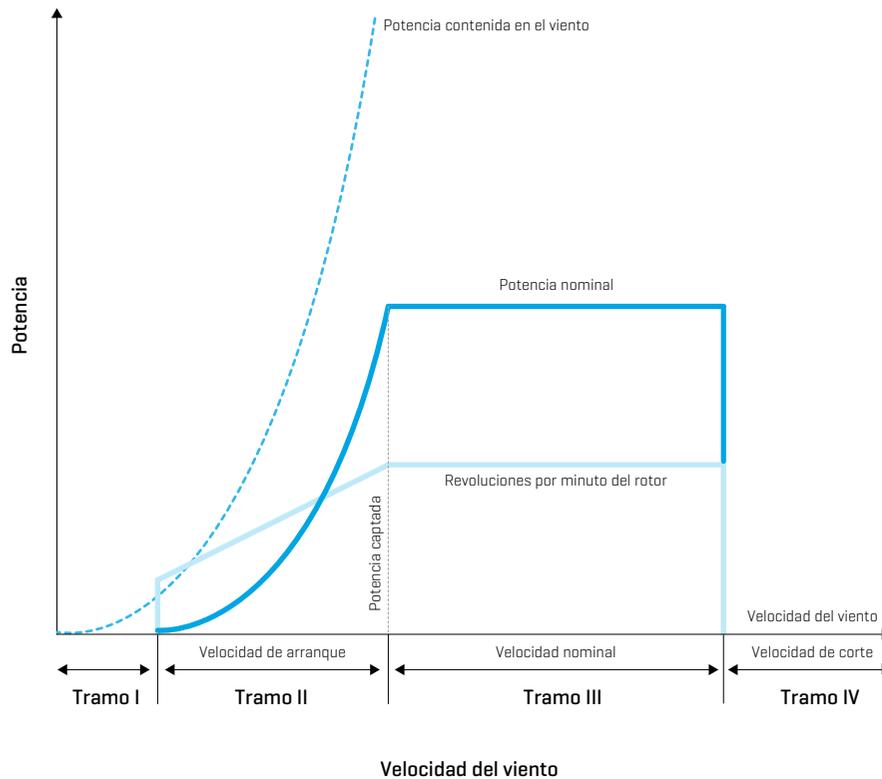
A partir de una especificación técnica del aerogenerador, es posible representar la generación de energía eléctrica (gráfico 1) en función del viento en una curva de potencia, donde se distinguen cuatro tramos de vientos (Chapman *et al.*, 2012). Esta curva muestra que no hay producción de energía cuando los vientos son muy lentos (tramo I) o cuando son excesivos (tramo IV). En el tramo I, los vientos no son suficientes para mover las palas, que solo comienzan a producir energía eléctrica una vez que los vientos superan un umbral mínimo, que depende de la especificación técnica del aerogenerador. En el tramo II, a medida que la velocidad del viento aumenta, la producción de energía también lo hace de modo exponencial, según la curva de potencia del generador, por lo cual esta fase comienza en la velocidad mínima necesaria y termina en la velocidad asociada a la potencia nominal instalada en el aerogenerador. Por su parte, en el tramo III se alcanza la velocidad de régimen del generador donde se produce la potencia nominal, que se mantiene constante a partir de un control pasivo (*stall*) o más frecuentemente ajustando el ángulo de las palas (*pitch*). Finalmente, en el tramo IV se alcanza la velocidad del viento de corte que evita cargas excesivas y previene el daño del aerogenerador.⁵ Dicho en otras palabras, el aerogenerador produce energía en el tramo III, con velocidades de vientos estables y acordes a su diseño. El exceso de viento obliga a detener el equipo por razones de seguridad, mientras que la escasez de viento limita la posibilidad que el aerogenerador opere a régimen. Dado que la velocidad del viento no es constante, la generación de energía tampoco lo es, por lo que esta es una característica problemática del sistema, especialmente cuando la energía producida es utilizada de forma inmediata, dado que no puede acumularse o los dispositivos de almacenamiento aún no son lo suficientemente eficientes para grandes magnitudes de energía.⁶

⁵ La velocidad de corte depende también de la especificidad técnica del aerogenerador. Para un aerogenerador de 3 MW, la velocidad de corte ronda los 25 o 30 m/s (poco más de 100 km/h).

⁶ La acumulación de energía representa un desafío tecnológico de relevancia a partir del cual existen grandes programas de I+D.

La potencia instalada (capacidad) se mide en megawatts (MW) y la energía producida se mide en MW por hora (MWh). La energía producida en un período surge como resultado del viento recibido por el aerogenerador que tiene una capacidad determinada. El viento es variable e incierto, y esto es una diferencia fundamental con la generación de energía de fuentes convencionales. Es variable, porque depende de las condiciones del tiempo; e

Gráfico 1 Curva de producción conceptual de un aerogenerador moderno



Fuente: Chapman *et al.* (2012).

incierto, porque a pesar de las mejoras registradas en los métodos para realizar pronósticos acerca del viento, resulta aún difícil predecir su intensidad.⁷ Este rasgo de incertidumbre es compartido con la energía solar fotovoltaica y la mareomotriz.

En el gráfico 2, se presentan ambos conceptos: la curva de potencia y la curva de producción anual de energía efectiva en relación con el viento. La curva de energía disponible en el viento según su velocidad crece de modo exponencial con la velocidad del viento. La curva de potencia tiene la forma del gráfico anterior con los cuatro tramos de vientos explicados, donde se asume un aerogenerador de 2 MW. Ambas curvas están expresadas en el eje de

⁷ Esta actividad intensiva en información —que incluye modelos de simulación, pronósticos del clima y del viento, entre otros— es comparable con la actividad intensiva en información de las redes inteligentes para predecir la demanda de energía.

ordenadas de la izquierda y se miden en kW.⁸ Por su parte el viento varía considerablemente en función de escalas temporales: de año a año, de mes a mes de acuerdo a cambios estacionales y a lo largo del día (día/noche). Estas variaciones están expresadas en una curva de frecuencias donde cada velocidad tiene una fracción de probabilidad asociada (eje de ordenadas de la derecha). Esta curva tiene la forma de distribución de Weibull, que es la que mejor se ajusta al comportamiento del viento y muestra, para cada velocidad, el porcentaje del momento del año en que se registró (en el gráfico 2 la velocidad del viento de 5 m/s se registra durante el 10% del año). Estas curvas son específicas de cada lugar y se determinan a partir de una evaluación del recurso.⁹ De este modo, la combinación de la distribución de Weibull (frecuencias de la velocidad del viento) con la curva de potencia permite estimar la producción anual de energía (AEP, por su sigla en inglés) a cada velocidad de viento a lo largo del año. Esto es la energía que el aerogenerador inyecta al sistema eléctrico.

La producción anual máxima teórica del aerogenerador es igual a la potencia nominal (2 MW) por la cantidad de horas que tiene un año (24 horas x 365 días = 8.760). El cociente entre la producción anual efectiva y la producción máxima teórica se denomina factor de capacidad. En el gráfico 2 el factor de capacidad es del 34%, que surge de los 6.076 MWh producidos dividido los 14.520 MWh (2 MW x 8.760). Cuanto más alto es el factor de capacidad mejor, dado que se produce más energía en relación con la capacidad que tiene el aerogenerador y porque el costo unitario por MWh producido es menor. Es evidente que este parámetro depende de la calidad del viento: cuanto más veloz y constante, más elevado es el factor de capacidad y menores los costos medios.

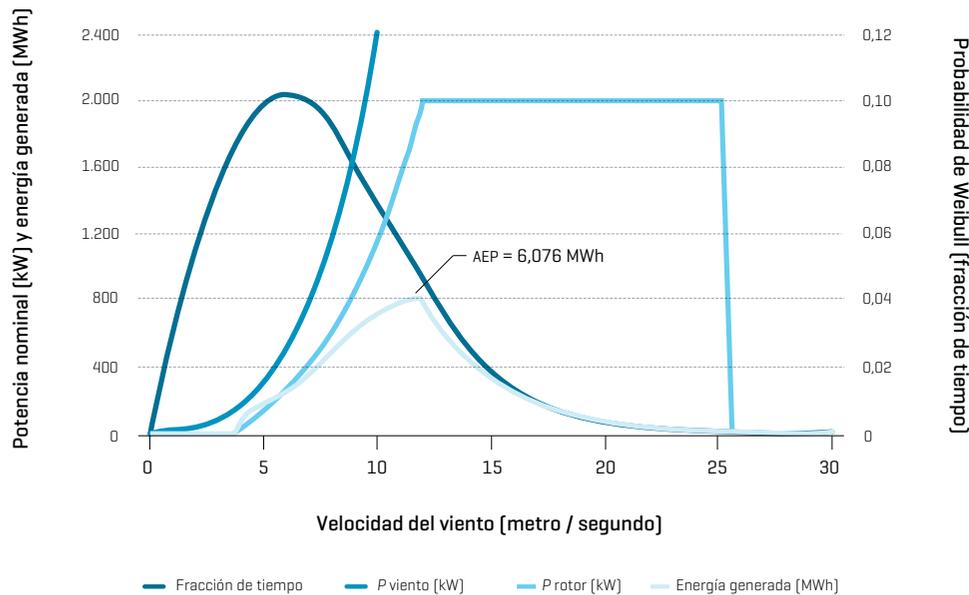
Esto hace que sea indispensable entender y caracterizar el viento que se busca aprovechar, para lo cual es preciso estudiar:

- > La velocidad del viento
- > Los cambios en la dirección del viento o los virajes
- > La intensidad de turbulencias (cambios en la velocidad del viento en períodos cortos)
- > La cizalladura del viento (diferencia en la velocidad del viento o su dirección entre dos puntos de la atmósfera terrestre)
- > La velocidad máxima esperable (para prevenir roturas de las máquinas y contratar seguros)

⁸ 1 MW = 1.000 kW.

⁹ Esta función de distribución depende de dos parámetros: el parámetro de forma, que determina la anchura de la distribución, y el parámetro de escala, que determina la velocidad media del viento de la distribución.

Gráfico 2 Relación entre velocidad del viento, distribución de la velocidad del viento, producción típica de un aerogenerador y energía producida



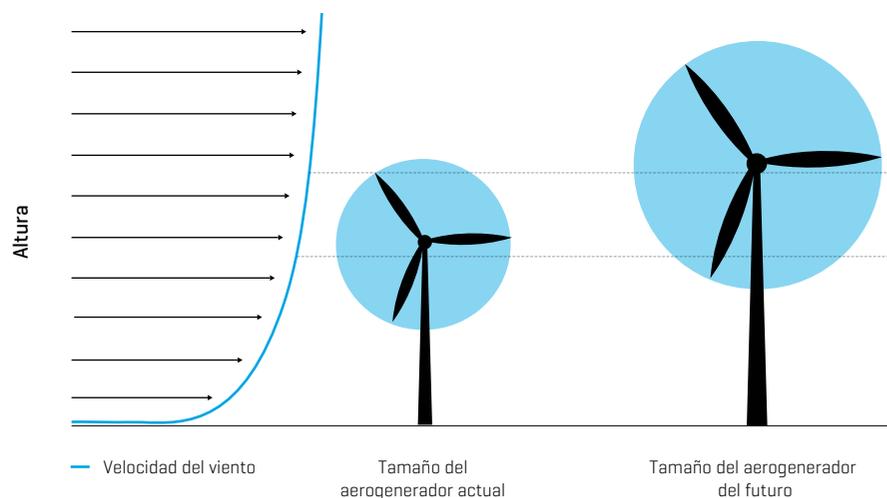
Fuente: Zayas *et al.* (2015).

Todo esto tiene implicancias en la producción de energía, de modo que la actividad del estudio del recurso a ser aprovechado es muy importante. Existen dos características del viento que son centrales para entender el recorrido reciente de la industria de producción de aerogeneradores que se verá más adelante. En primer lugar, debido a la fricción con el terreno, las capas de aire más cercanas a la tierra tienen menos velocidad que las más elevadas. Dicho de otro modo, en la altura la velocidad del viento es mayor, lo cual ha movilizó a la industria a construir torres cada vez más altas que permiten incrementar la producción: se alcanzan mayores velocidades y son mayores las áreas de barrido gracias a rotores y palas más grandes (figura 1). En términos de producción de energía, se calcula que el paso de una torre de 80 m a otra de 140 m —en un mismo lugar— puede incrementar la producción de energía entre 20% y 45%.

En segundo lugar, en las costas marítimas también se registran vientos más veloces y menos turbulentos. Esto se debe a que no hay topografía, como ciudades, montañas o bosques que frenan el viento e introducen turbulencias en los movimientos del aire. Esto último, junto a la escasez de áreas utilizables *onshore* en los países más avanzados, llevó a que la industria avanzara mediante la innovación en la producción de aerogeneradores *offshore*. Como se verá en el apartado siguiente, la construcción de aerogeneradores cada vez más grandes y de torres más altas ha sido acompañada de innovaciones orientadas a resolver los desafíos del transporte y otras relacionadas con nuevos materiales, sensores y controladores electrónicos, que han convertido a estas máquinas en equipos inteligentes que gestionan información de diferente índole y fuentes para maximizar la producción de energía, minimizar las cargas, prevenir roturas y permitir su mantenimiento preventivo.

Mediante la medición y el conocimiento de la cantidad de energía potencial que implica el paso del aire de un determinado lugar, se definen los equipos que mejor se ajustan y adaptan a ese sitio, de tal modo que maximicen la energía a producir y la seguridad de los equipos. La definición del aerogenerador que mejor se adecúa a un lugar específico depende

Figura 1 Representación de la velocidad del viento en función de la altura y diferentes tamaños de aerogenerador



Cuadro 4 Parámetros de la velocidad del viento para clases de turbinas

Parámetro	Clase I	Clase II	Clase III	Clase IV
Velocidad de referencia U_{ref} [m/s]	50	42,5	37,5	30
Velocidad anual promedio U_{prom} [m/s]	10	8,5	7,5	6
Alta intensidad de turbulencia a 15 m/s I15	0,18	0,18	0,18	0,18
Turbulencia parámetro de la pendiente	2	2	2	2
Baja intensidad de turbulencia a 15 m/s I15	0,16	0,16	0,16	0,16
Turbulencia parámetro de la pendiente	3	3	3	3
50 años 1,4 U_{ref} [m/s]	70	59,5	52,5	42

Fuente: González Longatt (2008).

del tipo de viento que prevalece allí. A partir de un conjunto de parámetros referidos a la velocidad (de referencia y promedio) y la turbulencia (dispersión del viento), la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC, por su sigla en inglés) ha definido cuatro tipos de aerogeneradores según los tipos de viento, con el objetivo de estandarizar especificaciones técnicas entre los diseñadores y fabricantes de equipos. Esta tipología tiene en cuenta la velocidad (cuadro 4) y se clasifica en:

- › Anual promedio (a la altura del rotor)
- › De referencia obtenida a través de correlación a largo plazo con estaciones meteorológicas cercanas
- › Máxima histórica (obtenida por correlación a largo plazo con estaciones meteorológicas cercanas)
- › Turbulencia (cambios en la velocidad del viento en cortos períodos)

Variabilidad del viento y red interconectada¹⁰

Un sistema de potencias o red eléctrica es una red interconectada de cargas generadas, cargas consumidas, infraestructura de transmisión, transformación y distribución, que se reparten a lo largo de un territorio. El propósito último de la red es proveer electricidad de calidad a las cargas conectadas bajo cualquier circunstancia. Para lograr eso, quien opera la red debe lidiar con varios eventos inesperados, como el incremento repentino de la

¹⁰ Esta sección está basada fundamentalmente en WWEA (2015).

demanda—por cambios climáticos—o la caída de la oferta por la interrupción de un generador—por rotura o desperfecto de algún equipo—. Los componentes principales de este sistema son las plantas generadoras, los transformadores, las redes de transporte, los enlaces de transmisión y todo lo que lleva la electricidad desde el punto de generación hasta el punto de consumo. Cuando el sistema no es capaz de satisfacer la carga demandada se produce un corte, y quien administra la red busca que los cortes sean mínimos para asegurar la provisión constante y de calidad a los consumidores (clientes industriales, empresas distribuidoras, empresas productivas, centros urbanos, etc.). Sin embargo, los cortes ocurren por incertidumbre asociada a algunos de los elementos del sistema, como la confiabilidad de las plantas de generación o los cambios súbitos en las condiciones climáticas, por lo que el manejo de esas incertidumbres pasa a ser una función clave para la persona administradora.

Hay varias maneras de abordar estas incertidumbres. Una de ellas es tener capacidad de reserva cierta en el sistema, para atender eventualidades causadas por estas fluctuaciones.¹¹ Los sistemas modernos trabajan con el concepto de despacho de carga o unidad comprometida, es decir, comprometen la disponibilidad de una unidad para atender cargas de generación o programan la generación de energía por anticipado. Dado que la red es interconectada, es posible desviar el exceso de electricidad de una región a otra que tiene déficit, lo cual es otra manera de gestionar la incertidumbre. No obstante, quien opera la red debe hacer un seguimiento de la demanda y adelantarse a las cargas futuras a partir de condiciones climáticas.

Los sistemas convencionales se construyeron sobre la base del despacho de energía desde pocas centrales de generación térmica, que abastecen a un número relativamente grande y disperso de cargas eléctricas pasivas. El principio de operación dominante de estos operadores y empresas es servir la demanda con la confiabilidad máxima—sin cortes u oscilaciones de potencia—y al menor costo. La “despachabilidad” de una central es la capacidad que esta tiene para ser puesta en funcionamiento de modo veloz a un nivel de producción deseado.

La energía eólica como recurso variable no es despachable en el sentido estrictamente técnico. El viento no sopla siempre ni lo hace de modo constante y esto resulta en que haya momentos donde el aerogenerador se encuentra ocioso o improductivo. Esta situación

11 La reserva puede ser fría: no está funcionando, pero está disponible; o caliente: está funcionando al nivel mínimo posible, pero con capacidad de aumentar rápidamente la producción—en pocos minutos.

hace que la energía eólica no sea despachable en el momento en que la demanda lo requiere; puede que haya una alta generación cuando no se necesita o, al revés, no se genera cuando más se la necesita. La energía se produce cuando hay viento, esto implica que las redes con mayores grados de penetración de energías renovables en general, y eólica en particular, le suman incertidumbre a la red desde el lado de la producción. No solo se debe gestionar la variabilidad general –en distintos momentos del día, mes, año, etc.– sino la variabilidad en la oferta –de acuerdo a los vientos y la potencia del sol–. De este modo, cuando se agrega capacidad de generación eólica a una red, esta no reemplaza automáticamente la misma capacidad de generación ya existente (ejemplo térmico). La red, para mantener la seguridad y confiabilidad, necesita tener disponible la generación alternativa de reserva o *back up*, por si no hubiera viento –o sol.

Varios estudios señalan que la incertidumbre en la producción de las energías renovables empieza a ser un problema a partir de niveles de penetración superiores al 15% del total de energía demandada por la red –en especial si no hay potencia de reserva fría ni disponibilidad de potencia instalada de generación térmica de ciclo combinado.

Es importante entender que cuando la generación renovable es integrada a la red, esta se modifica. Por ello, no se trata de cómo integrar la energía eólica a la red, sino de qué manera esta “nueva red” –diferente a la convencional– debe funcionar con alta participación de renovables. Existen redes y sistemas nacionales, como Dinamarca o Holanda, que ya han superado este desafío.

Los retos tecnológicos que surgen de esto son:

- › Diseño e implementación de marcos regulatorios en el mercado de la energía eléctrica que regulan la red y que pueden fomentar en mayor o menor medida la penetración de energías renovables (por ejemplo, grandes capacidades de reserva hacen más costosa la energía renovable).
- › Mejora de los métodos y modelos de simulación para realizar pronósticos de viento precisos y, de ese modo, lograr más certidumbre sobre el volumen de energía entregable al sistema: predicción de mediano plazo –de 24 a 48 horas– y de corto plazo –con una o dos horas de anticipación.
- › Fortalecimiento de las capacidades de planificación del operador del sistema.

- › Desarrollo de sistemas de almacenaje de la energía generada en momentos de escasa demanda, que pueden servir para abastecer la red en momentos de escaso viento.
- › Inversiones en infraestructura de transporte y transmisión de energía desde los parques eólicos a los centros de consumo.

Todo esto requiere del desarrollo de una red inteligente que pueda predecir o influir en el comportamiento del mercado de la demanda de energía. Estas redes usan la automatización, las TIC, los sensores y las grandes bases de datos en tiempo real para administrar la red. Estos aspectos de control son transversales a todos los temas que se han discutido hasta aquí. Las redes modernas requieren administrar mucha más complejidad, que surge de diferentes fuentes de generación, cargas, sistemas de transmisión, transferencias de potencia nacional e internacional. Esto es particularmente crítico para el aumento de las energías renovables. Lo que se entiende por red inteligente es una red que sea capaz de manejar todos esos parámetros a la vez.

La cadena de valor eólica

La fabricación de aerogeneradores eólicos y su puesta en funcionamiento son probablemente los aspectos más conocidos de la explotación de la energía eólica. Si bien la fabricación de los aerogeneradores reviste una importancia central, representa solamente una fase dentro de la cadena de valor eólica, que comprende una amplia serie de actividades que van desde la identificación del recurso eólico y la concepción de un proyecto orientado a la construcción de un parque eólico, hasta la generación de energía y su conexión a la red, energía que es vendida al mercado y cuya calidad depende de las actividades de operación y mantenimiento que se realizan a lo largo de la vida útil del parque, que es de 25 años aproximadamente.

En la figura 2 se pueden observar los diferentes eslabones de la cadena de valor de la energía eólica. Si bien no se abarcan, por razones de espacio, todos los arrastres productivos de cada eslabón (insumos, mano de obra, relación con otras cadenas de valor, etc.), para cada uno de ellos se ha tratado de detallar las principales características, haciendo hincapié en la presencia de actividades intensivas en conocimiento.

Figura 2 Cadena de valor de un proyecto eólico



Fuente: Elaboración propia con base en Parrilli *et al.* (2012).

El primer eslabón consta de una serie de actividades entre las que se destaca el *macro-siting*, es decir, la selección de la ubicación donde construir el parque eólico. Esta actividad se basa en la identificación geográfica del recurso eólico, que se estima a través de mástiles equipados con equipos de medición como anemómetros y veletas. Normalmente es aconsejable medir el recurso eólico a la altura del buje del aerogenerador, que actualmente ronda los 100 metros (WEC, 2016). Un punto de partida usado con frecuencia para captar el recurso eólico son bases de datos y atlas regionales. Si bien en muchos países estos atlas están disponibles, los datos son particularmente escasos en los países en desarrollo —en la Argentina existen experiencias sobre información pública como mapas de viento de la provincia de Buenos Aires e iniciativas similares en Tierra del Fuego—. Las bases de datos deberían incluir detalles acerca de aspectos tales como la variabilidad de los vientos, las velocidades promedio, la cizalladura, la turbulencia y las velocidades extremas.

Como las torres son cada vez más altas, medir el viento a través de mástiles con anemómetros es cada vez más costoso —sobre todo en el segmento *offshore*—. Si bien recientemente han sido desarrollados sensores remotos que usan la tecnología SODAR (detección de sonido), la tecnología LIDAR (luz y radar) y técnicas de dinámicas de flujo computacionales para modelar los flujos de aire, estas aún están en fase de validación (IEA, 2015).¹² Sin embargo, debe destacarse que en esta etapa existen otras actividades involucradas, como los estudios de impacto ambiental, la posibilidad de inyección a la red, el estudio de temas logísticos, los arreglos legales necesarios —en especial, el arrendamiento de la tierra—, la gestión de un contrato de compra de energía y la búsqueda de financiamiento.

¹² Contar con mediciones del recurso eólico no solo es importante para identificar el mejor sitio donde construir un parque, sino que suele constituir una condición para presentarse a licitaciones públicas que convocan a desarrolladores de parques para adjudicar MW, en las que se exige la presentación de datos fidedignos respecto de la evaluación del recurso eólico y, sobre todo, relevados a lo largo de un determinado lapso. En general las mediciones se realizan por al menos un año y se utilizan para ello torres certificadas.

El segundo eslabón tiene como actividad central el *micrositing*, es decir, el diseño y el *layout* del parque eólico, que incluye investigaciones sobre factores topográficos y accesos viales, eléctricos, tecnológicos y económicos, ya que pequeñas diferencias en el posicionamiento específico de cada turbina pueden conllevar resultados diferentes en términos energéticos—y una mejor evaluación y modelización del recurso eólico conllevan una consiguiente mejora del factor de capacidad—. La optimización del emplazamiento de las turbinas dentro de un parque puede servir para controlar el “efecto estela”—el efecto de una turbina sobre el flujo de aire de otra turbina—, que es uno de los fenómenos menos comprendidos dentro de la energía eólica.

El tercer eslabón tiene como elemento central la construcción del parque y la cimentación del aerogenerador. La construcción del parque conlleva toda la obra civil, por lo que requiere de tiempo y recursos humanos; incluye, por ejemplo, despejar y nivelar el terreno, hacer caminos y accesos y construir infraestructura. La cimentación del aerogenerador en el segmento *onshore* no reviste una complejidad particular, pero sí representa un desafío tecnológico mayúsculo en el segmento *offshore*. Actualmente, se usan estructuras de tipo monopilar, que no pueden ser usadas en aguas con profundidad superior a los 50 metros—lo cual impide llegar a lugares con mejores recursos eólicos, sobre todo si se dispone de áreas de aguas poco profundas que son limitadas—. Para el segmento de aguas profundas superiores a los 50 o 60 metros existen diferentes alternativas a explorar, basadas en el concepto de “cimientos flotantes”, que son estructuras que mantienen su posición gracias a sistemas de amarre y que permitirían evitar el uso de costosas embarcaciones pesadas para su instalación (WEC, 2016).

El cuarto eslabón es la parte más propiamente manufacturera dentro de la cadena de valor, ya que coincide con la fabricación del aerogenerador. Esta fase contempla el suministro de todos los materiales necesarios para la fabricación de los componentes y de los sistemas principales del aerogenerador, cuyo destino es la instalación en el parque eólico. Este eslabón puede ser considerado como una cadena de valor en sí misma y será tratada posteriormente en forma separada, una vez terminada la descripción de la cadena de valor eólica, para dar cuenta en forma detallada de la complejidad de este bien de capital y la multiplicidad de los componentes que lo integran.

El quinto eslabón consiste en el transporte de los diferentes componentes que conforman el aerogenerador, una vez fabricados, hasta el emplazamiento del parque eólico para su ensamblaje. La etapa del transporte representa un gran desafío logístico, porque implica el manejo de componentes que presentan formas especiales y son de gran peso y longitud. Este aspecto se encuentra fuertemente vinculado con las innovaciones que pueden realizarse en el aerogenerador (por ejemplo, palas fabricadas con nuevos materiales y de diseño modular) y, en el caso del segmento *offshore*, puede determinar el avance tecnológico de otros sectores, como la construcción de embarcaciones hechas a medida para la instalación de turbinas en aguas profundas—esta representa un área en la que es posible realizar actividades de I+D, en la medida en que existan localmente capacidades en la industria naval.

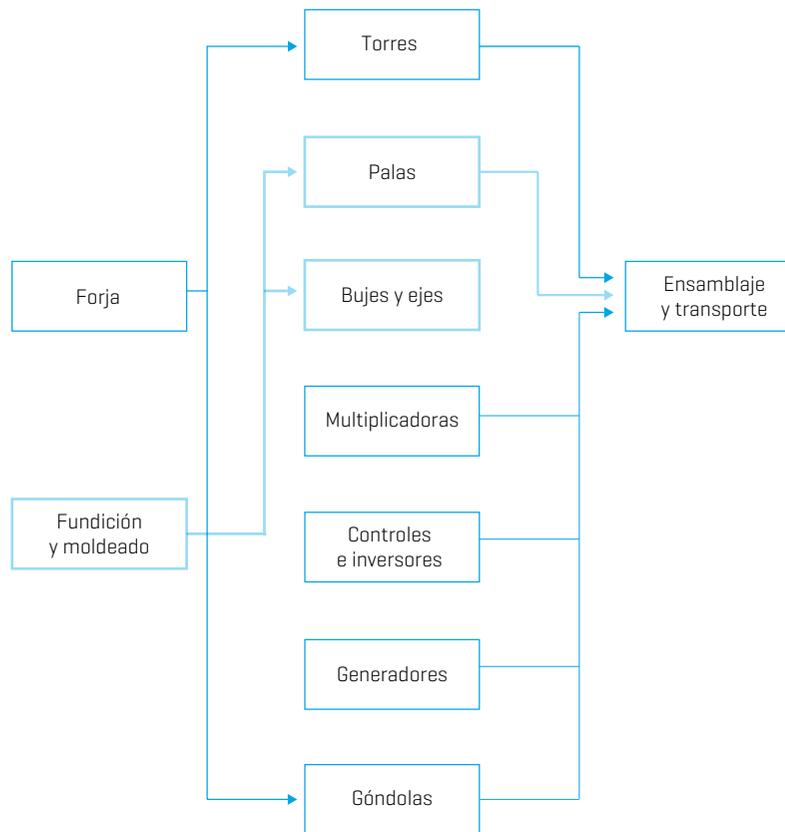
El sexto eslabón se refiere a la conexión a la red del aerogenerador que consta de diferentes aspectos tales como la subestación, la playa de maniobra, las líneas de media/alta tensión hasta el punto de conexión, entre otros. Actualmente es en el segmento *offshore* donde existen los desafíos más importantes y las oportunidades más notables para generar y aplicar nuevo conocimiento. Se vislumbran espacios para innovar en, por ejemplo, acumuladores de energía, celdas *offshore* de baja tensión, revestimiento químico de materiales, microrredes, sistemas de redes inteligentes para la conexión con redes de energía eléctrica (Parrilli *et al.*, 2012; WEC, 2016).

El séptimo eslabón consiste en la generación y venta de energía en el mercado, tanto industrial como residencial, lo cual está estrechamente relacionado con las actividades de operación y mantenimiento (oym) que duran a lo largo de toda la vida útil del parque eólico. La fase de oym incluye el mantenimiento preventivo y predictivo, es decir, tanto los servicios de prevención (inspecciones periódicas de los equipamientos, el cambio de aceite y filtros, la calibración de sensores electrónicos, la limpieza de las palas, etc.), como los servicios orientados a reparar el mal funcionamiento de los componentes. Los costos de oym tienden a aumentar con el paso del tiempo, en la medida en que aumenta la edad de las turbinas, aun cuando para quien gestiona el parque sea un costo fijo anual estable en todo el período. Los problemas más comunes y más fáciles de resolver suelen ocurrir en los sistemas eléctricos y electrónicos, mientras que los menos frecuentes y más costosos son los

problemas inherentes a la caja de engranajes o el generador. Uno de los campos en el que se están realizando innovaciones es el desarrollo de procesos de gestión de datos, métodos de diagnóstico y mantenimiento preventivo, métodos de testeo, entre otros. Estas técnicas de gestión de datos y de previsión meteorológica permiten aumentar la confiabilidad de la oym, lo cual redundará en un mayor factor de capacidad siempre que se reduzcan las paradas técnicas inesperadas por mantenimiento (IEA, 2015). Respecto de la generación y venta de energía—aspecto vinculado a la operatoria del parque—, existe la posibilidad de generar conocimiento para mejorar la precisión de la previsión de corto plazo (IEA, 2015). Asimismo, en cuanto a los sistemas de control, actualmente suelen ser “turbino-céntricos” y se orientan a mejorar el desempeño y disminuir el esfuerzo de la turbina individual. Sin embargo, es posible innovar en el desarrollo de sistemas de control que analicen y optimicen el parque eólico desde una óptica sistémica.

Una cuestión a considerar en el manejo de sistemas de energía que integran gran cantidad de potencia eólica instalada es la variabilidad e intermitencia del resultado energético, porque la velocidad del viento puede cambiar drásticamente en muy pocos minutos, por lo cual el resultado de los aerogeneradores es muy variable. Una forma de integrar una alta cuota de generación eólica en un sistema de red es operar parques eólicos que usen sistemas de transmisión integrada—el “efecto portafolio”—, es decir, considerar los parques eólicos de forma agregada, lo cual requiere una fuerte interconectividad entre parques. Esto requiere de sistemas de medición que comprendan tanto las tecnologías de sensores como las metodologías de análisis de datos, capaces de evaluar el campo de flujo completo del parque eólico a través del desarrollo de nuevos modelos y algoritmos (ETIP Wind, 2016; WEC, 2016).

Una vez descrita la cadena de valor eólica de manera completa, se focaliza ahora en el cuarto eslabón—la fabricación del aerogenerador—, que representa una secuencia productiva compleja que consta de numerosos componentes y subsistemas, cada uno de los cuales con características específicas. A pesar de la complejidad del aerogenerador como bien de capital, no debe soslayarse que no es un artefacto autónomo y que está fuertemente integrado con los demás eslabones de la cadena de valor eólica. En la figura 3 se detallan específicamente los principales elementos que componen el aerogenerador (Parrilli *et al.*, 2012).

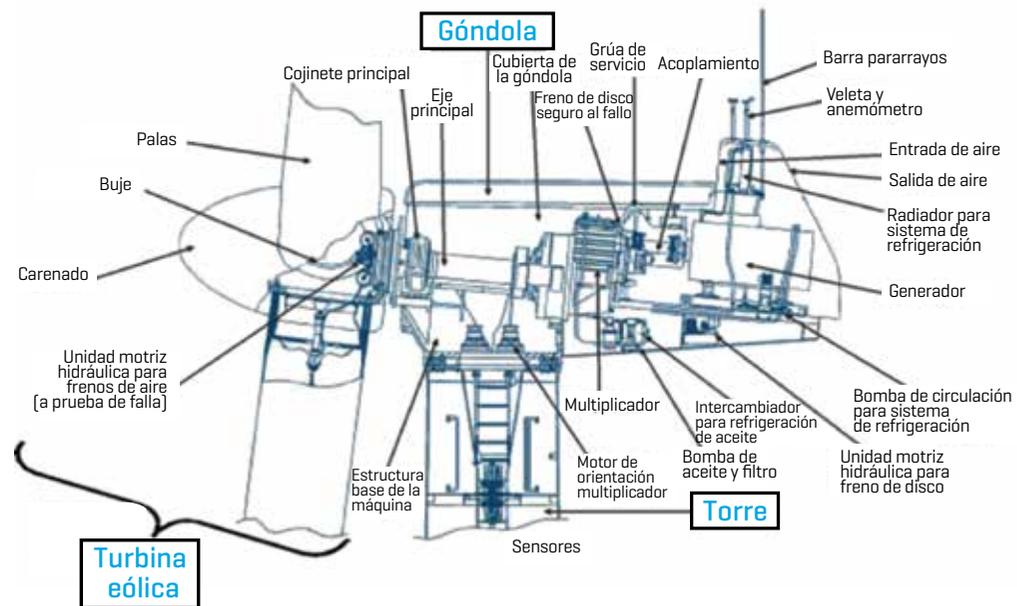
Figura 3 Conformación del aerogenerador

Fuente: Parrilli et al. [2012].

El aerogenerador está constituido por gran cantidad de componentes y cada uno presenta características y desafíos tecnológicos específicos. En la figura 4 se presenta la ubicación de cada componente, para luego encarar la descripción de sus características principales.

Torre. La torre es la estructura principal de soporte del generador eólico y permite elevar el rotor hasta la altura óptima en función de los vientos de mayor velocidad. Se construyen de chapa de acero laminado y soldada, con diseño modular, en tres o más partes que se unen mediante bridas, lo cual facilita el traslado y el montaje final. Su altura puede variar

Figura 4 Ubicación de los componentes del aerogenerador



entre 70 y 120 m y su peso es del orden de las 100 a 200 ton, lo que representa alrededor de las dos terceras partes del peso total del aerogenerador. Se fija al suelo mediante anillos de fundación y base de hormigón. Entre sus componentes, además de las bridas de unión, podemos encontrar soportes, sistemas de puertas, escotillas, escaleras, plataformas, montacargas o elevadores, iluminación, cables, revestimientos y pintura.

Palas. Crean la fuerza de elevación y torque rotacional para generar energía. El principal material usado para su fabricación es la fibra de vidrio—cerca del 75% de su peso—, con agregados en epoxi o resina poliéster. Se utilizan tres palas por cada equipo, cada una pesa entre 6 a 10 ton y mide entre 30 y 60 m; en su conjunto las palas representan aproximadamente el 7% del peso total del aerogenerador. Se construyen mediante infusión de resina al vacío y moldeo preimpregnado en una o dos partes; una vez terminadas, se transportan completas y listas para el montaje final. Las palas constituyen uno de los componentes más sofisticados, ya que sus características tienen importantes efectos sobre la obtención del resultado

energético; en este sentido, las principales actividades de I+D realizadas actualmente se refieren, por un lado, a la posibilidad de construir palas con nuevos materiales –para reducir el estrés mecánico debido a aerogeneradores de mayor potencia y mayor largo de pala– y, por el otro, se vinculan con un área que ha recibido creciente interés, que ha sido la tecnología de palas modulares, es decir, la posibilidad de incorporar diferentes materiales en los componentes de la pala, de forma tal que sea posible transportar más fácilmente las palas y ensamblarlas en el lugar de instalación del parque (IEA, 2015).

Buje (hub). Conecta las palas al eje principal. Contiene las bridas de fijación para las palas. Entre sus componentes se encuentran la punta del fuselaje, el sistema de frenos, los rodamientos y el sistema de lubricación. Es uno de los componentes más grandes y pesa entre 7 y 20 toneladas. Se trata de una pieza de fundición de hierro con mecanizado posterior y recubrimiento.

Góndola (nacelle). La góndola es la estructura que sirve de soporte e interface de conexión entre el rotor y la torre. En ella se alojan los equipos necesarios para el control del generador y la alineación del rotor en la dirección del viento. Normalmente está hecha de una cubierta de materiales livianos –como la fibra de vidrio– sobre una estructura de acero.

Tren de transmisión. Consta de todos los componentes rotativos: rotor, eje principal, acoplamientos, caja de cambios, frenos y generador. El eje principal es de acero forjado, mecanizado y pesa entre 15 y 25 toneladas. La tecnología de transmisión directa –o acople directo– permite eliminar la caja reductora o de cambios e incluye los elementos necesarios en el sistema de control y el convertidor de frecuencia. La tecnología de transmisión directa posee características que pueden ser de suma importancia para que los aerogeneradores evolucionen hacia potencias de 10 MW o incluso más –efectivamente se estima que los mayores fabricantes del mundo evolucionen hacia turbinas de potencia cada vez mayor.

Caja reductora. Permite acoplar la zona de baja velocidad (palas) con la de alta velocidad (generador). Es uno de los componentes más pesados y más caros del aerogenerador, cuya sofisticación lo ubica entre los componentes más críticos en términos de capacidades de fabricación y reparación. Debe destacarse que este sistema no es utilizado en la tecnología de acople directo.

Sistema de control y sistema eléctrico. El sistema de control asegura la operación confiable de la turbina eólica al controlar la velocidad de la unidad generadora y la potencia entregada al sistema eléctrico. La unidad de control utiliza sensores para recibir información de las condiciones externas (velocidad del viento, dirección) y todos los parámetros operativos del aerogenerador (potencia, velocidad del rotor, posición de las palas, etc.). Dentro de los suministros de control eléctrico se mencionan los convertidores de potencia, los inversores y el transformador, entre otros.

Sistema pitch y sistema de frenado. El sistema de control de paso (*pitch*) permite controlar cada pala de forma independiente. Esto provee de control de potencia y freno aerodinámico al aerogenerador, lo cual impide la sobrecarga del generador y del sistema conversor. Posibilita, entonces, reaccionar antes que la velocidad del rotor alcance niveles comprometidos, sobre todo ante posibles ráfagas de viento.

Sistema de yaw. Se encarga de posicionar la góndola y las palas en la dirección óptima para el máximo aprovechamiento del viento. Los datos del viento son tomados por una veleta instalada sobre el carenado y proveen la base para los movimientos que se realizan mediante motores eléctricos ubicados sobre los dientes del rodamiento del yaw, que vincula la torre y la base de la góndola. Se trata de una combinación de sistemas eléctricos, hidráulicos y mecánicos.

Convertidor de frecuencia. Se utiliza cuando se acopla de manera directa, sin utilizar caja reductora. Es un dispositivo de electrónica de potencia con elementos semiconductores. Del lado del generador convierte una tensión trifásica alterna, de amplitud y frecuencia variable, en una tensión continua constante. Hacia el lado de la red, se encarga de convertir esta tensión continua en una tensión alterna trifásica, de amplitud y frecuencia constante —exactamente igual a la de la red eléctrica donde se conecta la unidad.

Generador. Convierte la energía mecánica en energía eléctrica. El generador eléctrico puede ser de tipo sincrónico o asincrónico; el más utilizado es el de inducción de doble alimentación. Entre sus componentes se incluyen la carcasa metálica, bobinados (estator y rotor), laminados e imanes, conmutador y escobillas, rodamientos, sistema de lubricación automática, codificador, anillos colectores, acoplamientos, sensor de temperatura, entre

otros. También hay elementos complementarios tales como el sistema de refrigeración, radiador, mangueras, filtros, ventilador de refrigeración, bomba, tanques. En los casos de acople directo el generador utiliza imanes permanentes, componentes muy sofisticados cuya fabricación, además de conllevar elevadas capacidades tecnológicas, implica el uso de óxidos de tierras raras, como el óxido de neodimio (el 95% de la producción de neodimio está localizada en China, pero existen reservas en distintas partes del mundo).

Los *drivers* de la innovación

A partir de los años setenta la interacción entre programas nacionales de I+D y la industria ha jugado un rol fundamental para la consolidación del sector eólico. Ya durante los primeros esfuerzos orientados a desarrollar la tecnología eólica emergió claramente la necesidad de realizar actividades de I+D, aprovechando los conocimientos existentes en áreas como la meteorología, la maquinaria eléctrica y la aeronáutica. De este modo, los primeros programas nacieron en institutos de meteorología y aeronáutica, para luego evolucionar hacia temas más específicos: modelado del viento, estimación del recurso, aerodinámica y dinámica estructural. Las primeras demostraciones se realizaron a principio de los años ochenta, en coincidencia con el fuerte aumento de la demanda de turbinas pequeñas (50-200 kW) en Dinamarca y Estados Unidos (California), y se presentaron varios problemas técnicos relativos a la interacción entre cargas y estructuras. A partir de finales de la década de 1980 comienza un proceso de superación de tales inconvenientes, en paralelo a un constante aumento de las dimensiones y la potencia de las turbinas. Hacia mediados de los noventa se llegó a un punto de inflexión a partir del cual se consideró oportuno y necesario que fuera el sector privado el que liderara y financiara la evolución de las actividades de I+D, utilizando y extendiendo todo el conocimiento disponible generado hasta ese momento por los programas de I+D nacionales e internacionales.

En el último tiempo se avanzó en aerogeneradores de mayor envergadura, en el uso más eficiente de los materiales, generadores de transmisión directa, mejores sistemas de integración a la red, estructuras más flexibles y avances en los sistemas de control. El resultado de los esfuerzos de innovación realizados se refleja en la fuerte disminución del precio de la electricidad producida a partir de la energía eólica, que pasó, en los países líderes, desde

0,45 US\$/kWh a principios de los ochenta a 0,10 US\$/kWh a comienzos de los noventa, para ubicarse en 2017 en 0,054 US\$/kWh. Actualmente existe un consenso generalizado sobre la necesidad de seguir avanzando con una amplia agenda de I+D orientada a abordar cuatro objetivos principales (IEA, 2001), como se indica en el cuadro 5.

En relación con la agregación de valor y la reducción de la incertidumbre, la valorización de la energía eólica —el precio— en mercados *spot* se incrementaría si es posible realizar predicciones confiables del resultado energético en diferentes escalas de tiempo, por ejemplo, entre 6 y 48 horas. Esto requiere el desarrollo de modelos y estrategias para la introducción *online* de datos desde las oficinas meteorológicas, con la posibilidad de reducir la incertidumbre a un rango de 5-10% (IEA, 2001). Respecto a la integridad de la ingeniería y los estándares, es necesaria una mayor comprensión de las condiciones medioambientales extremas, de la seguridad, del desempeño energético y del ruido; así como la difusión de estándares internacionales es esencial para facilitar la reducción de las barreras comerciales. La capacidad de almacenar en forma efectiva la electricidad puede aumentar el valor y reducir la incertidumbre a través de la nivelación de la potencia generada, lo cual es muy importante cuando el nivel de penetración supera el 15-20%.¹³

Cuadro 5 Objetivos de la I+D en la turbina

1. Agregar valor y reducir la incertidumbre	2. Continuar con la reducción de costos
<ul style="list-style-type: none"> › Previsión del desempeño energético › Integridad de la ingeniería, mejoramiento y validación de estándares › Técnicas de almacenamiento 	<ul style="list-style-type: none"> › Mejorar la evaluación del emplazamiento e identificación de nuevas ubicaciones › Nuevos modelos de aerodinámica y aeroelasticidad › Nuevos materiales y estructuras inteligentes › Generadores y convertidores más eficientes › Nuevos conceptos y desafíos específico › Sistemas autónomos e híbridos
3. Facilitar el uso a gran escala	4. Minimizar el impacto ambiental
<ul style="list-style-type: none"> › Control de flujo de carga y cargas adaptativas › Mejora en la calidad de la energía 	<ul style="list-style-type: none"> › Uso compatible del suelo e integración estética › Estudios sobre el ruido › Flora y fauna

¹³ La disponibilidad de potencia de reserva que se activa de forma rápida ante los requerimientos del operador también produce el mismo efecto.

En cuanto a la reducción de costos, un aspecto fundamental es la identificación de sitios con buenos vientos, lo cual requiere mejores modelos y mediciones, ya que un determinado aumento en la velocidad del viento se traduce en un aumento de la energía generada. Otro aspecto es constituido por los modelos tridimensionales de comportamiento aerodinámico y la estabilidad aeroelástica, cuya mejora es esencial para el cálculo de las cargas de las turbinas, sobre todo ante el constante aumento de sus dimensiones –combinar las condiciones de carga de las palas con el flujo de entrada del rotor requiere el uso de técnicas de dinámicas de flujo computacionales y modelar el efecto este-la-. Por otra parte, es posible optimizar el uso del suelo reduciendo las cargas a través de mejores diseños y agregando inteligencia a cada turbina de un parque; es posible reducir las tensiones y controlar las fuerzas aerodinámicas mediante el uso de materiales inteligentes de control adaptativo que interactúan con la estructura –los nuevos materiales pueden permitir rotores más grandes, palas más flexibles, generadores más livianos, torres más livianas, etc.–. La mejora del diseño de los generadores de transmisión directa puede llevar a máquinas más livianas, mientras que el desarrollo de nuevos convertidores y la mejora de los aspectos de transmisión pueden conllevar importantes bajas de costos. Debe destacarse también la existencia de desafíos específicos, como la utilización de drones para el monitoreo en forma remota de la turbina y la agregación de inteligencia, que pueden reducir los costos de oym, especialmente en sitios terrestres de difícil acceso y *offshore*. Por otra parte, las turbinas autónomas pueden jugar un rol muy importante en lugares remotos en los que la conexión a la red no es factible; asimismo, la integración de los generadores eólicos con otras fuentes de energía (células solares fotovoltaicas o sistemas diésel) es esencial en las redes pequeñas donde se requiere alta confiabilidad.

La posibilidad de extender el uso a gran escala está fuertemente relacionada con la red de transmisión; se necesita modelar y controlar el abastecimiento energético a la red eléctrica, especialmente en lugares donde la participación de energía eólica es alta. La combinación de tecnologías para generar y transportar elevadas cantidades de energía conllevará innovaciones en controles automáticos de flujo de carga y cargas adaptativas. Hay espacios para mejorar las deficiencias existentes en las redes y su estabilidad.

Finalmente, la reducción del impacto ambiental consiste en enfrentar todos los desafíos que derivan de la utilización de la energía eólica. Por un lado, sensibilizar a las comunidades sobre las ventajas que representa esa tecnología y compatibilizar los diferentes intereses existentes; por el otro, estudiar y generar conocimiento sobre el impacto de la tecnología sobre fauna y flora, tanto en *onshore* como en *offshore* (predicción de ruido, comportamiento de diferentes especies, etcétera).

La agenda de I+D en el cuadro 5 tiene el foco puesto en la turbina, que en efecto atraviesa de modo transversal los cuatro cuadrantes. Complementariamente, IEA (2013) propone una cuádruple clasificación donde la turbina ocupa una categoría específica y se dan más detalles acerca de otros aspectos relevantes de la cadena de valor. En tal estudio se afirma que la expansión de la energía eólica a nivel global requiere de actividades de I+D para reducir los costos en diferentes áreas. En el cuadro 6 se identifican cuatro tópicos generales, que representan necesidades internas al sector, en cada una de las cuales es posible trazar una agenda de puntos prioritarios.

Una mejor caracterización del viento tiene impacto en el costo de la energía y en su flexibilidad de transmisión. En primer lugar, respecto de la evaluación del recurso y el emplazamiento, se necesitan atlas más sofisticados para mejorar la selección de sitios posibles;¹⁴ también se requiere de I+D sobre las técnicas de medición basadas en sensores remotos —tecnologías LIDAR y SODAR— para compararlas con las técnicas tradicionales de medición basadas en anemómetros montados en torres, métodos para la caracterización de las condiciones de hielo, estandarización de las metodologías de *micrositing* y desarrollo de modelos complejos e integrados que relacionen todas las variables del ciclo de vida de los flujos de viento.

En cuanto a las condiciones de diseño de los parques, se necesita desarrollar modelos complejos que relacionen todas las variables del parque eólico, que deben ser validados —lo cual requiere experimentar y realizar múltiples testeos, disponiendo de laboratorios, túneles de viento, etc.—; también se necesita desarrollar modelos sobre el ambiente marino —interacción entre viento, olas, corriente y turbulencia—. Con relación a las previsiones de corto plazo, se necesitan mejores predicciones tanto meteorológicas como de la producción energética para reducir la incertidumbre sobre el desempeño del parque.

¹⁴ Un sistema como el *Modern-Era Retrospective-analysis for Research and Applications* tiene un margen de error del 10% como máximo respecto del viento medido por anemómetro y está disponible con registros históricos de más de veinte años.

Cuadro 6 Áreas de vacancia relativa de la I+D en el sector eólico

1. Caracterización del recurso eólico	2. Desarrollo de tecnología de nueva generación
<ul style="list-style-type: none"> > Evaluación del recurso y emplazamiento > Condiciones de diseño > Previsión de corto plazo 	<ul style="list-style-type: none"> > Diseño de sistema > Sistema de control avanzado > Rotores avanzados > Trenes de transmisión y electrónica de potencia avanzados > Diseño de la estructura de soporte > Manufactura e instalación > Confiabilidad
3. Mejoramiento de la conexión a la red	4. Cuestiones socioambientales y educacionales
<ul style="list-style-type: none"> > Planificación y desarrollo de la transmisión > Operación del sistema eléctrico > Red interna del parque eólico 	<ul style="list-style-type: none"> > Aceptación social > Impacto ambiental > Cuestiones educacionales

Fuente: IEA (2013).

El desarrollo de tecnología de nueva generación se refiere específicamente al aerogenerador y comprende las múltiples mejoras posibles en el diseño del sistema (innovación en turbinas y componentes, estructuras flotantes *offshore*, etc.), en el rotor (reducción del ruido, nuevos materiales para las palas, controles de palas, etc.) y en toda una serie de aspectos que ya han sido nombrados anteriormente.

Respecto de la conexión a la red, se destaca la necesidad de planear la transmisión tanto *onshore* como *offshore*, la operación del sistema eléctrico (mercado eléctrico, códigos de red, microgeneración en áreas urbanas, redes inteligentes, etc.) y la red interna del parque eólico (mejorar los sistemas de control y diseño de redes *offshore*).

Finalmente, entre las cuestiones socioambientales y educacionales se destaca la necesidad de generar aceptación social—implementar métodos y herramientas de planeamiento espacial, calcular los costos de la energía eólica, minimizar los conflictos con los otros usuarios, etc.—; minimizar el impacto ambiental—impulsar estrategias para el desmantelamiento final y el reciclado, mitigar los efectos en el ambiente marino—y abordar cuestiones educacionales—elaborar estrategias educativas para garantizar una oferta adecuada de trabajadores y profesionales en el sector.

Cuadro 7 Cadena de valor eólica y generación de conocimiento

Eslabón de la cadena	Actividad intensiva en conocimiento
Eslabón 1: <i>macro siting</i>	Bases de datos y atlas eólicos, modelización del recurso eólico
Eslabón 2: <i>micro siting</i>	Modelización del recurso eólico (efecto estela y <i>layout</i> del parque)
Eslabón 3: cimentación del aerogenerador	Cimientos flotantes (<i>offshore</i>)
Eslabón 4: fabricación del aerogenerador	Métodos para la evaluación del recurso eólico y su modelización para mejorar el diseño de la turbina (adaptabilidad para diferentes sitios y climas, compatibilidad con la red); I+D en diseño de la turbina (reducción del ruido, desempeño aerodinámico e impacto visual); nuevos materiales (componentes más livianos); palas (nuevos materiales más livianos, tecnología para que las palas sean modulares, moldes de pala por impresión 3D); electrónica de potencia (reguladores de potencia y frecuencia); sistema de acople directo (I+D en convertidores de frecuencia, imanes permanentes, trenes de transmisión variable continua y generadores superconductores)
Eslabón 5: transporte y ensamblaje	Nuevos materiales livianos y embarcaciones especiales para la instalación de turbinas en aguas profundas
Eslabón 6: conexión a la red	Acumuladores de energía, celdas <i>offshore</i> de baja tensión, revestimiento químico de materiales, microrredes, sistemas de redes inteligentes para la conexión con las redes de energía eléctrica
Eslabón 7: generación y venta de energía, operación y mantenimiento	Desarrollo de procesos de gestión de datos, métodos de diagnóstico, mantenimiento preventivo y métodos de testeo (sensores remotos); nuevos desarrollos para una mayor precisión en las previsiones de corto plazo sobre el viento; nuevos modelos y logaritmos para sistemas de control que analicen y optimicen el parque eólico entero ("efecto portafolio" e interconectividad entre parques)

Fuente: Elaboración propia con base en estudios sobre el sector.

Si bien la tecnología existente es considerada "madura", se observa que el sector eólico sigue siendo dinámico y en evolución, con importantes espacios donde generar conocimiento a través de la I+D. A partir de la identificación de grandes áreas que requieren respuestas desde la I+D y de múltiples cuestiones que representan desafíos para la evolución del sector, en el cuadro 7 se especifican las actividades intensivas en conocimiento, para cada uno de los eslabones de la cadena de valor eólica, que están siendo realizadas o que se encuentran en la agenda de I+D del sector a nivel internacional.

Hechos estilizados de la actividad a nivel global

A lo largo de los últimos treinta años la energía eólica registró un importante desarrollo como respuesta a la búsqueda por:

- › Incrementar la seguridad energética: al tratarse de una fuente alternativa a las convencionales, esto habilitaba a países con dotaciones escasas de hidrocarburos a acceder a fuentes propias; de ese modo se reducía su dependencia de otras fuentes y países, y bajaban los costos de generación.
- › Reducir el impacto ambiental y el cambio climático: es una fuente de energía renovable con escasas emisiones de GEI. Debido a esto una mayor penetración de esta energía en el sistema implica menores emisiones de GEI.
- › Mejorar el acceso a la energía: permite que zonas aisladas accedan a energía eléctrica de otras fuentes.

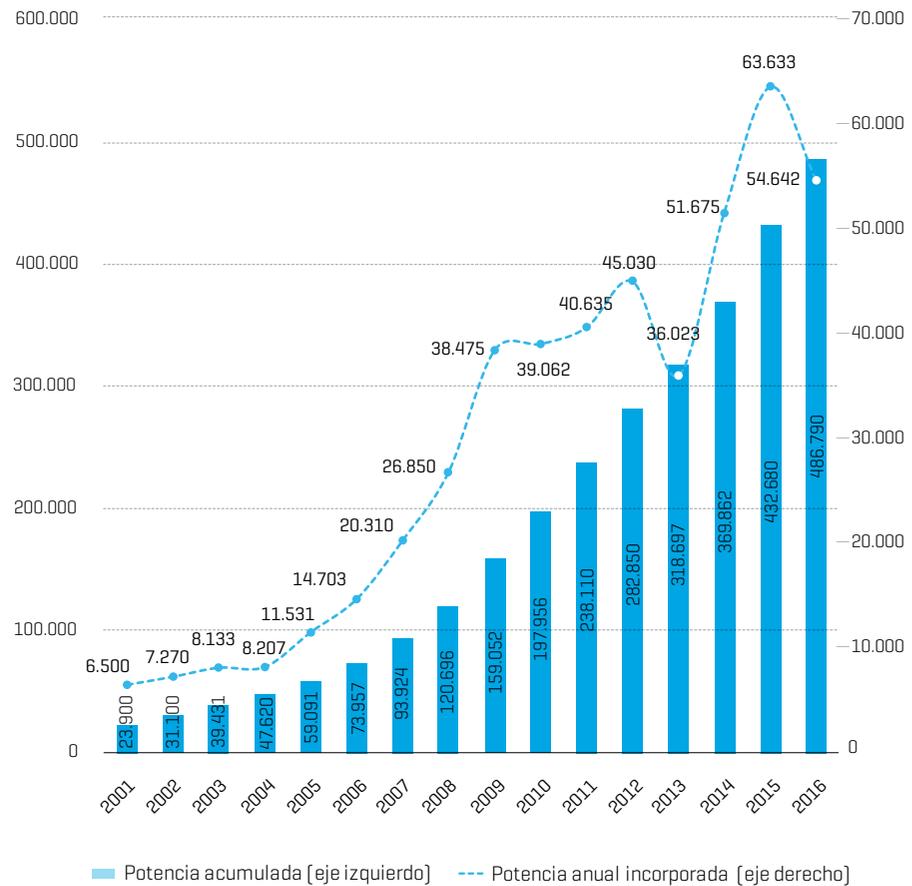
Este notable desarrollo, lejos de ser el resultado de esfuerzos espontáneos y aislados, fue un proceso que estuvo fuertemente apoyado desde el Estado en todos los países que hoy son los protagonistas tecnoproductivos del sector, a través de fuertes subsidios, de marcos regulatorios favorables y de otras condiciones que permitieron la sólida expansión de la actividad eólica. Con el ánimo de analizar la importancia de este sector en la actualidad, en este apartado se presentan los hechos estilizados a nivel global, a partir de la revisión de diversos estudios internacionales.

A tal fin, se consideran tres aspectos principales: en primer lugar, la penetración de la energía eólica a nivel mundial, los rasgos generales que presenta actualmente la actividad y las tendencias que están en la base de la curva de aprendizaje del sector; en segundo lugar, los diferentes segmentos que componen la actividad y los protagonistas principales en términos de empresas; y, en tercer lugar, las políticas públicas que han favorecido el avance del sector, con la focalización sobre algunos casos nacionales relevantes.

Un primer aspecto a considerar es el crecimiento exponencial de la potencia eólica instalada a lo largo del tiempo, especialmente en los últimos quince años, que representa a 2015 alrededor del 7% de la capacidad global de generación de energía. Tal como se indica en el gráfico 3, este imponente *stock* de potencia es el resultado, a su vez, de crecientes incorporaciones anuales de nueva potencia.

Desde un punto de vista geográfico, la potencia instalada está concentrada en diez países, tal como se observa en el cuadro 8. Cabe destacar que tres de ellos –China, India y

Gráfico 3 Potencia eólica nominal instalada acumulada y nuevas incorporaciones anuales en el mundo (2001-2016)
En MW



Fuente: Elaboración propia con base en GWEC (2017).

Brasil— son países en desarrollo y que, durante 2015, fue adicionado el récord de 64 GW, de los cuales 33 GW fueron adicionados solo por China—Brasil fue el cuarto país que más adicionó ese año, con 2,8 GW.

Cuadro 8 Diez principales países con potencia eólica instalada en el mundo

Potencia instalada acumulada [2001-2016]			Nueva potencia instalada en 2016		
País	MW	% del total	País	MW	% del total
China	168.732	35%	China	23.370	42%
Estados Unidos	82.184	17%	Estados Unidos	8.203	15%
Alemania	50.018	10%	Alemania	5.443	10%
India	28.700	6%	India	3.612	7%
España	23.074	5%	Brasil	2.014	4%
Reino Unido	14.543	3%	Francia	1.561	3%
Francia	12.066	2%	Turquía	1.387	3%
Canadá	11.900	2%	Holanda	887	2%
Brasil	10.740	2%	Reino Unido	736	1%
Italia	9.257	2%	Canadá	702	1%
Resto del mundo	75.576	16%	Resto del mundo	6.727	12%
Primeros diez	411.214	84%	Primeros diez	47.915	88%
Total	486.790	100%	Total	54.642	100%

Fuente: Elaboración propia con base en GWEC (2017).

Por otra parte, algunos países han experimentado un importante aumento en el grado de penetración de la energía eólica en su matriz energética, como puede observarse en el cuadro 9. Debe destacarse, sin embargo, que esto ha ocurrido en pocos países y el desafío para que esto se verifique está en la buena gestión de la red eléctrica, una tarea no menor considerando que suelen verificarse importantes dificultades una vez que la penetración de las renovables en la matriz supera el 15%.

Si se considera el bien de capital —el aerogenerador— como central en la cadena de valor, la tecnología más difundida hoy es la de eje horizontal con tres palas, y la capacidad

Cuadro 9 Penetración de la energía eólica en países miembros de la IEA [2010 y 2015]

País	Participación de la energía eólica sobre el total de la demanda (2015)	Demanda eléctrica nacional en TWh (2015)	Participación de la energía eólica sobre el total de la demanda (2010)	Incremento de la participación (2015-2010)
Dinamarca	42,0%	34	21,9%	92%
Portugal	23,0%	50	17%	35%
Irlanda	22,8%	29	10,5%	117%
España	19,5%	245	16,4%	19%
Alemania	14,7%	600	6,1%	141%
Suecia	12,2%	136	2,6%	369%
Reino Unido	11,9%	333	2,6%	358%
Austria	8,7%	60	3,0%	190%
Grecia	7,1%	51	4,0%	78%
Bélgica	6,7%	81	1,4%	379%
Holanda	6,3%	118	4,0%	58%
Estados Unidos	5,1%	3.725	2,3%	122%
Canadá	5,0%	575	1,8%	178%
Italia	4,6%	315	2,6%	77%
Francia	4,2%	476	-	-
China	3,3%	5.654	1,2%	175%
México	3,2%	286	0,6%	433%
Finlandia	2,8%	83	0,3%	833%
Noruega	1,9%	130	0,7%	171%
Japón	0,6%	954	0,4%	50%
Corea	0,2%	546	0,2%	0%
Suiza	0,2%	57	0,05%	300%
Total	4,8%	-	2,3%	109%

Fuente: IEA Wind (2016).

promedio actual es de 2-3 MW, si bien existen aerogeneradores que llegan a los 8 MW y cuyo rotor tiene un diámetro de 164 metros (wec, 2016). Los nuevos aerogeneradores que se van incorporando en la actualidad reflejan, entonces, el sendero de innovación que ha

venido recorriendo el sector, lo que da respuesta a los desafíos técnicos señalados anteriormente. Las principales tendencias observadas son:

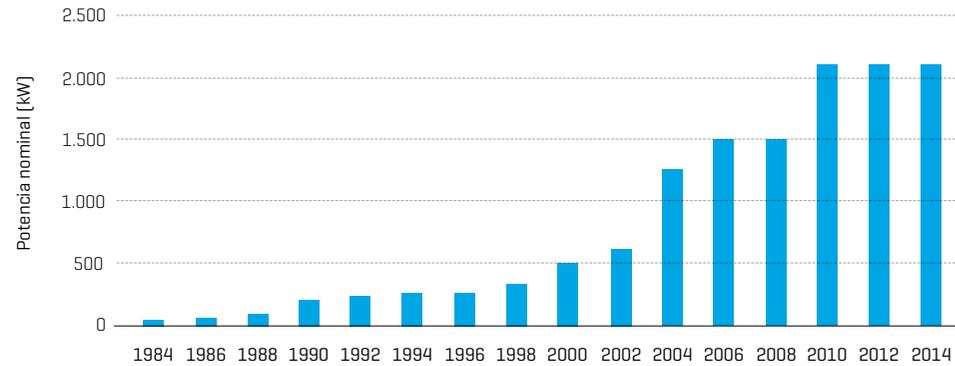
- › La potencia nominal promedio de los aerogeneradores es más alta.
- › Las torres son más elevadas.
- › El área de barrido de las palas es más grande.

En el gráfico 4 se observa la evolución a lo largo del tiempo de la potencia promedio de las turbinas eólicas en el mundo; mientras que en el gráfico 5 se puede constatar el progresivo aumento tanto del diámetro del rotor, que a su vez depende de la fabricación de palas cada vez más largas, como de la altura de la torre.

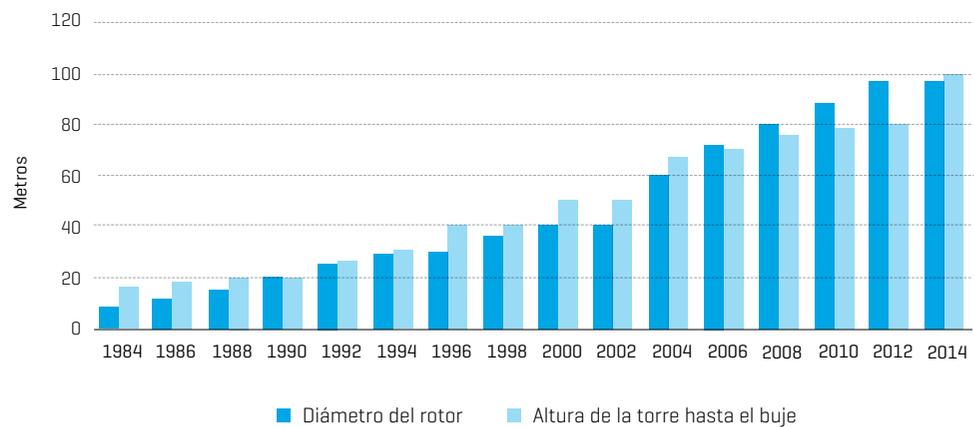
La curva de aprendizaje del sector eólico se ve reflejada en algunos indicadores inherentes a los costos de la actividad y su evolución a lo largo del tiempo. En el gráfico 6 se observa la reducción del costo de la energía por kWh (LCOE).¹⁵ El LCOE está influenciado por los costos de instalación y el factor de capacidad; mientras que el LCOE global del segmento *onshore* bajó desde 380 en 1983 hasta 70 US\$/MWh en 2015—si bien con grandes diferencias regionales—, el LCOE del segmento *offshore*, que en el 2001 era de 260 dólares, bajó hasta 196 US\$/MWh en 2015. En Estados Unidos, por ejemplo, el LCOE—medido en US\$/MWh—cayó desde 1980 a una tasa del 7% anual y, entre 2009 y 2013, a una tasa del 40% (Zayas *et al.*, 2015). Finalmente, en el cuadro 10 es posible tomar en cuenta las diferencias existentes, en cuanto a costos, entre un abanico seleccionado de países.

Cabe destacar que en el segmento *onshore* el aerogenerador constituye una parte muy importante de los costos de instalación, ya que puede significar, junto a la infraestructura eléctrica y el transporte, entre el 64% y el 84% de los costos totales. Por el contrario, en el segmento *offshore*, el aerogenerador tiene un peso menor: representa del 30% al 50% en el total de los costos de capital. Algunos factores que tienen fuerte impacto en los costos son, por ejemplo, la distancia de la costa, la profundidad de las aguas, las condiciones del suelo o el tamaño del proyecto. Estos elementos no siempre se mueven en la misma dirección: un sitio lejos de la costa conlleva mayores costos de O&M y en el sistema de transmisión, pero también estos costos pueden ser compensados en alguna medida por la mayor velocidad del viento. Los costos de conexión a la red son mayores en el segmento *offshore*, debido a la línea de transmisión de larga distancia que se necesita para conectarse a la red

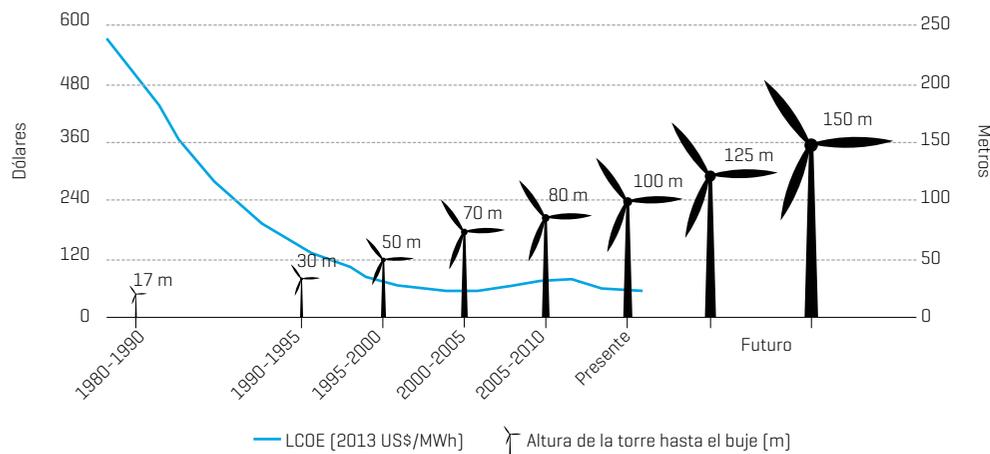
¹⁵ Costo normalizado de la energía (LCOE, por su sigla en inglés): concepto muy utilizado en los estudios internacionales sobre el sector para medir los costos de la generación de energía y su evolución; también sirve como indicador para comparar entre diferentes tecnologías.

Gráfico 4 Tendencia de la potencia nominal de los aerogeneradores [promedio]

Fuente: Hossain (2015).

Gráfico 5 Tendencia de la altura de las torres y del diámetro de los rotores [promedio]

Fuente: Hossain (2015).

Gráfico 6 Evolución del LCOE**En US\$/MWh**Fuente: Zayas *et al.* (2015).**Cuadro 10 Estimaciones de costos promedio de aerogeneradores y del total del proyecto en países que reportan a la IEA Wind (2015)**
En €/kW

País	Costo de la turbina	Costos totales de los proyectos
Alemania	-	1.246
Austria	-	1.850
Bélgica	1.251	1.686
China	639	1.327
España	935	1.320
Estados Unidos	965	1.550
Irlanda	900	1.650
Italia	-	1.500
Japón	1.660	2.280
Noruega	900	1.200
Portugal	1.308	1.635

Nota: Los costos totales incluyen: aerogeneradores, caminos, equipamiento eléctrico, instalación, desarrollo y conexión a la red.

Fuente: IEA Wind (2016).

eléctrica terrestre; por lo tanto, una opción para reducir los costos es usar una conexión de corriente directa de alta tensión. En el segmento *onshore*, la integración inteligente de la generación descentralizada en redes locales y regionales puede bajar sustancialmente los costos del sistema (WEC, 2016).

Segmentos del mercado y grandes jugadores

Un segundo aspecto a considerar es que dentro del sector eólico hay diferentes segmentos de mercado, cada uno de los cuales tiene su propia lógica y sus desafíos específicos. La potencia eólica instalada en todo el mundo a finales de 2015 estaba subdividida de la siguiente manera:

- › Turbinas pequeñas (50-200 kW): 1 GW, 800.000 turbinas
- › *Onshore*: 422 GW, 210.000 turbinas
- › *Offshore*: 12 GW, 4.000 turbinas

Como puede observarse, la desigual relación entre potencia instalada y número de turbinas usadas da la pauta de las importantes diferencias existentes entre estos tres segmentos, que suelen analizarse por separado, ya que difieren entre sí tanto respecto de las necesidades que buscan satisfacer y los desafíos que enfrentan, como en sus características tecnológicas y de mercado.

Las turbinas pequeñas generalmente requieren un costo de capital más elevado por kW y poseen menor eficiencia en relación con los grandes parques eólicos. Sin embargo, estas turbinas se adecúan muy bien a las áreas rurales o lejanas de la red donde suelen usarse costosos generadores diésel. Actualmente, en este segmento la tecnología predominante es la de turbinas de eje horizontal, que utilizan generadores magnéticos permanentes y de transmisión directa. En promedio, estas turbinas poseen un rotor con un área de barrido de menos de 200 m² y una altura de torre por debajo de los 30 m, y alcanzan una potencia de 50-100 kW. Este segmento se encuentra fuertemente concentrado en tres países: 40% en China, 30% en Estados Unidos y 15% en Gran Bretaña (IRENA, 2016).

A diferencia del segmento anterior, tanto en *onshore* como en *offshore* los aerogeneradores están colocados en parques eólicos y los parques más grandes del mundo —ubicados en China, India y Estados Unidos— pueden llegar a dimensiones de más de 1 GW de potencia

instalada. En el segmento *onshore*, si hasta la década de 2000 predominó la integración vertical en la fabricación de los aerogeneradores, a partir de 2006 el cambio del mercado hacia los países emergentes ha propiciado una mayor subcontratación de componentes a proveedores locales, ubicados en las regiones donde se localizan los parques eólicos, con una mayor facilidad para adaptar los diseños de los aerogeneradores a las necesidades locales. En este sentido, las góndolas y las torres, que son componentes de gran tamaño y peso, suelen producirse en el país donde está construido el parque eólico, mientras que las cajas multiplicadoras presentan un mercado muy concentrado y con altas barreras a la entrada, por lo cual los fabricantes de aerogeneradores suelen fabricarlo *in house* —o subcontratar a pocos proveedores altamente especializados—. Asimismo, los equipos de control de generadores y convertidores son piezas críticas del aerogenerador y requieren de altos niveles de precisión en su fabricación, por lo cual también suelen ser fabricados internamente —o subcontratar a algunos proveedores altamente especializados—. En cambio, actividades como la fundición, la forja, los rodamientos y otros componentes menores suelen ser subcontratados a múltiples proveedores que, en muchos casos, no trabajan solamente para la industria eólica.

La demanda para la instalación de nueva capacidad eólica se ha estancado en Europa en los últimos años, mientras que la demanda en los países emergentes es muy dinámica, sobre todo en China (Parrilli *et al.*, 2012). Actualmente, el avance del segmento *onshore* está ligado, por un lado, a la penetración de la energía eólica en los países en desarrollo y, por el otro, a las políticas de reposición que empezaron en Dinamarca y Alemania y luego se extendieron a Italia, España, Portugal, Gran Bretaña y Estados Unidos. Se estima que el reemplazo de turbinas viejas por nuevas va a ir creciendo en forma muy pronunciada con el pasar de los años, al poder sustituir un gran número de turbinas obsoletas con un número sensiblemente inferior de turbinas de mayor capacidad. Finalmente, uno de los impactos de la expansión del segmento *onshore* ha sido el impulso y el creciente fortalecimiento del segmento *offshore*, que aún está en sus comienzos y cuyos costos de inversión pueden ser de dos a tres veces más altos que en el segmento *onshore*.

En el segmento *offshore*, el recurso eólico es de mejor calidad, ya que en general la velocidad del viento mar adentro es superior respecto de la tierra y existen menos obstáculos

que generen fenómenos de turbulencia, por lo cual la energía eólica *offshore* es considerada más eficiente que la energía eólica *onshore*. Además, el segmento *offshore* representa una oportunidad para aquellos países en los que las superficies *onshore* con buenos vientos están próximas a agotarse –contribuyendo también a evitar o disminuir problemas socioambientales tales como la contaminación acústica y visual–. El primer parque eólico *offshore* fue instalado en 1991 en las costas de Dinamarca y actualmente la gran parte de la capacidad *offshore* está instalada en el norte de Europa –principalmente en Gran Bretaña–. En el cuadro 11 se indica el crecimiento de la capacidad instalada *offshore* en aquellos pocos países que hasta el momento han instalado parques eólicos en sus aguas territoriales.

Como puede verse, en apenas cuatro años –entre 2011 y 2015– la capacidad instalada *offshore* a nivel mundial se ha más que duplicado. La expansión de este segmento ha sido posible gracias a innovaciones como: el desarrollo de diseños de turbinas específicos para el segmento *offshore*, la construcción de embarcaciones hechas a medida para la instalación de turbinas *offshore*, el logro de equipamiento avanzado para la interconexión eléctrica. Sin embargo, el segmento *offshore* aún está en su etapa incipiente y la experimentación tecnológica es clave para su evolución; en efecto, una parte importante de los esfuerzos de innovación que realizan actualmente los grandes jugadores del sector a nivel global tiene por objetivo un mejor posicionamiento en ese segmento, cuyas perspectivas de crecimiento futuras son notables. Se espera que en los próximos años haya un intenso proceso de desarrollo de parques *offshore*, principalmente en el norte de Europa, en la costa este de Estados Unidos y en China.

Una vez analizados los tres segmentos que componen el sector eólico, otro aspecto a considerar es que lo que ha motorizado la expansión de la actividad a nivel global ha sido la consolidación de grandes empresas transnacionales fabricantes de turbinas, que suelen tener una fuerte presencia e incidencia a lo largo de la cadena de valor, sobre todo en los segmentos más relevantes del sector: *onshore* y *offshore*. En la actualidad, los grandes jugadores mundiales del empresariado son un puñado de firmas globalizadas, entre las que se destacan tanto empresas de países que fueron pioneros en el sector eólico, como *incumbents* pertenecientes a países en desarrollo, cuyo crecimiento vertiginoso está

Cuadro 11 Potencia eólica *offshore* instalada en países seleccionados (2011-2015)
En MW

País	2011	2012	2013	2014	2015	Variación 2011-2015
Reino Unido	1.838	2.679	3.653	4.502	5.098	177%
Alemania	188	268	508	1.037	3.295	1.653%
Dinamarca	871	920	1.271	1.271	1.271	46%
China	263	390	428	658	1.015	286%
Bélgica	197	381	708	712	712	261%
Holanda	228	228	228	228	357	57%
Suecia	163	163	211	211	211	29%
Japón	25	25	50	50	53	112%
Finlandia	26	26	26	27	27	4%
Irlanda	25	25	25	25	25	0%
España	0	0	0	5	5	No aplica
Corea	0	2	2	5	5	No aplica
Noruega	2	2	2	2	2	0%
Portugal	2	2	2	2	2	0%
Total	3.828	5.111	7.114	8.735	12.078	216%

Fuente: Elaboración propia con base en IEA Wind (2016).

fuertemente relacionado al desarrollo de sus respectivos mercados internos. En el cuadro 12 se indica el *ranking* de las empresas fabricantes de aerogeneradores más relevantes a nivel global.

El panorama corporativo es muy dinámico. Por ejemplo, a mediados de 2017 Siemens y Gamesa se han fusionado, lo que dio lugar al segundo grupo más importante del mundo en este rubro, detrás de la pionera Vestas. Debe remarcarse que el fabricante de aerogeneradores tiene una muy elevada capacidad para elegir a sus proveedores y, además, es quien conduce fundamentalmente las actividades de I+D a nivel global. Esto hace que “el

Cuadro 12 Participación mundial en el mercado de aerogeneradores de las diez empresas más grandes (2016)

Empresa	Participación
1. Vestas [Dinamarca]	16%
2. GE Wind [Estados Unidos]	12%
3. Goldwind [China]	12%
4. Gamesa [España]	8%
5. Enercon [Alemania]	7%
6. Siemens [Alemania]	6%
7. Nordex Acciona [Alemania]	5%
8. United Power [China]	4%
9. Envision [China]	4%
10. Mingyang [China]	4%
Otras	22%
Total	100%

Fuente: Elaboración propia con base en REN21 (2017).

tecnólogo”¹⁶ ocupe un rol fundamental en la cadena de valor y sea el nodo central y articulador esencial de un sistema de múltiples relaciones a escala mundial. Sin embargo, detrás de cada uno de estos grupos transnacionales, hay países que han decidido entrar con fuerza en el sector eólico, cada uno a partir de determinadas características contextuales e idiosincráticas.

El sector eólico, en comparación con otras energías renovables, es el más concentrado (solar biomasa). No obstante, los países en desarrollo pueden acceder a los equipos de generación a precios competitivos internacionalmente. El desafío es ingresar al mercado global de aerogeneradores donde los líderes de la industria no comparten sus tecnologías de punta por temor a crear competidores. Solo en dos países en desarrollo (China e India) han surgido en los últimos diez años empresas competitivas de envergadura (Barton, 2017).

¹⁶ En la jerga del sector, otro modo de denominar al fabricante de aerogeneradores que subraya el control tecnológico que ejerce este actor.

Políticas públicas y desarrollo del sector eólico a nivel global

Un elemento distintivo del desarrollo del sector es la fuerte participación del Estado de los países que hoy están en la frontera del conocimiento. La situación actual de la industria no se puede explicar ni entender sin repasar las políticas de fomento implementadas en estos países, donde se combinaron políticas de CTI con políticas productivas y energéticas.

Desde finales de los años setenta un número creciente de países ha impulsado el uso de la energía eólica. Los factores que estuvieron a la base de tales iniciativas fueron variando a lo largo del tiempo. Por ejemplo, en un primer momento tuvo un rol predominante la crisis del petróleo de los años setenta y el encarecimiento del precio de los combustibles fósiles, mientras que en los años ochenta y noventa la cuestión medioambiental tuvo una importancia central, con el escepticismo respecto de la energía nuclear o los avances logrados por el Protocolo de Kyoto. En los últimos años, especialmente a partir de los 2000, el costo de la energía eólica declinó en forma significativa de modo tal de poder competir con las fuentes energéticas no renovables.

Para lograr dichos objetivos, todos los países han implementado una amplia gama de medidas; con una mirada *ex post*, es posible identificar una serie de aspectos más generales que las enmarcan. Todos los países tuvieron que enfrentar los desafíos que derivan de cada uno de esos aspectos; a su vez, la respuesta ante tales desafíos ha sido clave para determinar el sendero trazado en el sector. En el cuadro 13 se enumeran dichos aspectos, que representan, desde un punto de vista analítico, condiciones estructurales útiles para evaluar las opciones políticas y regulatorias elegidas por un país.

Como puede verse, cada aspecto implica considerar diferentes dimensiones y articular diversas medidas de política pública que abarcan áreas muy disímiles entre sí. Por ejemplo:

- › El compromiso político se ha traducido, en algunos países, en la creación de un ministerio de energías renovables o en una agencia de energía *ad hoc*.
- › La búsqueda de consenso en las comunidades locales de algunos países se ha logrado otorgándoles importantes beneficios e incentivando su participación activa, incluso involucrándolas como inversoras.

- › El establecimiento de procedimientos claros relativos a permisos y emplazamientos ha posibilitado bajar los costos y reducir los potenciales conflictos entre las comunidades y las autoridades.
- › El acceso prioritario de la energía eólica a la red eléctrica es un punto que ha sido tomado en cuenta por casi todos los países y ha permitido garantizar que los proyectos efectivamente lograran la conexión y que los inversores recuperaran sus inversiones.
- › Respecto de la generación de valor local, en las primeras etapas prevalecieron incentivos fiscales y programas públicos de I+D, mientras que en un segundo momento, con una tecnología más madura, se combinaron incentivos de mercado y requerimientos de contenido local –el fomento de la industria local requiere, por un lado, competencia y precios razonables y, por el otro, una demanda doméstica lo suficientemente grande y estable para garantizar un consumo seguro de productos locales.

Cuadro 13 Condiciones estructurales para el desempeño político-regulatorio

Compromiso político-gubernamental	Existencia de objetivos nacionales (por ejemplo, el 2020 Renewable Energy Targets de la UE) para dar claridad y confianza a los inversores.
Seguridad jurídica y transparencia; permisos y procesos administrativos	El conjunto normativo de energía debe ser bien diseñado, comprendido e implementado para apuntalar la confianza de los inversores.
Estructura de precios clara y efectiva	Los inversores necesitan evaluar la viabilidad financiera de sus proyectos, en su entero ciclo de vida (20 años), lo cual requiere claridad sobre el aspecto remunerativo y la estabilidad de los mecanismos de precios.
Acceso prioritario y disponibilidad de conexión a la red	La integración de las energías renovables al sistema eléctrico es un aspecto crucial, ya que las demoras constituyen riesgos que afectan la viabilidad de los proyectos (capacidad del operador de la red de gestionar los requerimientos de conexión, el otorgamiento de puntos de conexión, las autorizaciones, la capacidad de inyectar energía al sistema).
Estrategia gubernamental para aumentar la conciencia pública y comunitaria	La falta de apoyo por parte de la comunidad, la ausencia de consultas públicas y bajos niveles de conciencia respecto de la tecnología pueden causar demoras y pérdidas económicas. Necesidad de promover esquemas <i>win-win</i> .
Estrategia de desarrollo industrial y de empleo	El desarrollo del sector eólico es una oportunidad de fomentar el desarrollo industrial local, lo cual requiere de medidas de apoyo tanto a la I+D pública y privada, y al segmento PYME como estrategias de formación y empleo.
Un sector financiero adecuado	La facilidad de acceso al capital y su costo son elementos clave para los proyectos. El gobierno puede introducir instrumentos de financiación que pueden servir para cubrir, en forma parcial o total, algunos aspectos de riesgo de la inversión, haciéndola más atractiva.

Fuente: IRENA (2013).

Cada uno de estos aspectos ha sido abordado de forma diferente en los países que protagonizaron la expansión del sector eólico a nivel mundial, donde llegaron a conformar infraestructuras regulatorias cuyo nivel de éxito fue variable (IRENA, 2013).¹⁷ Dinamarca, por ejemplo, ha mostrado un compromiso político de largo plazo con el cambio climático y la seguridad energética, y ha implementado una sólida estrategia industrial orientada a la exportación, con un esquema muy avanzado de permisos y emplazamientos y un acceso prioritario de la energía eólica a la red. Alemania también ha tenido un fuerte compromiso a lo largo del tiempo con las energías renovables y ha diseñado un sistema de precios claro; asimismo, ha sido muy activa en la financiación de I+D, ha orientado el crédito a través del sistema bancario local y ha priorizado el acceso de la energía eólica a la red –lo cual no impidió que se registrara una importante sobreproducción de energía eólica en los últimos años que no pudo ser absorbida por la red–. En Estados Unidos el apoyo al sector muestra una trayectoria más inestable respecto de los dos países anteriores –con una fuerte disminución a mediados de los ochenta y luego una fuerte recuperación después de los noventa–; y, si bien a partir de 2010 los estados subnacionales han comenzado a jugar un rol clave en la promoción del sector, existen aspectos a nivel federal que generan todavía algún grado de incertidumbre para los inversores. España posee un esquema regulatorio exitoso comparable al de Alemania y Dinamarca, en el que se destaca la política de apoyo a la industria con requerimientos de contenido local. Gran Bretaña ha apoyado al sector casi exclusivamente a través de mecanismos de mercado y, no obstante la fenomenal expansión del segmento *offshore*, se registran inconsistencias regionales a nivel regulatorio, sobre todo en cuanto a permisos y procedimientos administrativos. China se ha apoyado en una base industrial muy fuerte y sus capacidades manufactureras domésticas han crecido exponencialmente, aunque quedan por resolver varios aspectos inherentes a la red –por ejemplo, el procedimiento de autorizaciones a los puntos de conexión se vio fuertemente sobrepasado por la enorme demanda de los proyectos existentes, lo que generó un importante cuello de botella y una sobreproducción de energía eólica que no pudo ser absorbida por la red–. En el caso de Brasil, se destaca un marco regulatorio que mejora constantemente para garantizar la expansión de la actividad y el acceso a la red, y un papel significativo que ha tenido la disponibilidad de crédito –a través del Banco de Desarrollo de Brasil (BNDES)– no solo para la financiación de los proyectos sino también para la densificación de la cadena de valor local –requerimientos de contenido local.

¹⁷ En el Anexo II se presentan los factores clave para el desarrollo de la cadena eólica en Dinamarca, Alemania y España.

A partir de estos aspectos fundamentales, el *policy framework* es la articulación de medidas específicas que cada país ha realizado a lo largo del tiempo, es decir, la respuesta idiosincrática que cada país ha elaborado para el conjunto de los aspectos relevantes ya indicados. Vale la pena destacar la cercanía de los conceptos de *policy framework* y *policy mix* utilizados en este estudio. Las palabras *framework* y *mix* se refieren directa o indirectamente a la diversidad e integralidad de las políticas. Dicho en otros términos: para alcanzar un objetivo es necesario articular diferentes políticas respecto del objetivo en cuestión. Por ejemplo, por más que el sistema de precios sea una variable necesaria, no es suficiente para garantizar el desarrollo del sector eólico a largo plazo. Ambos conceptos, además, poseen una doble naturaleza temporal: son construcciones *ex post* –que reflejan el aprendizaje evolutivo– y pueden tener valor *ex ante*, en la medida en que sirven para (re)orientar el diseño de políticas públicas actuales o futuras. Un elemento diferenciador proviene de definir cuál es el objetivo ubicado en el centro del sistema de interrelaciones: el *policy framework* que emerge de la literatura se centra en la cuestión energética, mientras que el *policy mix* –que sustenta el presente documento– está enfocado en la CTI. Según la literatura consultada el aspecto energético-eólico tiene un valor intrínseco, pero aquí se trata de subrayar su valor instrumental y funcional respecto del SNI.

A continuación se analiza en detalle la evolución del sector eólico argentino de alta potencia, los cambios en las políticas a lo largo del tiempo y las implicancias que han tenido en el desarrollo tecnológico y la innovación local.

La energía eólica de alta potencia en la Argentina

En esta sección se presenta la evolución del sector eólico de alta potencia en la Argentina desde sus inicios a mediados de la década de 1990. Para esto se parte de un breve análisis de la evolución del mercado eléctrico en las últimas dos décadas, con énfasis en la participación de las energías renovables en general y de la eólica en particular en la matriz de generación. Luego se analiza el desarrollo del sector eólico en tres períodos, con el foco

puesto en los marcos regulatorios y el *policy mix*, las inversiones asociadas y los desarrollos productivos y tecnológicos locales registrados.

Evolución reciente del mercado eléctrico argentino

A lo largo de los últimos veinte años el sector eléctrico argentino se ha expandido fuertemente. En veinte años, la demanda total de electricidad se duplicó: pasó de 64,7 TWh en 1995 a 132,1 TWh en 2015. Se advierte una fuerte vinculación entre el crecimiento de la demanda eléctrica y la evolución del producto bruto interno (PBI),¹⁸ dado que en el país no se han registrado aún avances en pos de una mayor eficiencia energética que desacople el consumo energético del crecimiento económico. Más recientemente, al desagregar la demanda por tipo de usuario, desde 2004 se observa un aumento progresivo de la proporción correspondiente a la demanda residencial. A fines del 2010, la participación era: 38% residencial, 32% grandes usuarios industriales y de servicios, 26% uso comercial y 4% alumbrado público. Esto, en parte, se debe al incentivo asociado al precio subsidiado de la electricidad y al crecimiento del uso de distintos electrodomésticos –en especial de acondicionadores de aire– que consumen una gran cantidad de energía eléctrica (Margulis y Calabresi, 2015). Así es que el consumo per cápita se ha duplicado en los últimos 25 años (CADER, 2015).

La naturaleza propia del sector eléctrico, la necesidad de producir la cantidad de energía que se demanda en cada instante y la dificultad de su almacenaje exigen que la oferta de potencia instalada para la generación se expanda y acompañe la demanda. Al inicio del presente siglo, la Argentina contaba con un alto nivel de capacidad instalada ociosa producto de la crisis económica de 2001, que le permitió satisfacer hasta 2006 la creciente demanda de energía asociada a la recuperación económica sin necesidad de realizar nuevas incorporaciones de potencia ni inversiones significativas en el transporte mayorista y las redes de distribución.¹⁹ A partir de aquel año, la escasez de generación eléctrica provocó la aparición de los primeros racionamientos informales al sector productivo, y la potencia comenzó a aumentarse.

En lo que refiere a la oferta, la potencia instalada se incrementó a una tasa anual promedio acumulativa del 3,3% entre los extremos de la serie (cuadro 14). En ese período la

¹⁸ Véase Klitenik *et al.* (2009).

¹⁹ La demanda está altamente concentrada en la provincia de Buenos Aires, CABA, Córdoba, Santa Fe y Mendoza, que explican el 75% de la demanda total del país.

Cuadro 14 Potencia instalada conectada al MEM por tecnología [años seleccionados]
En MW

Fuente	1995	2005	2010	2015	Variación promedio anual acumulada
Térmica *	7.698	12.882	17.939	18.943	4,6%
Hidro	7.629	9.416	10.025	11.108	1,9%
Nuclear	1.005	1.005	1.018	1.010	0,0%
Eólica	0	0	28	187	No aplica
Solar	0	0	0	8	No aplica
Total	16.332	23.303	29.010	31.256	3,3%

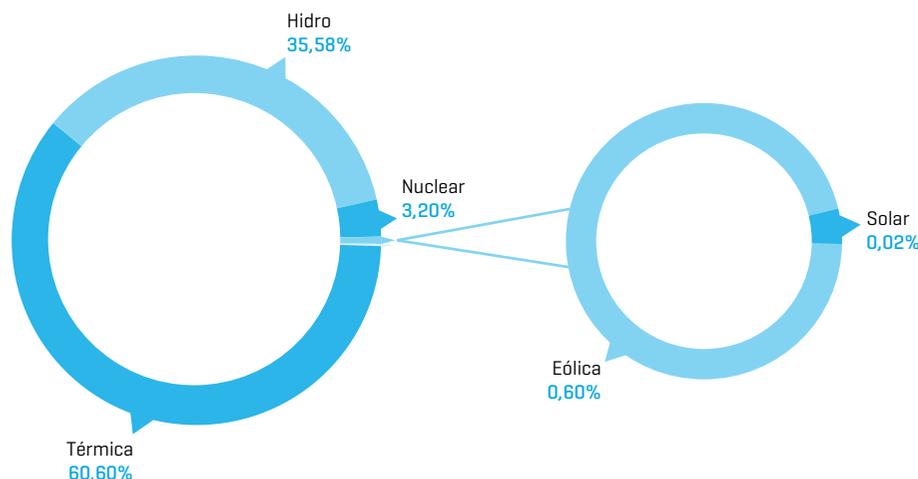
Notas: Potencia instalada = potencia efectiva de agentes generadores y cogeneradores con habilitación comercial al 31/12/2015 (MW). * Incluye turbo vapor, turbo gas, ciclo combinado y motores diésel.

Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA (varios años).

potencia se expandió en casi 14.000 MW, de los cuales tres cuartas partes fueron aportadas por fuentes térmicas, 23% por la generación hidroeléctrica –elevación de la cota de Yacyretá y la Central Hidroeléctrica Caracoles– y la energía eólica, que se sumó al sistema interconectado en 2008, aportó tan solo el 1% del total. El predominio de la tecnología de generación térmica se explica por sus menores costos iniciales de capital, plazos de obra más cortos y madurez en la tecnología. Dentro del parque térmico se incorporaron motores diésel correspondientes a los programas de contratación de potencia (distribuida y móviles) que permiten disponer de más de 1.400 MW en generadores, mayormente de un módulo de potencia del orden de 600 kW a 1.200 kW por unidad.

Tal como se desprende del gráfico 7, en 2015 la composición de la potencia instalada tenía un fuerte peso del parque térmico, que incluye varias centrales que son antiguas, caras e ineficientes. A modo ilustrativo, el parque turbo vapor incluye más de 2.000 MW –el 50% de la potencia de esa tecnología– con una edad superior a los cuarenta años desde su instalación; más del 75% ha superado su vida útil (CADER, 2015). Asimismo, la energía

Gráfico 7 Distribución de la potencia instalada en MW por tecnología [2015]
En porcentajes



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA (varios años).

térmica en general depende de hidrocarburos que son en parte importados, demandan divisas y afectan la balanza comercial. Por otra parte, las energías renovables no convencionales como la eólica y la solar tienen un peso relativo muy reducido.

La composición del parque generador se ve reflejada en la energía efectivamente generada e inyectada en el sistema. En los últimos veinte años la generación se incrementó a una tasa anual promedio acumulativa del 3,8% (cuadro 15). La mayor generación se explica en gran parte por el incremento de la generación térmica (81%). La energía hidráulica explica la quinta parte restante y se registra una disminución en la energía nuclear –respecto de 1995–. Las energías renovables no convencionales (eólica y solar) aportaron tan solo 608 GWh en 2015, es decir, menos del 2% del total (gráfico 8).

A modo de resumen, a lo largo de los últimos veinte años el mercado eléctrico registró una fuerte expansión, atendida principalmente por medio de fuentes de generación térmicas. Esta tendencia ha ido en el sentido opuesto a la transición energética descrita en la sección “Transición energética e innovación”. La baja diversificación de

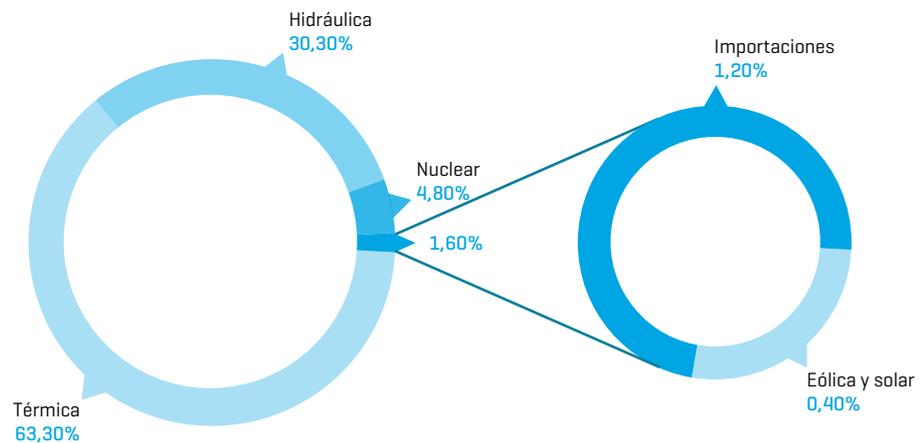
Cuadro 15 Generación de energía eléctrica vendida en el MEM por tecnología
[años seleccionados]
En GWh

Tecnología	1995	2005	2010	2015	Variación promedio anual acumulada
Térmica *	28.826	51.351	66.465	86.625	5,7%
Hidráulica	26.916	39.213	40.226	41.464	2,2%
Nuclear	7.066	6.374	6.692	6.519	-0,4%
Eólica y Solar	0	0	0	608	No aplica
Importaciones **	2.342	1.222	2.351	1.655	-1,7%
Total	65.151	98.160	115.734	136.871	3,8%

Notas: * Incluye: turbo vapor, turbo gas, ciclo combinado y motores diésel. ** No incluye importaciones de hidrocarburos utilizados en centrales de generación térmica.

Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA (varios años).

Gráfico 8 Composición de la generación de energía eléctrica en GWh por tecnología (2015)
En porcentajes



Fuente: Elaboración propia con base en CAMMESA (varios años).

esta matriz, junto a las necesidades de expansión de la capacidad de generación,²⁰ representa un gran desafío para el sector eléctrico en general y para el renovable en particular. Esto incluye no solo aumentar la capacidad de generación sino también la ampliación y el fortalecimiento de la infraestructura en la red de transporte. A pesar de los marcos regulatorios e intentos de políticas de fomento a lo largo de los últimos 25 años, las energías renovables no convencionales muestran una muy baja penetración en el sistema. En la siguiente sección se describe la evolución de la potencia eólica instalada y las modificaciones en el marco regulatorio a nivel nacional previo a la política actual.

La energía eólica en el país y su marco regulatorio hasta 2015

La Argentina tiene una larga tradición eólica y se estima que cuenta con más de 400 mil molinos para bombeo de agua emplazados en zonas rurales. Así también, en 1994 se instaló el primer parque eólico comercial, ubicado en Comodoro Rivadavia (Chubut). Las diferentes incorporaciones de potencia se dieron bajo marcos normativos diferentes. En tal sentido, a continuación se describen de manera conjunta las inversiones realizadas en el sector y los marcos regulatorios vigentes.

El desarrollo de las energías renovables en general y de la eólica en particular ha sido objeto de política pública. A grandes rasgos se identifican dos tipos de apoyo que son complementarios. El primero está orientado a estimular la generación de energía eólica, cuyos costos estaban por encima de tecnologías convencionales a través de diferentes mecanismos que hacen que la inversión sea rentable. Para eso se les asegura a los generadores un precio o una prima sobre el precio del mercado por un período determinado (*feed-in-tariff*) o se establece de modo compulsivo una cuota de producción o consumo que debe provenir de energías renovables. El éxito de estas políticas, diseñadas e implementadas en las carteras o ministerios de energía, redundan en el incremento de potencia de generación eólica disponible en el mercado y en una participación mayor de esta tecnología en la matriz energética.

²⁰ Se estima que para el año 2021 es necesario incorporar 900 MW por año para expandir el sistema y atender la demanda creciente e incorporar cerca de 2.000 MW para recuperar reserva y absorber la baja de equipamiento térmico obsoleto (CADER, 2015).

De modo complementario, aquellos países con mayor desarrollo relativo de la actividad eólica han acompañado estas políticas “no CTI” con políticas productivas y de desarrollo tecnológico estimulando la I+D+i en el sector. En estos casos son políticas de ciencia y técnica o industriales que apoyan al sector productivo para llevar adelante proyectos e investigaciones con ciertos riesgos asociados. En este sentido, existen muchos países que adoptaron regímenes de incentivos mixtos donde se combinan los instrumentos de incentivo del sector energético con los incentivos al área tecnológica e industrial, y desarrollar así la industria de bienes de capital que provee los equipos. Asimismo, en todos los casos, los incentivos económicos deben combinarse con adecuaciones a las regulaciones técnicas y operativas, de forma tal que se permita la integración a la red de la energía renovable en condiciones seguras y económicas. Tal como se verá más adelante, a lo largo de los últimos veinte años la Argentina ha utilizado diferentes modalidades de estos instrumentos sin que se haya prestado atención a la imprescindible coordinación entre ellos.

LEY N° 25.019/98

el primer régimen nacional de la energía eólica y solar fue introducido por la Ley N° 25.019/98. Con ese marco normativo se buscó promover la energía eólica y solar a través de dos mecanismos que luego se fueron manteniendo, aunque con modificaciones a lo largo del tiempo. En primer lugar, se estableció un sistema de tarifas reguladas (*feed-in tariffs*) que preveía el pago de una remuneración adicional por kWh de energía eólica y solar, generada y provista al mercado mayorista o a la prestación de servicios públicos. La ley estableció una remuneración adicional de 0,01 peso por kWh (10 pesos por MWh) de energía efectivamente generada por sistemas eólicos y durante quince años. En segundo lugar, las inversiones de capital destinadas a la instalación de centrales o equipos eólicos contaban con el beneficio impositivo de diferir el pago del impuesto al valor agregado (IVA) también por un período de quince años. Asimismo, la ley invitaba explícitamente a las provincias a adoptar un régimen de exenciones impositivas en sus respectivas jurisdicciones que complementara los incentivos provistos por el Estado nacional.

Con este marco normativo en vigencia, las incorporaciones de potencia eólica que se produjeron fueron relativamente modestas. Las escasas inversiones no se debieron exclusivamente

al marco normativo, por el contrario, estos resultados deben evaluarse teniendo en cuenta, entre otras cosas, el costo de la tecnología en esos años y la (in)disponibilidad de infraestructura para transportar la energía a generarse en los sitios con mayores volúmenes de recurso eólico hasta los centros de consumo masivo. La evidencia indica que entre 1994 y mediados de la década pasada –antes del cambio en el marco normativo de 2006– se habían instalado casi 28 MW de potencia en 45 aerogeneradores –potencia media de 0,63 MW– en cinco provincias (cuadro 16). A lo largo del tiempo se fueron instalando turbinas con mayor potencia; las dos primeras que se instalaron en 1994 eran de 0,25 MW y las últimas dos emplazadas en La Pampa, de 0,9 MW cada una. Los aerogeneradores se ubicaron en sitios con velocidades medias anuales superiores a los 7 m/s y registraron en promedio un factor de capacidad del 30% –y valores superiores al 40% en la Patagonia (Aguilar, 2014).

Esta oleada de inversiones estuvo compuesta mayormente por proyectos pequeños, operados por cooperativas eléctricas que abastecían a una red local cautiva de usuarios clientes de la cooperativa, que funcionaba como distribuidora local y vendía los excedentes a la red. En 2011 las cooperativas vendían a 7,5 centavos de dólar por kWh y enfrentaban costos de generación propio de alrededor de 6,7 centavos de dólar por kWh (Fernández, 2011). Salvo la inversión realizada por la Sociedad Cooperativa Popular de Comodoro Rivadavia, que instaló 24 aerogeneradores en el parque eólico Antonio Morán, el resto son instalaciones de 1 a 4 aerogeneradores de media potencia, que por su baja dimensión y destino local de la producción no son en sentido estricto parques eólicos. Por otra parte, se destaca que el parque de aerogeneradores instalado era enteramente importado de Dinamarca (43%), España (38%) y Alemania (19%).

En 1996, un grupo de I+D de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires fundó la Asociación Argentina de Energía Eólica. Esta organización sin fines de lucro ha ido acompañando los esfuerzos por promover la actividad a lo largo de los años a través de la investigación, la formación de recursos humanos, la divulgación y como representante del sector frente a las distintas administraciones y entidades. Como se verá luego, esta organización forma parte de una institucionalidad ligada a la actividad y es un activo dentro del sector que ayuda a explicar en parte la evolución de las políticas que se han venido implementando.

Cuadro 16 Principales características de la potencia eólica incorporada bajo el marco normativo de la Ley N° 25.019 (1998) o anterior

Provincia	Localidad	Puesta en servicio	Potencia [en MW]	N° de aerogeneradores	Propietario	Empresa fabricante	Origen
Chubut	Comodoro Rivadavia	Enero de 1994	0,5	2	PECORSA	Micon [hoy VESTAS]	Dinamarca
Neuquén	Cutral-Co	Octubre de 1994	0,4	1	COPELCO Cooperativa Ltda.	Micon [hoy VESTAS]	Dinamarca
Buenos Aires	Pehuen-Co	Febrero de 1995	0,4	1	Cooperativa eléctrica de Punta Alta	Micon [hoy VESTAS]	Dinamarca
Buenos Aires	Tandil	Mayo de 1995	0,8	2	Cretal Cooperativa Ltda.	Micon [hoy VESTAS]	Dinamarca
Chubut	Rada Tilly	Marzo de 1996	0,4	1	CO AGUA Cooperativa Ltda.	Micon [hoy VESTAS]	Dinamarca
Chubut	Comodoro Rivadavia	Septiembre de 1997	6	8	SCPI Comodoro Rivadavia	Micon [hoy VESTAS]	Dinamarca
Buenos Aires	Mayor Buratovich	Octubre de 1997	1,2	2	Cooperativa Eléctrica de M. Buratovich	AN Windenergie [hoy SIEMENS]	Alemania
Buenos Aires	Darregueira	Septiembre de 1997	0,75	1	Celda Cooperativa Ltda.	Micon [hoy VESTAS]	Dinamarca
Buenos Aires	Punta Alta [Bajo Hondo]	Diciembre de 1998	1,8	3	Cooperativa Eléctrica de Punta Alta	AN Windenergie [hoy SIEMENS]	Alemania
Buenos Aires	Claromecó	Diciembre de 1998	0,75	1	Cooperativa eléctrica de Claromecó	Micon [hoy VESTAS]	Dinamarca
Santa Cruz	Pico Truncado	Marzo de 2001	2,4	4	Municipalidad de Pico Truncado	ENERCON GmbH	Alemania
Chubut	Comodoro Rivadavia	Octubre de 2001	10,5	16	SCPI Comodoro Rivadavia	GAMESA	España
La Pampa	General Acha	Noviembre de 2002	1,8	2	COSEGALtda.	Micon [hoy VESTAS]	Dinamarca
Total			27,8	44			

Fuente: Elaboración propia con base en Fundación Bariloche (2009).

En líneas generales, los incentivos otorgados en el marco normativo nacional no lograron atraer una cantidad significativa de inversores, y la energía eólica mantuvo un rol marginal dentro de la generación eléctrica del país. La intervención estatal, al mantener altos subsidios al consumo de energía, erosionó la base de precios de mercado prevista con la tarifa regulada, lo cual derivó en un subsidio insignificante para las energías renovables y la consecuente inaplicabilidad de la política de promoción (Aguilar, 2014). También es cierto que sobre fines del siglo pasado, salvo contadas excepciones, el sector aún no se había desarrollado a nivel mundial, los costos de los equipos eran elevados y la industria no había entrado en su fase de expansión; es decir, el desarrollo de la tecnología era incipiente y experimental.

LEY N° 26.190/2006, DECRETO REGLAMENTARIO N° 562/2009 Y GENREN

Tal como se mencionó en la sección anterior, el crecimiento de la demanda de electricidad asociado a la recuperación económica de los primeros años del presente siglo fue satisfecho con capacidad instalada ociosa sin requerir nuevas inversiones. Entre otras iniciativas orientadas a incrementar la potencia instalada y diversificar la matriz energética, el gobierno nacional lanzó en el año 2005 el Plan Estratégico Nacional de Energía Eólica. Su objetivo principal era impulsar el desarrollo de infraestructura de generación eléctrica del país a partir de la energía eólica y promover la producción industrial argentina. El responsable de la coordinación del plan era el Centro Regional de Energía Eólica (CREE),²¹ mediante un convenio suscripto entre el Estado nacional y la provincia de Chubut, e incluía la confección de un mapa eólico nacional, acciones en pos del desarrollo de la industria eólica nacional, la adecuación de infraestructuras asociadas y la instalación de 300 MW de potencia en diversos puntos del territorio argentino para el año 2012 (Giralt, 2011).

A nivel legislativo, en 2006 se sancionó la Ley N° 26.190, que declara de interés nacional la generación de energía eléctrica con destino a la prestación de servicio público, a partir del uso de fuentes renovables. La nueva ley complementa a la anterior en tanto instaura un régimen de promoción a las demás fuentes renovables y establece como meta nacional que el 8% del consumo local de electricidad sea abastecido por energías renovables en el plazo de diez años a partir de la puesta en vigencia de la ley.²² El origen de esta meta puede

²¹ El CREE fue fundado en 1985 mediante un convenio entre la provincia de Chubut, la Universidad Nacional de la Patagonia y la Secretaría de Energía de la Nación. A partir de fines de 1990, el Centro depende exclusivamente de la provincia de Chubut y en la actualidad trabaja como ente consultor en el ámbito nacional e internacional.

²² La ley define este tipo de fuentes como "las fuentes de energía renovables no fósiles: energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás para la generación de energía eléctrica (art. 4)". Entre las hidráulicas se computan para la meta solamente las pequeñas plantas, ya que la Argentina superaría la meta del 8% si se incluyeran las grandes hidroeléctricas.

encontrarse en el compromiso no vinculante presentado por la Argentina ante la Conferencia Internacional sobre Energías Renovables realizada en Bonn en 2004 (Aguilar, 2014).

En lo que se refiere a energía eólica, las compensaciones previstas en la ley anterior resultaron insuficientes como estímulo (Giralt, 2011) y la nueva norma mantiene en parte los instrumentos de promoción ya instaurados, pero intenta hacerlos más atractivos. En primer lugar, conserva el sistema de tarifa regulada por un período de quince años aunque con una prima más elevada (15 pesos por MWh) y pago garantizado a través de un fondo creado específicamente para ese fin (Fondo Fiduciario de Energías Renovables). En segundo lugar, la ley propone, por un período de diez años, un régimen de inversiones para la construcción de obras destinadas a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables, que contempla diferentes beneficios impositivos (diferimiento del pago de IVA y amortización anticipada que impacta en el impuesto a las ganancias). Adicionalmente, en el marco del régimen de inversiones, se le da especial prioridad a los emprendimientos que favorezcan, cualitativa y cuantitativamente, la creación de empleo y que propongan una integración con bienes de capital de origen nacional.

Inicialmente el sistema de incentivos propuesto no prosperó. En primer lugar, la reglamentación de la ley se realizó en mayo de 2009 –casi treinta meses después de su sanción–, lo que provocó un vacío de regulación e impidió que las posibles inversiones pudieran concretarse (Giralt, 2011). En segundo lugar, la prima fijada era un incentivo insuficiente para cubrir la brecha entre el precio *spot* de mercado y el costo medio total de generación eólica.²³

En 2009, la reglamentación de la ley por medio del Decreto N° 562/09 le da un nuevo impulso a la actividad. Además de explicitar los incentivos del régimen promocional de inversiones, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, le instruye a ENARSA (Energía Argentina S.A.) a que suscriba contratos de abastecimiento para el Mercado Eléctrico Mayorista. La empresa estatal se comprometía a comprar y entregar a Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) toda la energía que se generara a partir de las fuentes incorporadas a través de esta iniciativa, y el Estado se comprometía a garantizar las operaciones entre los generadores y el MEM a un precio constante en dólares por un lapso de quince años.

²³ Giralt (2011) estima que el precio de la energía en el mercado *spot* argentino más la prima fijada por la Ley N° 26.190 daba un valor de 40 dólares por MWh, muy por debajo de los costos de generación de la tecnología, lo que hacía económicamente inviable cualquier inversión.

Esto se hizo operativo en 2009 a través de una licitación pública de ENARSA en el marco de lo que se pasó a denominar Programa GENREN (Generación Eléctrica a partir de Fuentes Renovables). El llamado a licitación tenía como objetivo avanzar hacia el logro de la meta del 8% del consumo total de energías renovables antes de 2016. La potencia total licitada fue de 1.015 MW, de los cuales 500 MW eran de energía eólica. El sistema propuesto fue el de subastas, por el cual a las ofertas más convenientes en cuanto a precio por MWh y que cumplieran con los requisitos técnicos especificados en la licitación se les adjudicaría un contrato de compra de toda la energía producida por un período de quince años. Las centrales debían ser instaladas en el sistema interconectado y los módulos en conjunto debían tener una potencia de 1 a 50 MW.

Uno de los puntos importantes para la evaluación de las ofertas fue que los equipos y materiales que formaran parte de las centrales generadoras fueran mayormente fabricados o ensamblados en el país, conforme a los criterios del régimen de Compre Trabajo Argentino. Para esto se dispuso que la Asociación de Industriales Metalúrgicos de la República Argentina (ADIMRA) evaluara el componente nacional y fiscalizara su cumplimiento. El incumplimiento del porcentaje del componente local de la obra era plausible de una penalidad de 50 mil dólares por cada MW ofertado, multiplicado por el porcentaje de desviación. Asimismo, se disponía que el incumplimiento en términos de la entrada en operación comercial de la central (habilitación) estuviera penado con mil dólares diarios por MW de potencia contratada. Los excedentes de energía eléctrica entregados por sobre la energía comprometida eran comercializados en el mercado *spot* y remunerados conforme a los procedimientos de dicho mercado. A esos efectos, el generador debía declarar sus costos variables de producción (Giralt, 2011). El acceso al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) estaba garantizado, y las obras de ingeniería necesarias para la conexión al nodo de dicho sistema quedaban a cargo de los inversores.

El GENREN venía a resolver la no atractividad de la prima precio ofrecida por la Ley N° 26.190, que ofrecía precios en dólares garantizados por quince años. Esto minimizaba los riesgos de la volatilidad de los precios de la energía, en un mercado marcadamente dependiente de los precios de los combustibles. Los fondos para comprar esta energía surgían de dos fuentes: del Fondo Fiduciario de Energías Renovables creado por la Ley N° 26.190 y del

Fondo de Garantía creado específicamente para el GENREN. El primer fondo surge del propio MEM, a través de un recargo asignado al precio de la energía por kWh sobre las tarifas que pagan las empresas distribuidoras y los grandes usuarios compradores de la energía al MEM. El segundo surge como consecuencia de la renuncia que hacen los generadores y titulares de las instalaciones a los derechos de comercialización de los certificados de energía renovable (CER), los cuales son cedidos a ENARSA para la afectación al fondo.²⁴

Los resultados obtenidos en la licitación del año 2009 en términos de potencia ofertada fueron satisfactorios. Sobre 500 MW licitados en energía eólica, hubo una oferta de 1.000 MW y se aprobaron 17 proyectos por un total de 754 MW de potencia instalada en las provincias de Chubut y Buenos Aires (cuadro 17). Esto implica que se aprobó una potencia 50% superior a lo licitado en eólica. Los precios pautados en los 17 proyectos seleccionados iban de 121 dólares por MWh a 134 dólares por MWh (promedio ponderado de 126 dólares por MWh). Dado que había criterios de prioridad para la adjudicación de los proyectos que contaran con equipos mayormente fabricados o ensamblados en el país, quedaron favorecidos en la adjudicación proyectos cuyos promotores eran fabricantes locales de equipos, por lo cual se logró –al menos en la fase de aprobación– el objetivo de promover la industria local y el desarrollo de las economías regionales.

Sin embargo, del total aprobado en la licitación solo se concretaron, hasta marzo de 2018, el parque eólico de Rawson –que inició operaciones en diciembre de 2011– y el parque eólico Loma Blanca IV –cuyas operaciones comenzaron en julio de 2013–. Tal como se verá más adelante, hay diez parques (445 MW) que iniciaron e interrumpieron sus obras, y en junio de 2017 firmaron contrato de venta de energía con CAMMESA en el marco del nuevo marco regulatorio que habilita a las empresas adjudicatarias del GENREN a celebrar contratos a un precio de 71 dólares el MWh.²⁵ Finalmente, se contabilizaron cuatro parques (180 MW) sobre los que, a marzo de 2018, no había información si serían reflotados.

En el cuadro 18 se presenta el total de inversiones de potencia eólica efectivamente realizadas bajo el marco normativo de la Ley N° 26.190 y el Programa GENREN. El primer dato llamativo es que desde noviembre de 2002 hasta agosto de 2008 –cuando se concreta la instalación de un aerogenerador para suministrar electricidad a un emprendimiento minero en la provincia de San Juan– no se incorporó potencia eólica de alta potencia. Luego,

²⁴ Una empresa que busque mejorar su desempeño ambiental puede hacerlo de modo directo implementando cambios productivos que reduzcan sus emisiones, o de modo indirecto comprando CER. Estos últimos cuantifican las toneladas de GEI que no fueron emitidas por haber generado electricidad a partir de recursos renovables en lugar de combustibles fósiles. Así, quienes generan electricidad a partir de estas fuentes pueden vender estos atributos en el mercado, y se emite un CER por cada MWh de energía renovable que se produce. En este sentido, como los CER son cedidos a ENARSA, la electricidad que venden ya no se considera como energía renovable –ya que queda despojada de este atributo– y quien la compre no puede contabilizarla como renovable o producida sin emisiones.

²⁵ Esto se desarrolla con más detalle en la sección acerca del Programa RenovAr.

Cuadro 17 Estado de situación de los proyectos aprobados por el Programa GENREN (marzo 2018)

Provincia	Nombre del parque	Potencia ofertada [en MW]	Empresa oferente	Estado de situación
Chubut	Rawson 1	50	Genneia S.A.	En operación
Chubut	Rawson 2	30	Genneia S.A.	En operación
Chubut	Madryn 1	50	Genneia S.A.	Con contrato de compra de energía firmado en 2017*
Chubut	Madryn 2	50	Genneia S.A.	Con contrato de compra de energía firmado en 2017*
Chubut	Madryn Sur	50	Genneia S.A.	Con contrato de compra de energía firmado en 2017*
Chubut	Madryn Oeste	20	Genneia S.A.	Con contrato de compra de energía firmado en 2017*
Chubut	Madryn Norte	50	Genneia S.A.	Con contrato de compra de energía firmado en 2017*
Chubut	Loma Blanca I	50	Goldwind **	Con contrato de compra de energía firmado en 2017*
Chubut	Loma Blanca II	50	Goldwind **	Con contrato de compra de energía firmado en 2017*
Chubut	Loma Blanca III	50	Goldwind **	Con contrato de compra de energía firmado en 2017*
Chubut	Loma Blanca IV	50	Goldwind **	En operación
Chubut	Malaspina I	50	Ficus Capital [compró a IMPSA S.A.] ***	Con contrato de compra de energía firmado en 2017*
Chubut	Malaspina II	30	Ficus Capital [compró a IMPSA S.A.] ***	Sin información
Chubut	KoluelKaike I	50	Ficus Capital [compró a IMPSA S.A.] ***	Sin información
Chubut	KoluelKaike II	25	Ficus Capital [compró a IMPSA S.A.] ***	Con contrato de compra de energía firmado en 2017*
Buenos Aires	Tres Picos I	49,5	Sogestic S.A.	Sin información
Buenos Aires	Tres Picos II	49,5	Sogestic S.A.	Sin información
	Total	754		

Notas: * Estos parques habían iniciado e interrumpido las obras y en junio de 2017 firmaron contrato de compra de energía con CAMMESA en el marco de la Resolución N° 202, que habilita a las empresas que habían sido adjudicatarias del GENREN a celebrar contratos a un precio de 71 dólares el MWh. ** El proyecto de parque era originariamente propiedad de la UTE española formada por ISOLUX Ingeniería S.A. e Isolux Corsán Argentina S.A. En octubre de 2016 vende los derechos a Sidelí S.A. y Sidsel S.A., sociedades con actividad financiera e inversora que venden el proyecto meses después a la empresa china Goldwind. *** IMPSA S.A. vendió estas empresas unos días antes de firmar los contratos de venta de energía con CAMMESA, como parte de un proceso de reestructuración de su pasivo.

Fuente: Elaboración propia con base en información del Programa GENREN.

Cuadro 18 Principales características de la potencia eólica incorporada bajo el marco normativo de la Ley N° 26.190 y el Programa GENREN

Provincia	Localidad	Puesta en servicio	Potencia [en MW]	N° de aerogeneradores	Propietario	Empresa fabricante	Origen
San Juan	Veladero	Agosto de 2008	2	1	Barrick	DeWind AG	Alemania
Chubut	El Tordillo	Noviembre de 2009	3	2	ENARSA [80%] y gobierno de Chubut [20%]	NRG	Argentina
Buenos Aires	Necochea	Diciembre de 2010	0,3	1	Sea Energy S.A.	Micon (hoy Vestas)	Dinamarca
La Rioja	Arauco I	Febrero de 2011	25,2	12	Gobierno de La Rioja [75%] y ENARSA [25%]	IMPISA	Argentina
Chubut	Yacimiento Diadema	Diciembre de 2011	6,3	7	Hychico S.A.	Gamesa	España
Chubut	Rawson	Diciembre de 2011	48,6	27	Genneia S.A.	Vestas	Dinamarca
Chubut	Rawson	Diciembre de 2011	28,8	16	Genneia S.A.	Vestas	Dinamarca
Chubut	Loma Blanca IV	Julio de 2013	51	17	Isolux Corsán S.A.	Alstom	Francia
La Rioja	Arauco II	Febrero de 2014	25,2	12	Gobierno de La Rioja [75%] y ENARSA [25%]	IMPISA	Argentina
Santiago del Estero	El Jume	Octubre de 2015	8	4	Energía Santiago del Estero S.A.	IMPISA	Argentina
Total			198,4	99			
GENREN			128,4	60			
NO GENREN			70,0	39			

Nota: Los parques en negritas son los proyectos aprobados en el marco del Programa GENREN.

Fuente: Elaboración propia con base en CADER (2015 y 2017) y Agüero (2017)

se desprende que las inversiones reales que se dieron a partir de la licitación GENREN ascendieron a 128,5 MW, tan solo el 17% del total aprobado. Sin embargo, como contrapartida se registraron otras inversiones no contempladas en el Programa de 70 MW y donde hubo una importante participación del Estado nacional a través de ENARSA y de los

estados provinciales. Entre estas se destaca el Parque Arauco en La Rioja (50,4 MW), el Jume en Santiago del Estero (8 MW) y yacimiento El Tordillo en Chubut (3 MW); los dos primeros con tecnología nacional IMPSA y el último con tecnología nacional NRC. Estas últimas se dieron a partir de una nueva Resolución N° 108/2011 de la Secretaría de Energía que habilitó a CAMMESA a contraer nuevos contratos de abastecimiento.

Hay varios rasgos que diferencian esta segunda oleada de inversiones de la anterior. En primer lugar, salvo el mencionado caso de Barrick, que produce energía para la mina de Veladero, se trata de parques conectados al SADI y en condiciones de vender al MEM. En segundo lugar, el tamaño medio de los proyectos y la potencia media de los aerogeneradores es superior al registrado previamente: el tamaño medio de turbinas es de 1,75 MW –tres veces más grande que las turbinas instaladas en la oleada previa– y el tamaño medio de los parques es de 20 MW y hay diez aerogeneradores por parque. En tercer lugar, surge como novedad la fabricación nacional de aerogeneradores por parte de NRC e IMPSA: la fabricación nacional explica el 30% de la nueva potencia instalada en esos años (61,4 MW y treinta aerogeneradores) y poco más que duplica la potencia instalada hasta antes de 2002; el resto provino de Dinamarca (39%), Francia (26%), España (3%) y Alemania (1%). En cuarto lugar, los precios pautados estaban muy por encima de los precios internacionales –Parque Arauco firmó contratos por 126,5 dólares por MWh.

En este período se desarrollaron dos fabricantes nacionales, IMPSA Wind y NRC Patagonia, con el apoyo indirecto de la empresa estatal nacional ENARSA –creada en 2004–. Esta nueva empresa, además de participar activamente en el Programa GENREN, colaboró en la formación de dos empresas, en sociedad con los gobiernos provinciales que instalaron equipos nacionales. En primer lugar, en sociedad con el gobierno de Chubut se creó la firma Vientos de Patagonia I, que instaló dos equipos NRC en las cercanías de Comodoro Rivadavia con el objeto de fomentar la fabricación local de equipamiento eólico.²⁶ En segundo lugar, se creó el fabricante nacional de mayor envergadura: IMPSA S.A. La división eólica de la firma (IMPSA Wind) surgió a partir de las sinergias de la unidad de negocio hidroeléctrica (IMPSA Hydro) que aportó el conocimiento original de mecánica de fluidos y de generadores sincrónicos, IMPSA Port System, que aportó el *know-how* de manejo de estructuras de gran altura y conversión de frecuencia, y de ICSA (sistemas de control), que

²⁶ El parque eólico El Tordillo está ubicado a 40 km al oeste de Comodoro Rivadavia, y comenzó a generar energía con la puesta en marcha del aerogenerador NRCP 64-1,5 MW, diseñado y construido especialmente para los vientos Clase I + "S" de acuerdo a las normas internacionales IEC 61400. Véase <nrgpatagonia.com/proyectos/eltordillo>.

aportó conocimiento en automatización. La empresa se lanzó a desarrollar esta actividad en el segmento de fabricación de equipos y en el de desarrollo y gestión de parques eólicos, con operaciones en varios países de la región de manera simultánea. Tal como se verá más adelante, esta estrategia no logró el éxito esperado y la situación financiera de la empresa puso al *management* en manos de bancos acreedores, quienes vendieron parte de los activos de la empresa, cerraron el área de fabricación de equipos y se focalizaron en el negocio de la gestión y el desarrollo de parques.

Si bien IMPSA venía siguiendo la evolución del sector eólico desde los años ochenta, es en 1998 que inicia estudios sobre materiales compuestos y a principios de 2003 comienza con el desarrollo de tecnología propia. Los primeros aerogeneradores producidos y comercializados fueron con tecnología de VENSYS, una empresa pionera en el desarrollo de aerogeneradores de transmisión directa. Estos aerogeneradores tienen potencia de 1,5 MW, altura de torre que va de 65 a 100 m, diámetro de rotor de 70 a 82 m y velocidad de supervivencia entre 52 y 60 m/s.²⁷ La experiencia adquirida en la fabricación de aerogeneradores de tecnología alemana y las inversiones en I+D propias –80 millones de dólares en diez años– (Guiñazú Fader, 2015) resultaron en un diseño propio (UNIPOWER®).²⁸ Este desarrollo logró alcanzar la cuarta generación y una potencia nominal máxima de 2,1 MW, altura máxima de 120 m, diámetro de rotor de 103 m y velocidad máxima de supervivencia de 70 m/s. Como rasgo distintivo, los aerogeneradores de IMPSA Wind son síncronos de imanes permanentes y turbina acoplada directamente al generador. Esta configuración evita la caja multiplicadora de velocidad, una pieza vital de alta complejidad presente en equipos con generadores asíncronos. IMPSA Wind se posicionó en el mercado como un proveedor de soluciones totales. Para esto ofrecía soporte a las tareas de desarrollo de proyectos de parque eólicos, diseño y fabricación de aerogeneradores de última generación, y venta de parques eólicos bajo la modalidad “llave en mano”.

Un hito importante para IMPSA Wind fue su instalación en Brasil en el año 2008. En este país se crearon dos subsidiarias: la Wind Power Energy, dedicada al negocio de desarrollo y fabricación de aerogeneradores; y en Suape, estado de Pernambuco, una fábrica para producir los aerogeneradores con licencia alemana. Se invirtieron 150 millones de dólares y se construyeron 29.000 m² (Guiñazú Fader, 2015) para cumplir con el 60% de contenido

²⁷ Véase <impsa.com/es/descargas/WIND/VENSYS.pdf>.

²⁸ Véase <impsa.com/es/descargas/WIND/UNIPOWER.pdf>.

nacional mandatorio y competir en licitaciones en ese país. Para ello, IMPSA Wind obtuvo financiamiento del Banco Interamericano de Desarrollo y del BNDES.²⁹ También en Brasil se realizó parte de la I+D necesaria para el aerogenerador propio UNIPOWER® con asistencia financiera de la Financiadora de Inovação e Pesquisa (FINEP).³⁰

En segundo lugar, el grupo creó la firma Energimp, dedicada al desarrollo y la gestión de parques eólicos. Esta empresa instaló varios parques eólicos en el marco del Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), y Wind Power Energy logró que le adjudicaran 450 MW eólicos en el año 2010 en una licitación realizada por la Agência Nacional de Energia Elétrica de Brasil.³¹

En el caso de la Argentina, IMPSA acondicionó una vieja fábrica en Mendoza para fabricar los aerogeneradores de 2,1 MW de desarrollo propio (cuadro 19). En esa fábrica también se hicieron prototipos de palas –que finalmente no llegaron a ser comercializadas, ya que presentaban problemas de funcionamiento– y se fabricaron los aerogeneradores instalados en el país. Resulta interesante señalar que IMPSA aprende de la tecnología de Brasil para luego aplicar en la Argentina con desarrollo propio.

Adicionalmente, IMPSA también ganó licitaciones para la realización de cuatro parques eólicos en Maldonado y Lavalleja (Uruguay)³² y comenzó la construcción de un parque eólico en La Guajira (Venezuela) de 75,6 MW, que el gobierno de dicho país incumplió en pagar.³³ La cantidad y diversidad de operaciones en las que se involucró la empresa multinacional argentina reflejan que tuvo las capacidades tecnológicas y productivas para poner en marcha un sendero de desarrollo propio. Sin embargo, la firma enfrentó problemas financieros que no pudo solventar y la obligaron a entrar en concurso preventivo, ceder el 65% de las acciones y reemplazar a su CEO. No queda claro en qué medida la falta de financiamiento paralizó la parte productiva (incumplimiento del gobierno venezolano y de contratos en Brasil) o si en verdad algunos problemas tecnológicos que se habían manifestado en ciertos equipos terminaron impactando en la capacidad financiera de la empresa. Independientemente de la respuesta, lo concreto es que el sendero de desarrollo que venía transitando se vio interrumpido y dejó a IMPSA sin capacidad técnica ni financiera para participar como proveedora de equipos en el marco regulatorio que se iba a implementar a partir de 2016 en la Argentina.

²⁹ Véase <iadb.org/es/noticias/comunicados-de-prensa/2011-11-17/inversion-de-impesa-en-energia-eolica-en-brasil-uruguay%2C9683.html>.

³⁰ FINEP es la empresa brasilera de innovación e investigación que financia proyectos de I+D+i. Véase <finep.gov.br>.

³¹ Véase <ewind.com/2010/09/01/la-eolica-impesa-suministrara-aerogeneradores-a-brasil-450-mw/>.

³² Véase <elobservador.com.uy/default-impesa-jaquea-cuatro-proyectos-eolicos-uruguay-n287910>.

³³ Véanse <5dias.com.py/empresa-argentina-enva-a-venezuela-equipos-eolicos-para-obra-de-us200m/> y <iprofesional.com/notas/256919-bonos-deuda-acciones-bancos-produccion-obligaciones-negociables-fideicomiso-industrias-Un-peso-pesado-en-venta-Pescarmona-reduce-65-la-euda-de-IMPESA-y-busca-comprador-para-su-holding?page_y=0>.

Cuadro 19 Principales hitos en el desarrollo y la fabricación de aerogeneradores tecnología IMPSA en la Argentina [años seleccionados]

Año	Cantidad	Modelo / Potencia	Localización
2005	1	IWP-58 / 1 MW	Comodoro Rivadavia
2008	1	IWP-70 / 1.5 MW	El Tordillo
2010	1	IWP-83 / 2 MW Versión 0	La Rioja [Arauco I]
2011	11	IWP-83 / 2MW Versión 1	La Rioja [Arauco II]
2013	24	IWP-83 / 2MW Versión 2	La Rioja [Arauco III]
2014/2015	31	IWP-100/ 2MW Versión 3	Cerro Chato El Jume
2016	26	IWP-100/ 2MW Versión 4	La Rioja [Arauco IV]

Fuente: Elaboración propia con base en Guiñazú Fader (2015).

De acuerdo a CADER (2015), hay varios factores que explican el poco éxito de la penetración de la energía eólica en el país:

- › Las inversiones en capacidad de generación de energía eólica requieren fuertes desembolsos iniciales para las obras de infraestructura y compra de equipos; asimismo, han existido dificultades de acceso a fuentes y mecanismos de financiamiento adecuados a nivel nacional.
- › En sintonía con lo anterior, no se constituyó el Fondo Fiduciario de Energías Renovables establecidos en las leyes N^{os} 25.019 y 26.190, lo que resta certidumbre de cobro de la energía generada y vendida al sistema.
- › Ha sido dificultoso girar divisas al exterior para el pago de servicios financieros y beneficios a los inversores de capital.
- › Ha habido un régimen de aranceles para la importación, establecidos como modo de incentivar la industria nacional, pero que desincentiva la importación de equipos y repuestos.
- › Se han estipulado períodos contractuales de quince años, cuando en otros países de la región y del mundo se consideran veinte años.

Todos estos factores están referidos al marco macro institucional y ninguno hace referencia a la falta de recursos ni a los cuellos de botella tecnológicos en el país.

Políticas por el lado de la demanda: el caso del FONARSEC

Una de las iniciativas más relevantes para el sector eólico es representada por la convocatoria “FITS 2013 Energía - Desarrollo y fabricación de aerogeneradores de alta potencia”, abierta en 2013 por la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica, a través del FONARSEC.

El FITS es un instrumento creado en 2010 que compendia tres cambios conceptuales en las políticas de CTI, consolidadas a través del Plan Argentina Innovadora 2020. En primer lugar, un mayor énfasis a una lógica de intervención sistémica de impulso a la innovación; en segundo lugar, la priorización de modalidades de apoyo con eje en formas asociativas de distinto tipo (consorcios público-privados) por encima de aquellas dirigidas a agentes (firmas o instituciones) individuales; en tercer lugar, la profundización del viraje desde políticas horizontales hacia políticas más focalizadas que habían comenzado a producirse en los años previos.³⁴ Por otro lado, los cuellos de botella de índole tecnológico-productiva se relacionan, en gran parte, con la falta de financiamiento; en este sentido, el Ministerio de Ciencia trató de dar una respuesta a través de este instrumento con elementos de compras públicas precompetitivas (véase cuadro 3).³⁵ Los fondos buscaban canalizar recursos a proyectos de innovación tecnológica de alto impacto en cinco sectores: Agroindustria, Energía, Salud, Desarrollo Social, y Ambiente y Cambio Climático. El objetivo de los FITS es “desarrollar capacidades de generación e incorporación de innovación tecnológica en sectores estratégicos de la economía y la sociedad argentina, mediante el financiamiento de proyectos de alto impacto socio-productivo que permitan dar respuesta a problemas relevantes” en los sectores mencionados (Ministerio de Ciencia, 2010). Para ello, se ofrece cofinanciar exclusivamente proyectos de investigación aplicada, de desarrollo tecnológico o de transferencia y difusión de tecnologías, quedando explícitamente fuera de su alcance la investigación básica.

En el caso del sector energético, la priorización temática se efectuó por medio del Consejo Tecnológico Sectorial (CTS), conformado por doce miembros: seis del sector público, tres del sector privado y tres del sistema científico-tecnológico.³⁶ Uno de los tres temas definidos en el seno del CTS fue el “desarrollo y fabricación de aerogeneradores de alta potencia con tecnología propia”, con el siguiente objetivo:³⁷

³⁴ Se habían abierto convocatorias para seis sectores prioritarios; dentro de cada uno se identificaron rubros específicos para canalizar la presentación de proyectos asociativos.

³⁵ Si bien al momento de realizar la edición final de este documento el Ministerio de Ciencia pasó a rango de Secretaría de Estado del Ministerio de Educación, Cultura, Ciencia y Tecnología, en el texto se mantiene la referencia al Ministerio dado que fue bajo ese rango institucional que se impulsaron las políticas analizadas en este estudio.

³⁶ Resolución Ministerial N° 153/2010 MINCYT.

³⁷ Los otros dos temas son: la creación de una central solar térmica y la creación de un centro electrotécnico de investigación y ensayos para el sector de energía eléctrica convencional y no convencional. Solo fue financiado el primero.

Financiar parcialmente proyectos en los cuales los consorcios público-privados solicitantes tengan como meta la resolución de problemas y el desarrollo de capacidades tecnológicas, que mejoren la competitividad y brinden apoyo al sector productor de bienes y servicios dedicados al aprovechamiento de la energía eólica. En este sentido, el énfasis está puesto en el desarrollo de al menos una de las siguientes áreas estratégicas: generación de componentes para aerogeneradores y elementos para sistemas de conexión a la red eléctrica; fabricación de aerogeneradores de 1 MW de potencia como mínimo (convocatoria FONARSEC).

A la convocatoria abierta en 2013 específicamente para el sector eólico, se presentaron siete proyectos, de los cuales seis fueron admitidos y adjudicados (cuadro 20) –de estos se desprende la mirada estratégica pautada desde el CTS y la respuesta del sector público y privado–. La inversión total ascendió a 205 millones de pesos –40 millones de dólares al momento de la presentación de los proyectos–, que terminaron siendo 25 millones de dólares debido a la devaluación del peso desde mediados de 2013 hasta la finalización de los proyectos.

El conjunto de los seis proyectos financiados a través del FITs fue un aporte desde el Estado al fortalecimiento de un sector estratégico para el país. Se destaca que los proyectos son complementarios entre sí ya que cada uno apunta a robustecer un eslabón diferente de la cadena de valor de la industria eólica. Los seis proyectos incluyeron dos que apuntaban a la fabricación de productos finales, si bien se trataba de aerogeneradores destinados a diferentes segmentos de mercado: el proyecto 1 tuvo por objetivo lograr la fabricación de un aerogenerador para vientos Clase II, mientras que el proyecto 6 se orientó a los vientos Clase I. Otros tres proyectos tuvieron por finalidad el desarrollo de capacidades para la fabricación de distintos componentes de los aerogeneradores, por ejemplo, el proyecto 3 apuntó a generar un proceso productivo eficiente para la producción de palas eólicas; el proyecto 4 se enfocó en lograr la fabricación de las principales partes que componen la turbina; y el proyecto 5 aspiró a alcanzar condiciones más eficientes en la fabricación de torres eólicas. Finalmente, el proyecto 2 tuvo por objetivo desarrollar todas las capacidades necesarias para poder brindar un servicio para el cual no había una oferta local adecuada, es decir, la realización del mantenimiento de los aerogeneradores eólicos y su eventual reparación, lo cual incluye la capacidad de fabricar los repuestos necesarios.

Cuadro 20 Principales aspectos de los proyectos FITS Eólica 2013

Proyecto	Objetivo	Socio(s) privado(s)	Socio(s) público(s)	Provincia	Duración
1. Aerogenerador de Velocidad Variable Doble Alimentado Clase II	Desarrollar un aerogenerador de velocidad variable de 1,5 MW con caja multiplicadora, apto para vientos Clase II (norte de Chubut, Río Negro, Neuquén, Córdoba, La Pampa, Buenos Aires, Cuyo y La Rioja), a partir de todos los conocimientos tecnológicos adquiridos en el marco de una experiencia anterior (desarrollo de un equipo para vientos Clase I, que fue el primer aerogenerador de fabricación nacional en certificar la homologación de la curva de potencia bajo la norma internacional IEC 61.400-12-1 en el año 2012).	NRG Patagonia S.A.	Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco	Chubut	24 meses
2. Servicio de Mantenimiento Integral de Molinos	Desarrollar un servicio de reparación y mantenimiento integral de grandes molinos eólicos, con capacidad de fabricación de los repuestos necesarios para tales fines. Generar las capacidades necesarias para implementar mejoras innovadoras en todas las partes de un aerogenerador mediante el uso de un sistema que haga análisis de fallas y evaluación de parámetros de operación, para establecer mecanismos de corrección y aplicar los conocimientos surgidos en el rediseño y fabricación de partes, adaptados a las condiciones de vientos y geografías argentinas	Centro de Maquinado Metalúrgico S.R.L.	INTI	Chubut	48 meses
3. Desarrollo Nacional de Palas para Generadores Eólicos	Poner en marcha una plataforma tecnológica que permita el desarrollo y la producción nacional de palas para aerogeneradores de alta potencia. Esto incluye el diseño de dos prototipos para ensayos en banco y tres prototipos más para ensayar su funcionamiento.	INVAP S.E.; ITP Argentina S.A.	Universidad Nacional de La Plata; Municipalidad de Cutral Co	Neuquén	48 meses
4. Desarrollo, Prototipeado y Fabricación de Componentes en Serie para Aerogeneradores de Alta Potencia	Producir en serie piezas de envergadura, incluyendo turbinas de máxima calidad, mínimo mantenimiento y óptima durabilidad, orientadas a la integración de aerogeneradores de alta potencia.	Ente Administrador Astilleros Río Santiago; Metalúrgica Calviño S.A.	Universidad Nacional de La Plata; Ministerio de Producción de la Provincia de Buenos Aires	Buenos Aires	24 meses
5. Instauración de Fábrica Modelo de Torres para Aerogeneradores	Convertir a la empresa metalúrgica Sica en un proveedor nacional, estable y competitivo de torres eólicas. Promover el desarrollo de proyectos de I+D que tiendan a la integración público-privada de los miembros del CAPP, tanto en las etapas de investigación y desarrollo de los productos y procesos, como posteriormente a su producción y aplicación, con la finalidad de mejorar, desarrollar y aplicar tecnologías innovadoras tanto de estudio y aplicación como así también de diseño de procesos y fabricación de torres eólicas.	Sica Metalúrgica Argentina S.A.	INTI	Santa Fe	18 meses
6. Diseño, Desarrollo y Fabricación de Aerogeneradores de Alta Potencia	Fabricar un prototipo del aerogenerador Unipower® (patentado por IMPSA) con mejoras que representen un avance tecnológico significativo. Se prevé construir un banco de ensayos para el testeo de los prototipos, capacitar recursos humanos altamente especializados y crear un departamento de energía eólica en la empresa EMESA, integrante del consorcio que lleva adelante este proyecto.	Industrias Metalúrgicas Pescarmona S.A.I.C.yF.	Ministerio de Infraestructura y Energía de la Provincia de Mendoza; EMESA	Mendoza	36 meses

Fuente: Elaboración propia con base en Lengyel *et al.* (2014).

En cuanto a los resultados alcanzados, los proyectos presentan un diferente grado de avance, así como un nivel de intensidad distinto en cuanto a las dificultades que se han presentado a lo largo de su desarrollo (Verre, 2017). El proyecto 1 se topó con dificultades regulatorias que impidieron probar el prototipo de aerogenerador que había sido concebido y diseñado. El proyecto 2 aún estaba en fase de desarrollo en 2017 pero con la previsión de alcanzar plenamente los resultados prefijados, no obstante algunas dificultades que se habían presentado para la reparación de la caja multiplicadora que han exigido importar el componente del exterior y efectuar ingeniería reversa. El proyecto 3 pudo realizar un prototipo de pala pequeña y desarrolló todo el herramental y el diseño de las palas de 40 metros de largo, aunque sin poder llegar a fabricar el prototipo de las palas debido a que el subsidio no alcanzó para terminar esa fase. El proyecto 4 logró la fabricación de los componentes a lo largo de 2017, aunque sin poder lograr la importante baja de costos que se tenía previsto, por la imposibilidad de instalar un centro de maquinado en el Astillero Río Santiago. El proyecto 5 logró sus objetivos y se ampliaron las instalaciones de la empresa, para poder fabricar torres en mejores condiciones cualitativas y logísticas, si bien la empresa recientemente cerró un acuerdo con un grupo transnacional de origen español para la fabricación de torres, que ha implicado una reformulación ulterior y más profunda de la planta productiva. Finalmente, el proyecto 6 terminó con la construcción e inauguración de la planta productiva de IMPSA en Godoy Cruz, en la cual durante 2017 se estuvieron fabricando componentes para sus propios aerogeneradores; sin embargo, la situación financiera de la empresa se ha vuelto cada vez más crítica y está en duda su capacidad futura de continuar en esa actividad.

En general, puede afirmarse que gran parte de los resultados tecnológicos planteados en los proyectos han sido alcanzados, mientras que son los resultados productivos y comerciales los que necesitan más tiempo para ser visibles.

Una primera observación es la anticipación con la cual el Ministerio de Ciencia ha identificado la necesidad de generar capacidades tecnológicas y productivas en un sector cuyo mercado estaba lejos de presentar el dinamismo que presenta actualmente, si bien su carácter estratégico fue tenido en cuenta en ese entonces. Esta generación de capacidades es un activo que, en teoría, iba a quedar disponible para un futuro arranque del mercado

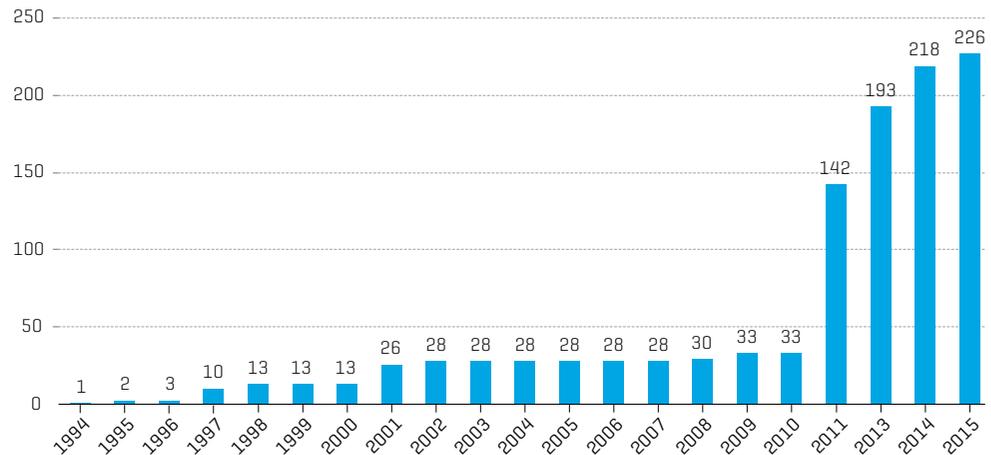
y –vale la pena remarcarlo– es un activo también de índole sistémico, dada la importante interacción entre organizaciones privadas y organismos públicos que se estableció alrededor de los proyectos en pos de conseguir los resultados prefijados.

En segundo lugar, debe destacarse la buena elección de los proyectos, ya que cubren diferentes áreas territoriales del país, no se superponen entre sí, evitan la duplicación de esfuerzos y apuntan a crear conocimiento aplicable en áreas de vacancia relativa en el panorama nacional. En particular, debe destacarse la trascendencia de haber apuntado al fortalecimiento tecnoproductivo de un relevante tecnólogo como IMPSA y de haber tratado de que se consolidara otro tecnólogo local, como NRC Patagonia. También merece ser destacada la financiación de un proyecto que apuntaba a la creación de capacidades locales en un componente extremadamente sofisticado e intensivo en conocimiento, como las palas, a través de un actor productivo de probadas potencialidades como lo es INVAP.

En tercer lugar, vale la pena mencionar que se presentaron algunas dificultades que han limitado el alcance de los proyectos. Tales dificultades son fundamentalmente de índole cambiaria –devaluación de la moneda y reducción de los recursos disponibles–, regulatoria –cambios de normativas y obstáculos en algunos procedimientos administrativos– y comercial –aranceles para la importación–. Estas ponen en evidencia la ausencia de *policy mix* y es lo que explica los resultados limitados de algunos proyectos vistos individualmente, es decir, la falta de articulación del instrumento con otras políticas “no CTI”.

A modo de cierre se presenta la evolución de la potencia instalada acumulada a lo largo de los últimos veinte años. En el gráfico 9 se advierte que recién en 2011 se produce una incorporación significativa de potencia –cuatro veces más a la existente hasta ese momento– y en los años sucesivos se dio un crecimiento relativamente modesto que nunca se acercó al logro de la meta pautaada en la ley. De acuerdo a Agüero (2017), de los 226 MW y más de 140 aerogeneradores instalados, actualmente hay 21,89 MW y 33 aerogeneradores fuera de servicio.

En términos de la localización geográfica, la provincia de Chubut contiene casi el 70% de toda la potencia instalada y junto con La Rioja explican más del 90% del total. El alto potencial de la provincia de Buenos Aires, que recibió muchas inversiones durante la

Gráfico 9 Evolución de la potencia eólica instalada en MW

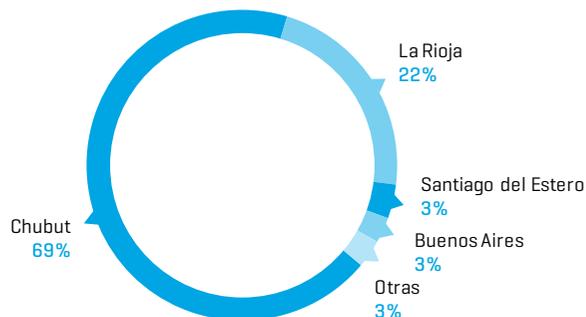
Fuente: Elaboración propia con base en Fundación Bariloche (2009), CADER (2015 y 2017) y Agüero (2017).

primera oleada, quedó con una participación muy reducida (3% del total) si se considera todo el período de análisis (gráfico 10).

Respecto del origen de la empresa que fabrica tecnología, esta es mayormente importada de países miembros de la UE –fundamentalmente Dinamarca y Francia–, aunque como resultado de la construcción de parques con participación pública con tecnología de IMPSA, existe más de una cuarta parte de la potencia que fue fabricada por una empresa argentina (gráfico 11).

En el cuadro 21 se resumen los principales rasgos de las dos oleadas de inversiones en la generación de energía eólica. Se destaca una primera etapa, de reducida dimensión, principalmente gestionada por cooperativas eléctricas locales que instalaron aerogeneradores importados de pequeño porte –menor a 1 MW de potencia–. Por su parte, luego de casi seis años de inactividad en el sector, se produce la segunda oleada de mayor envergadura, con aerogeneradores de mayor potencia –más de 2 MW– con tecnología nacional y participación de empresas públicas provinciales y dos conglomerados económicos. En la sección siguiente se analiza la tercera oleada de inversiones que se da a partir del nuevo

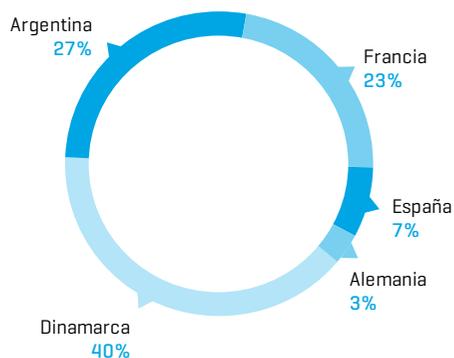
Gráfico 10 Potencia eólica instalada en MW por provincia al 31/12/2016
En porcentajes



Nota: "Otras" incluye a Santa Cruz, San Juan, La Pampa y Neuquén.

Fuente: Elaboración propia con base en Fundación Bariloche (2009), CADER (2015 y 2017) y Agüero (2017).

Gráfico 11 Potencia eólica instalada en MW por origen de la empresa fabricante de la tecnología al 31/12/2016
En porcentajes



Fuente: Elaboración propia con base en Fundación Bariloche (2009), CADER (2015 y 2017) y Agüero (2017).

marco regulatorio y el Programa RenovAr, que se apoya en este recorrido previo. Muchos proveedores que surgieron en esta etapa mantienen o mejoran su posición en el mercado; por ejemplo, los fabricantes de torres y transformadores. Asimismo, hay evidencia que

Cuadro 21 Principales rasgos de las inversiones en energía eólica por período

Rasgo	Desde 1994 al 2002	Desde 2008 al 2016	Período completo
Cantidad de parques eólicos	13	10	23
Aerogeneradores	44	99	143
Potencia Instalada [MW]	27,8	198,4	226,2
Potencia media [MW por aerogenerador]	0,6	2,0	2,6
Provincias [en % de la potencia instalada de MW]	Chubut [63%], Buenos Aires [21%] Santa Cruz [9%], La Pampa [6%] y Neuquén [1%]	Chubut [69%], La Rioja [25%], Santiago del Estero [4%], San Juan [1%] y Buenos Aires [1%]	Chubut [69%], La Rioja [22%], Santiago del Estero [4%], Buenos Aires [3%], Santa Cruz [1%], San Juan [1%] y La Pampa [1%], Neuquén [0%]
País de origen de la tecnología [en % de la potencia instalada de MW]	Dinamarca [43%], España [38%] y Alemania [19%]	Dinamarca [39%], Argentina [31%], Francia [26%], España [3%] y Alemania [1%]	Dinamarca [40%], Argentina [27%], Francia [23%], España [7%] y Alemania [3%]
Tipo de operadores	Cooperativas eléctricas locales	Empresas públicas y conglomerados económicos privados	

Fuente: Elaboración propia con base en Fundación Bariloche (2009), CADER (2015 y 2017) y Agüero (2017).

señala que el personal capacitado en empresas industriales durante este período –en especial dentro de IMPSA– pasaron a otras firmas que están en el segmento de desarrollo de parques y generación.

Marco regulatorio actual [Ley N° 27.191/2015, Decreto Reglamentario N° 531/2016]³⁸

En octubre de 2015 el Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica es modificado con la sanción de la Ley N° 27.191. La nueva norma define metas de penetración de energía renovable a ser alcanzadas en dos etapas: una primera etapa tiene por objetivo lograr, al 31 de diciembre de 2017, una contribución de las fuentes de energía renovables equivalentes al 8% del consumo de energía eléctrica nacional; y una segunda etapa tiene como fin conseguir, al 31 de diciembre de 2025, una contribución de las fuentes renovables de energía hasta alcanzar el 20% del consumo de energía eléctrica nacional.

³⁸ En este apartado se analiza las reglamentaciones específicamente relacionadas con la promoción de la energía eólica a nivel nacional. Si bien son importantes, no forman parte del presente análisis otras reglamentaciones como la generación distribuida o el contrato entre privados, relevantes para que este tipo de energía se expanda.

En relación con la meta del 20% en 2025, la ley establece que los grandes usuarios del mercado eléctrico mayorista y aquellos clientes de las empresas distribuidoras con demandas de potencia de 300 kW o más, están obligados a alcanzar la incorporación mínima del 8% del total del consumo propio de energía eléctrica, con energía proveniente de las fuentes renovables, al 31 de diciembre de 2017, y del 20% al 31 de diciembre de 2025.³⁹ Esto implica que dicha meta nacional crea compromisos en los usuarios. El cumplimiento de estas obligaciones deberá hacerse en forma gradual, de acuerdo con el cronograma previsto en la ley. Los agentes obligados podrán autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de fuentes renovables; a su vez, la compra podrá efectuarse directamente al propio generador a través de una distribuidora, de un comercializador o comprarla directamente a CAMMESA. A diferencia de la ley anterior, la falta de cumplimiento de los objetivos fijados es sancionada con una penalidad.⁴⁰

La reglamentación de esta ley es fundamentalmente de política energética –no CTI– y está orientada a lograr un mayor peso de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en la matriz energética agregada. Esta política está enmarcada en un objetivo más amplio de la política nacional que busca reducir las importaciones energéticas y reducir los gastos públicos asociados a los subsidios al sector. El potencial impacto que este esquema tiene sobre las actividades productivas e intensivas en conocimiento locales depende de la consideración –explícita o no– de otros aspectos en el marco regulatorio. A continuación se analizan, en primer término, los cambios regulatorios recientes que definen el paquete de beneficios promocionales para la inversión y la operatoria el Programa RenovAr; y, en segundo término, las inversiones productivas que surgen de estas modificaciones.

Por un lado, del diseño de la regulación –y sus cambios– se desprende el activo rol y el liderazgo del Ministerio de Energía y Minería (MEYM), que busca ofrecer un marco que priorice la generación de energía eléctrica lo más rápido y al menor precio posible.⁴¹ Por el otro, frente a ese escenario el Ministerio de la Producción hace esfuerzos por promover que las inversiones en el sector sean abastecidas con producción y empleo nacional. Por su parte, ni el Ministerio de Ciencia, que había tenido un rol pionero para el desarrollo tecnológico local a principios de la presente década, ni otras instituciones de CYT tuvieron participación activa en las reformas recientes. Esta baja participación relativa del área de CYT reduce

³⁹ Un usuario que demanda potencia por 0,5 MW significa que ese es el máximo de energía que puede requerir en un momento específico. Si demandara esa potencia durante todas las horas de todos los días del año su consumo energético sería de 4.380 MWh (0,5 MW x 24 horas x 365 días = 4.380 MWh). Es sobre este consumo que se calcula el porcentaje de fuentes renovables para evaluar el cumplimiento de las metas establecidas en la ley.

⁴⁰ La penalidad es el equivalente a valorizar las faltantes al costo variable de producción de energía eléctrica correspondiente a la generación, cuya fuente de combustible sea gasoil de origen importado, calculado como el promedio ponderado de los doce meses del año calendario anterior a la fecha de incumplimiento.

⁴¹ Si bien al momento de realizar la edición final de este documento el MEYM pasó a rango de Secretaría, en el texto se mantiene la referencia al Ministerio dado que fue bajo ese rango institucional que se impulsaron las políticas analizadas en este estudio.

su influencia en la agenda de políticas y en los mecanismos de incentivos a las actividades intensivas en conocimiento. De este modo, los dos ministerios con participación efectiva presentan posiciones diferentes y lo que se ha plasmado en la normativa es el resultado de una negociación permanente.⁴²

La profundidad y velocidad de los cambios regulatorios de los últimos dos años han sido significativas; generaron rápidas respuestas en el sector privado en términos de inversiones y originaron anuncios y novedades de forma constante, lo que representó un desafío para capturar y analizar. Del análisis de los principales resultados en términos de inversiones productivas para la generación eólica, es posible entender si en el desarrollo sectorial se está registrando la participación de la producción local y la tracción de actividades intensivas en conocimiento e innovación local.

BENEFICIOS PROMOCIONALES

Con la sanción de la Ley N° 27.191/2015 se crea un régimen de inversiones para la construcción de obras nuevas, destinadas a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables. Los beneficios promocionales consisten en:

- › Amortización acelerada del impuesto a las ganancias y de devolución anticipada del IVA.
- › Exención del impuesto a la ganancia mínima presunta respecto de determinados bienes afectados a la actividad.
- › Deducción de los intereses y las diferencias de cambio originadas por la financiación del proyecto de las pérdidas de la sociedad.
- › Deducción de la carga financiera del pasivo financiero: se podrán exponer contablemente, como nota explicativa, los importes de los intereses y de las diferencias de cambio originados por la financiación del proyecto.
- › Exención del impuesto sobre la distribución de dividendos o utilidades.
- › Exención del pago de derechos de importación de bienes de capital, equipos especiales, partes o elementos componentes de dichos bienes para la ejecución del proyecto, hasta el 31 de diciembre de 2017.
- › Otorgamiento de certificado fiscal para el pago de impuesto para los beneficiarios que acrediten un 60% de componente nacional en las instalaciones electromecánicas,

⁴² En este último sentido, los cambios en la normativa entre las rondas 1.0 y 1.5, y la 2.0 parecen ser producto de esta negociación entre las carteras de Energía y Producción. A esto hay que agregar los reclamos de la Cámara de Industriales de Proyectos e Ingeniería de Bienes de Capital de la República Argentina (CIPIBIC) que representa a los productores de equipos nacionales.

excluida la obra civil, o el porcentaje menor que acrediten, en la medida en que demuestren efectivamente la inexistencia de producción nacional, que en ningún caso podrá ser inferior al 30%. El certificado que se emite es por un valor equivalente al 20% del componente nacional de las instalaciones electromecánicas –excluida la obra civil– que sea acreditado. El certificado es nominativo y puede ser cedido a terceros una única vez, y podrá ser utilizado para el pago de la totalidad de los montos impositivos a abonar.

Para obtener los beneficios impositivos y de financiación que incluye la ley, el Decreto N° 531 establece que la empresa titular de un proyecto de generación de energía renovable debe tramitar y obtener ante el MEYM –autoridad de aplicación de la ley– un Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables. El procedimiento para obtener el certificado se definió en el mismo momento en que se abrieron las convocatorias para la contratación de energía eléctrica de fuentes renovables –véase la sección “Programa RenovAr” que se desarrolla luego–, y la obtención del certificado se tramita en el mismo acto en que se presentan a esas convocatorias (resoluciones N°s 71 y 72, respectivamente).

Existen dos elementos que terminan de definir la política promocional: el listado de bienes exentos del pago de derechos de importación y la definición de contenido nacional, ambos fijados por resoluciones conjuntas de los ministerios de Energía y de Producción (Resolución N° 123-313/2016 para las rondas 1.0 y 1.5 luego modificada por la E-1/2017 para la Ronda 2.0 en adelante). Tal como se verá, los cambios realizados en el listado y en el método de cálculo del contenido nacional son un reflejo de la negociación entre el MEYM, que busca maximizar la generación de energía eléctrica al menor costo posible, y el Ministerio de Producción, que busca promover condiciones para que haya una participación creciente de la industria nacional. A continuación se presentan los elementos centrales de ambas resoluciones.

LISTADO DE BIENES CON ARANCEL CERO

Se elaboró un listado de bienes y posiciones arancelarias en la Nomenclatura Común del MERCOSUR (NCM) exentos de derechos de importación (cuadro 22); y se deja estipulado que, sin perjuicio de esos bienes, los interesados pueden requerir la incorporación de nuevos bienes no contemplados, siempre que se acredite de modo fehaciente la inexistencia

de producción nacional. A pesar de la existencia de IMPSA, un fabricante nacional que venía produciendo aerogeneradores desde hacía tiempo en Brasil y la Argentina, se habilitó el ingreso de equipos importados sin arancel. Si bien es cierto que la tecnología nacional estaba más atrasada –tenía menor potencia nominal y productividad– y era más cara que la competencia internacional, para algunos referentes del sector esto se debía a que la firma no había transitado por completo su curva de aprendizaje y estaba por entrar en convocatoria de acreedores. En este sentido, podría haber sido de ayuda una protección arancelaria, en combinación con otras medidas, y evitar que la producción nacional de aerogeneradores se discontinúe. Por el contrario, la posición que terminó primando fue que

Cuadro 22 Listado de bienes relacionados a la generación de energía eólica exentos del pago de derechos de importación

Posición arancelaria	Descripción
7208.51.00	Chapa de acero, de anchura superior o igual a 2.750 mm
7208.52.00	Chapa de acero, de anchura superior o igual a 2.750 mm
7208.90.00	Chapa de acero, de anchura superior o igual a 2.750 mm
7326.90.90	Anillos forjados o forjados laminados de diámetro interior superior o igual a 3.000 mm
8412.90.90	Palas de turbinas eólicas
8482.10.90	Rodamientos de una hilera de bolas de contacto angular [de cuatro puntos de contacto]
8482.10.90	Rodamientos de doble hilera de bolas de contacto angular [de cuatro puntos de contacto]
8482.20.10	Rodamientos radiales de rodillos cónicos
8482.50.10	Rodamientos radiales de rodillos cilíndricos
8501.64.00	Generador
8502.31.00	Aerogenerador*
8503.00.90	De generadores de la subpartida 8501.6
8505.19.90	Imanes permanentes de Neodimio Nd-Fe-B, sinterizados
8536.90.90	Cajas de derivación [<i>junction box</i>]

Nota: * Inicialmente tuvo arancel cero, luego el Decreto N° 814/2017 impone por sesenta meses un arancel del 14% y luego la resolución conjunta 4-E les abre la posibilidad a los proyectos declarados como críticos a importar sus aerogeneradores a tasa cero.

Fuente: Elaboración propia con base en las resoluciones conjuntas 1-E/2016, 1-E/2017 y 4-E/2018 y el Decreto N° 814/2017.

IMPSA no podía abastecer un shock de demanda que superaría los 1.000 MW en un par de años —su capacidad era de 100 MW al año—, que desde el punto de vista tecnológico enfrentaba dificultades y que su situación financiera no tenía la fortaleza suficiente para afrontar el nuevo desafío. Por ello, determinar el arancel cero al aerogenerador permitía incorporar tecnología importada más avanzada sin encarecer el costo de los equipos ni aumentar, en consecuencia, la energía que se generaría y se vendería en el sistema.

Como reflejo de la puja entre ministerios, esta medida fue revisada y se estableció, mediante el Decreto N° 814/2017, una alícuota del 14% a los aerogeneradores importados para fomentar la producción local —aunque por medio de inversiones de firmas extranjeras como se verá más adelante—. Sin embargo, de modo simultáneo y para preservar la rentabilidad de los proyectos ya adjudicados en las primeras rondas del Programa RenovAr que no habían importado sus equipos aún, se les permitió la posibilidad de seguir importándolos con arancel cero si correspondían a la categoría de “proyectos críticos” (resolución conjunta 4-E/2018).

Contenido nacional

En la elaboración de cualquier producto industrial se combinan materias primas, insumos y partes de diferente procedencia. Es por eso que para determinar el carácter nacional o local de un producto es necesario establecer algún tipo de criterio. En el marco de este régimen de incentivos se establece que las partes, piezas y los subconjuntos de bienes son considerados nacionales si se cumple alguna de las siguientes condiciones:

- › Su contenido máximo importado, desde cualquier origen, es menor o igual al 40%.⁴³
- › Se produce un proceso de transformación que les confiere una nueva individualidad, caracterizada por el hecho de estar clasificados en la NCM en una partida arancelaria diferente a la de los materiales que la componen, y la acreditación de un cuadro de mando integral no supera el 75%.⁴⁴

A partir de la experiencia acumulada en los procesos licitatorios de las rondas 1.0 y 1.5, y en parte dando respuesta al sector industrial que reclamaba obtener una creciente participación en la construcción y el desarrollo de los nuevos proyectos de generación eólica, se introdujo un cambio en la política para fomentar la producción —más bien ensamble— de

⁴³ $CMI = \text{Suma del valor CIF de los componentes importados} / \text{Valor del bien ex fábrica} * 100 \leq 40\%$, donde CMI es el contenido máximo importado; ex fábrica es el precio de venta en el mercado interno, calculado en la puerta de la fábrica del vendedor.

⁴⁴ Inicialmente la normativa exigía un cambio de capítulo en lugar de partida arancelaria, cosa que no es factible, razón por la cual se modificó para la resolución conjunta previa a la ronda 2.0.

Recuadro 1

Ecosistema competitivo para el desarrollo de la industria eólica nacional

EN EL SENO DEL CIPIBIC las empresas agrupadas en el clúster eólico elaboraron una propuesta, con el objetivo de apoyar y desarrollar la tecnología nacional, que sugiere que junto al Programa RenovAr se apoye el desarrollo de un tecnólogo nacional que pueda lograr una productividad y competitividad equiparable a la de los grandes jugadores del sector. La propuesta tiene los cuatro componentes: financiero, institucional, fomento a la innovación y equidad competitiva para la cadena de valor nacional.

La idea es que anualmente se puedan licitar y financiar una cantidad de MW de potencia de tecnología y producción nacional –asequible para los tecnólogos locales– a un precio promedio del MW llave en mano –decreciente en el tiempo– y de ese modo acompañar al sector en su curva de aprendizaje.

Una condición necesaria para esta iniciativa es aunar las voluntades de diferentes instituciones públicas y privadas.

Fuente: Roger (2017).

los aerogeneradores en el país. Las empresas industriales argentinas que proveen partes a la cadena eólica y que integran el Clúster de Industrias y Tecnologías de las Energías Renovables Argentinas elaboraron un proyecto mucho más ambicioso para que el Estado nacional, en paralelo al Programa RenovAr, diera una porción minoritaria del mercado para la producción de aerogeneradores con tecnología nacional (recuadro 1).

Lo que finalmente se implementó es un tratamiento especial al aerogenerador. En este caso la determinación del carácter nacional se hace sobre la base de la integración realizada conforme al porcentaje promedio que representa cada componente en el aerogenerador (cuadro 23). El porcentaje a lograr para que tenga el tratamiento de nacional aumenta a lo largo del tiempo según el siguiente cronograma:

- > 35% hasta el 30 de junio de 2020
- > 45% hasta el 31 de diciembre de 2021
- > 50% hasta el 31 de diciembre de 2023

Dentro de cada uno de los ítems del aerogenerador la consideración de su carácter nacional se hace a partir de los criterios señalados más arriba –CMI menor al 40% o transformación y salto de partida arancelaria–. Del cuadro 23 surge que, por los próximos tres años, los aerogeneradores que tengan torres producidas nacionalmente y ensamblen la góndola en el país requerirán tan solo 2% adicional para poder declarar todo el aerogenerador

Cuadro 23 Partes, piezas, conjuntos, subconjuntos y procesos del aerogenerador como porcentaje de su valor total

Parte	Ponderación
Torres e interiores	23,0%
Palas	19,5%
Caja multiplicadora	11,0%
Ensamblaje de góndola	10,0%
Equipamiento de generación	5,5%
Sistema Pitch	3,5%
Eje de transmisión	3,5%
Ensamblaje de buje	3,0%
Piezas de fundición de góndola	3,0%
Convertor de potencia	3,0%
Otros *	15,0%
Total	100%

Nota: * Elementos de conexión de torre (2,5%), mecanizado de buje (2,5%), sistema de yaw (2,5%), rodamientos de palas (2,0%), carcasa, columnas, bastidores de góndola (2,0%), transformador (1,5%), radiador (1,0%), equipos eléctricos de maniobra (1,0%)

Fuente: Anexo II de resolución conjunta 1-E/2017.

como nacional. Como el peso de los equipos representa entre el 65% y el 85% de la inversión total de un parque, esta modificación en la regulación estimula y facilita el acceso al certificado fiscal por el 20% de todo el contenido nacional, lo cual genera más producción en el país aunque no necesariamente en los segmentos de servicios intensivos en conocimiento.⁴⁵ Tal como se verá más adelante, este cambio normativo se vio reflejado en algunos proyectos de la ronda 2.0 que declararon componente nacional por encima del 90% y en decisiones de radicación de empresas transnacionales productoras de equipos (Vestas).⁴⁶

Esta misma aritmética referida a la nacionalidad de las partes y los componentes es luego considerada de modo agregado en el proyecto para el cálculo del componente nacional declarado, parámetro clave para el otorgamiento del certificado fiscal. Para esto se establecieron las siguientes pautas:

⁴⁵ No es evidente el empleo adicional que estas actividades generan –torres y ensamble de góndola–, ni tampoco si estas se iban a localizar en el país de todos modos –las torres tienen relativa baja complejidad tecnológica y son lo menos transable de todo el equipo–. Por lo tanto, esta metodología de cálculo del componente nacional declarado (CND) parece estar agregando rentabilidad a los proyectos de parques que alcancen el porcentaje necesario para obtener el certificado, más que ser un factor determinante para que estas actividades se radiquen en el país.

⁴⁶ Véase <cronista.com/negocios/El-gigante-eolico-Vestas-instalara-fabrica-de-aerogeneradores-en-Argentina-20180313-0083.html>.

- › Se entiende por instalación electromecánica a las partes, piezas, conjuntos o subconjuntos de bienes propios de los sistemas de la tecnología desarrollada que combinan componentes eléctricos, electrónicos y mecánicos para conformar su mecanismo y generar energía eléctrica—excluida la obra civil.
- › El porcentaje de componente nacional declarado se calcula del siguiente modo:

Donde:

CND = es el porcentaje de integración de componente nacional declarado en las instalaciones electromecánicas.

$$ND = \frac{TCN}{CIE} \times 100$$

CIE = es el costo de las instalaciones electromecánicas calculado como la sumatoria del valor total de las partes y piezas, conjuntos y subconjuntos—nacionales e importados—de las instalaciones electromecánicas, netos del IVA y excluidos los costos de transporte y montaje de equipamiento.

TCN = es la suma del componente nacional incorporado, teniendo en cuenta la metodología de determinación de lo nacional expuesta.

- › Siempre que el **CND** sea del 60% o menor, hasta el 30% si la disminución de aquel porcentaje se debe a la incorporación en las instalaciones electromecánicas de bienes exentos al derecho de importación, corresponde el otorgamiento del certificado fiscal calculado del siguiente modo:

$$\text{Certificado fiscal} = TCN \times 0,20$$

Como parte de la política de apoyo a la fabricación industrial nacional, se creó el Registro de Fabricantes y Proveedores de Componentes destinados a la Producción de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables, en el ámbito de la Subsecretaría de Gestión Productiva (Ministerio de Producción). La inscripción en este registro es de carácter obligatorio a los fines de considerar de origen nacional los bienes, partes, piezas, conjuntos y subconjuntos de bienes que provean a los proyectos cuyos titulares cuenten con el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables. Asimismo, las empresas

registradas pueden acceder al Registro de Desarrollo de Proveedores (PRODEPRO) que depende del mismo ministerio y que ofrece asistencia técnica, subsidios para I+D y créditos a tasa bonificada (recuadro 2).

De modo esquemático y simple se puede decir que el régimen de incentivos opera a partir de:

- › La conformación de un fondo que hasta la fecha nunca se había logrado constituir, aun cuando las leyes lo habían creado. Este fondo garantiza los pagos de la electricidad y, además, la energía que los inversores generen será pagada a lo largo de los veinte años del proyecto. Asimismo, este fondo también está habilitado para otorgar créditos y financiar obras o proyectos, lo cual amplía las fuentes de financiamiento disponibles—cosa que no se ha concretado aún.

Recuadro 2
Beneficios
del PRODEPRO

ASISTENCIA TÉCNICA

Asistencia técnica subsidiada al 100% a través de servicios brindados por el INTI en temas de calidad y certificaciones de procesos y productos, validación de ensayos, caracterización de componentes, evaluación de desempeño de producto, investigación, desarrollo y diseño e innovación, diseño de productos, entre otros.

APORTES NO REINTEGRABLES

El monto máximo de 3 millones de pesos—hasta el 65% del proyecto de inversión— para ser aplicados a: ingeniería y desarrollo de productos; ampliación de planta o modernización tecnológica; servicios profesionales de asistencia técnica relacionados a la mejora de la eficiencia y desarrollo de procesos productivos; capacitación de recursos humanos; certificaciones de normas en procesos o productos; adquisición de bienes de capital nuevos, moldes o matrices e instrumentos de medición o implementos y sus partes.

FINANCIAMIENTO

Bonificación de tasa (6 puntos porcentuales) en créditos otorgados por el Banco de Inversión y Comercio Exterior a quince años de plazo—con hasta dos años de gracia— aplicable a: maquinarias y equipos nuevos o sus partes; construcción, reformas y modificaciones edilicias o de instalaciones en plantas industriales; certificaciones, homologaciones, estudios y análisis para la implementación de reformas productivas o desarrollo de productos—como parte de un proyecto integral—; capital de trabajo, siempre que se encuentre asociado a la presentación de un proyecto que contemple un incremento de la producción o el empleo.

Fuente: Subsecretaría de Gestión Productiva.

- › Tratamiento favorable para el pago de impuestos nacionales varios (IVA, ganancias, etc.).
- › Exención del pago de aranceles sobre distintas partes y componentes necesarios para los parques eólicos, incluidos los aerogeneradores hasta las rondas 1.0 y 1.5. A partir de la ronda 2.0 se colocó un arancel del 14% sobre los aerogeneradores.
- › Certificado fiscal del 20% del componente nacional para aquellos proyectos con CND superior al 60%. Para esto se puso una reglamentación que indica que hasta el año 2020 el aerogenerador es considerado nacional con solo tener producido localmente el 35% –porcentaje que asciende al 50% en 2023.

Los incentivos priorizan la generación de energía eléctrica eólica de alta potencia al costo más bajo posible. Para esto, además de crear un marco jurídico más confiable y menos riesgoso que garantiza el pago de energía en el tiempo, ofrece un esquema que reduce el monto de inversión necesario por MW de potencia instalado. Complementariamente, sitúa en el centro de la política las partes y los componentes del aerogenerador. De modo que se busca incrementar con el tiempo el porcentaje nacional de las partes y piezas que los componen, comenzando por aquellos de menor sofisticación tecnológica. Este foco de la política industrial, si bien importante, deja desestimados otros segmentos como servicios intensivos en conocimiento que emplean recursos humanos altamente calificados.

Programa RenovAr (rondas 1.0, 1.5 y 2.0)

Con este marco regulatorio, a mediados de 2016 se inició un proceso de convocatorias abiertas para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, denominado Programa RenovAr, con el objetivo de adjudicar proyectos de generación de energía renovable. En el marco de este programa, entre mayo de 2016 y diciembre de 2017 se llevaron a cabo dos rondas por un total de 2.200 MW, de los cuales 1.150 MW eran eólicos (cuadro 24).

Para participar del proceso licitatorio, cada persona interesada debía elaborar y presentar una propuesta dividida en dos partes (dos sobres); la primera (sobre A) incluye la información de la empresa oferente y los detalles técnicos del proyecto; la segunda (sobre B) contiene la propuesta económica (cuadro 25).

Cuadro 24 Potencia licitada por el Programa RenovAr según tecnología

Tecnología	Ronda 1.0	Ronda 2.0	Total
Eólica	600	550*	1.150
Solar fotovoltaica	300	450	750
Pequeños aprovechamientos hidroeléctricos	20	50	70
Biomasa	65	100	165
Biogás	15	35	50
Biogás de relleno sanitario		15	15
Total	1.000	1.200	2.200

Nota: * Los proyectos adjudicados deben cumplir con la siguiente distribución regional: Comahue, 200 MW; Patagonia, 200 MW; Buenos Aires, 200 MW; resto del país, 100 MW. La sumatoria de Comahue, Patagonia y Buenos Aires no podrá superar los 450 MW.

Fuente: Pliegos de bases y condiciones del Programa RenovAr, rondas 1.0 y 2.0.

Cuadro 25 Información incluida en el proceso licitatorio para el Programa RenovAr

Sobre A	Sobre B
<ul style="list-style-type: none"> > Requisitos legales del proyecto, del oferente y de sus integrantes. > Requisitos patrimoniales del oferente y sus integrantes. > Detalle y cuantificación de beneficios fiscales aplicables solicitados, incluido el CND > Requisitos técnicos del proyecto: memoria descriptiva, derecho de uso de superficie, evaluación del recurso y estimación de producción de energía (RPE), tecnología a utilizar, habilitación ambiental, certificación de iniciación de proceso de Inscripción como agente MEM, certificación de iniciación de proceso de acceso a la capacidad de transporte (ENRE) 	<ul style="list-style-type: none"> > Precio ofertado, expresado en us\$ por MWh sin IVA > Potencia ofertada (MW) > Potencia mínima de adjudicación parcial (MW) > Potencia mínima de adjudicación parcial (MW) > Energía comprometida (MWh/año) > Energía comprometida mínima (MWh/año) > Energía comprometida mínima (MWh/año) > Monto y plazo de la garantía del Banco Mundial

Fuente: Pliegos de bases y condiciones del Programa RenovAr.

Propuesta técnica y requisitos legales

La empresa oferente debe certificar la disponibilidad del inmueble donde se instalará el proyecto durante toda la vigencia del contrato de abastecimiento y presentar estudios prospectivos del recurso. Este último debe certificar la frecuencia en la toma de datos, la ubicación geográfica y las características de los instrumentos de medición y registro. La información de prospectiva, por al menos un año, se resume en un reporte de producción de energía (RPE) realizado y certificado por un consultor independiente calificado. Adicionalmente, el RPE debe contar con una revisión del programa meteorológico que incluye el análisis de datos, la caracterización y valorización del recurso, y una modelización espacial de la distribución del recurso en el sitio. Por otra parte, se debe estimar la producción de energía esperada y asumir un diseño de planta y sus respectivas curvas características según la tecnología adoptada.

En relación con la tecnología seleccionada, se deben presentar estudios y documentación que acrediten el rendimiento de las máquinas y equipos incluidos en la oferta. Esto abarca la descripción técnica de todos los componentes de la central de generación, equipos y obras complementarias—en particular, de la(s) unidad(es) generadora(s) que serán habilitadas—. También se deben especificar los proveedores y el origen del equipamiento electromecánico y de los componentes a utilizar. Deberán proporcionarse, asimismo, las certificaciones de los equipos, que deberán realizarse bajo las normas internacionales aceptadas. Adicionalmente, deberá proporcionarse el programa de operación y de mantenimiento de la central de generación, incluido el plantel de operadores con sus turnos y el plan de mantenimiento con los datos operativos correspondientes.

La información tecnológica y prospectiva del recurso debe estar acompañada por modelos de simulación del sitio para determinar los valores medios anuales aprovechables de acuerdo con la configuración y el tipo de tecnología a utilizar. Deberán acompañarse mapas del diseño y planos y esquemas de la central de generación, especificando los criterios y herramientas utilizados para el diseño.

Por último, la empresa oferente debe presentar estudios donde se manifieste expresamente la factibilidad de inyección de la potencia y energía asociada al proyecto en el punto de entrega, así como la aprobación del transportista o el prestador adicional de la función

técnica de transporte correspondiente. En cualquier caso, el proyecto deberá contemplar en sus costos todas aquellas inversiones necesarias para realizar la conexión y su correcta operación en el punto de entrega técnicamente definido.

En lo referente a los beneficios fiscales, la empresa oferente deberá detallar la justificación y cuantificación de los beneficios que está solicitando. En la ronda 1.0, el pliego tenía como valor de referencia una inversión de 1,6 millones de dólares por MW y la autoridad de aplicación tiene como cupo máximo de beneficios fiscales a otorgar 0,96 millones de dólares por MW. Esto significa que, en cada proyecto, los beneficios fiscales totales solicitados, divididos por la cantidad de MW de potencia ofertada, no podrán exceder este cupo.

Propuesta económica del proyecto

La propuesta económica se presenta por separado (sobre B). Aquí, las empresas oferentes deben incluir el precio ofertado con hasta dos decimales. En caso de adjudicación de la oferta este precio es transcrito al contrato de abastecimiento y pasará a denominarse “precio adjudicado”. Adicionalmente, cada empresa oferente debe indicar si desea tomar la garantía del Banco Mundial, la potencia mínima de adjudicación parcial, la energía comprometida y la energía comprometida mínima.

Calificación de ofertas

EVALUACIÓN LEGAL, TÉCNICA Y FINANCIERA

Solo son consideradas admisibles y aptas para su análisis las ofertas que hayan cumplido con la totalidad de los requisitos estipulados en el pliego de bases y condiciones. La evaluación la lleva adelante CAMMESA, que verifica el cumplimiento de los requisitos legales, financieros y técnicos solicitados. Para estos últimos puede solicitar el asesoramiento del INTI respecto del cumplimiento de los requerimientos técnicos. Sobre la base de esta información, elabora un orden de mérito en función del valor de CND.

Concluido el análisis, CAMMESA remite a la Subsecretaría de Energías Renovables el informe no vinculante de precalificación con el orden de mérito determinado por el puntaje por CND y toda la documentación contenida en los sobres A de las empresas oferentes.

EVALUACIÓN DE LOS BENEFICIOS FISCALES SOLICITADOS

La Subsecretaría de Energías Renovables analiza las solicitudes de beneficios fiscales presentadas por las empresas oferentes, elabora un informe para cada proyecto y determina la cuantía de los beneficios a asignar a cada proyecto, respetando el límite de 0,96 millones de dólares por MWh.

A partir de esto, la Subsecretaría decide los beneficios a otorgar a cada proyecto. Estos beneficios fiscales son los que luego se incorporarán al Certificado de Inclusión a emitirse antes de la suscripción del contrato de abastecimiento, para las empresas oferentes que resulten adjudicatarias. Aquellas empresas oferentes a las que se les otorgaron beneficios fiscales inferiores a los solicitados pueden optar por retirar su oferta sin perder la garantía de mantenimiento de oferta.

CALIFICACIÓN ECONÓMICA

Una vez finalizada la evaluación técnica (sobres A), se abren y califican las propuestas económicas (sobres B) de las ofertas que cumplen con todos los requisitos legales, financieros y técnicos. En cada proyecto se calcula un precio ofertado ajustado aplicando factores de pérdida y una mejora de 0,15 dólares por MWh por cada treinta días de adelantamiento del plazo de ejecución ofertado respecto del plazo de ejecución máximo.⁴⁷ Los precios se ordenan de menor a mayor y son descartadas las ofertas cuyos precios superan el precio máximo de adjudicación establecido para su tecnología.⁴⁸ Se adjudican las ofertas respetando el orden de mérito con base en los precios, y en caso de empate se priorizan las ofertas con mayor CND.⁴⁹

ADJUDICACIÓN Y SUSCRIPCIÓN DEL CONTRATO

La adjudicación implica la obtención por parte de la empresa ofertante del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables, que es emitido por

⁴⁷ El factor de pérdidas es calculado por CAMMESA a fin de tener en cuenta las pérdidas marginales en la red de transmisión, atribuibles a los proyectos de energías renovables.

⁴⁸ El precio máximo es calculado por MEYM e informado a CAMMESA en sobre cerrado, que será abierto al mismo tiempo que las ofertas económicas.

⁴⁹ En lo que respecta a la generación eólica se procede de la siguiente manera: se adjudican los proyectos de acuerdo con la metodología indicada hasta cubrir 500 MW adjudicados a proyectos cuyos puntos de interconexión al SADI pertenecen a los corredores Patagonia y Comahue; seguidamente, se adjudican las centrales de generación eólica cuyos puntos de interconexión están en corredores distintos al de Patagonia y Comahue; si luego de esto aún existiera un remanente de la potencia requerida (licitada) para la tecnología de generación eólica, se continuará con la adjudicación de centrales de generación de los corredores Patagonia y Comahue.

la autoridad de aplicación como condición precedente a la suscripción del contrato de abastecimiento. Dentro de los sesenta días hábiles posteriores a la recepción de la comunicación de la confirmación de adjudicación estipulada, el adjudicatario será citado por CAMMESA para proceder a la suscripción del contrato de abastecimiento. Los contratos se suscriben entre CAMMESA, en representación de los agentes distribuidores y grandes usuarios del MEM (comprador), y el proyecto de energías renovables (vendedor). Se hacen por el 100% de la energía generada por la potencia contratada y por un plazo de veinte años. El vendedor es multado en caso de atraso en la fecha de interconexión al SADI o por deficiencia en el abastecimiento –cuando abastece menos del 10% de la energía comprometida en el RPE–. Finalmente, los precios que se pautan tienen un incentivo adicional que no está lo suficientemente difundido cuando se comunican los resultados de los precios ofertados en cada ronda. Si bien el precio ofertado es el que compete en la convocatoria y el que se divulga ampliamente como resultado, el precio al que efectivamente se pagará la energía abastecida es ajustado por dos coeficientes (cuadro 26). El primero, denominado “factor de ajuste anual”, ajusta los precios hacia arriba a lo largo del tiempo como una suerte de ajuste por inflación en dólares a largo plazo, y aplicado en la mayor parte de las licitaciones de este tipo a nivel mundial (Calabresi, 2016). Así, el primer año de producción el factor de ajuste anual es de 1,017 y 1,403 en el año 20. Esto implica que, en el último año, los precios son 40,3% más elevados. El segundo coeficiente, “factor de incentivo”, es un parámetro que favorece e incentiva la pronta instalación y puesta en operación comercial de las centrales de generación, mediante un incremento nominal del precio adjudicado que mejora los ingresos y la situación financiera de los proyectos; en este caso el factor ajusta por año calendario (cuadro 26). Toda producción de energía vendida en el año 2017 recibirá un precio 20% más alto que el adjudicado y ese factor va descendiendo a lo largo del tiempo, que llega a ser 10% negativo en el año 2033.

Esto último significa que los precios efectivamente recibidos por los proyectos adjudicados son siempre superiores a los precios ofertados. A modo de ejemplo, para un proyecto de la ronda 1.0 con precio ofertado igual a 60 dólares por MWh que comienza a producir en 2018, recibirá por cada MWh vendido en ese año 70,18 dólares, llegará a un precio máximo de 77,35 dólares por MWh en el año 2032 –con un factor de ajuste de 1,3111 por ser el

Cuadro 26 Parámetros de cálculo del precio efectivamente recibido

Año de producción	Factor de ajuste anual	Año calendario	Factor de incentivo
1	1,0171	2017*	1,20
2	1,0344	2018	1,15
3	1,0521	2019	1,15
4	1,0701	2020	1,15
5	1,0883	2021	1,15
6	1,1069	2022	1,10
7	1,1258	2023	1,10
8	1,1450	2024	1,10
9	1,1646	2025	1,05
10	1,1845	2026	1,05
11	1,2047	2027	1,05
12	1,2253	2028	1,00
13	1,2462	2029	1,00
14	1,2675	2030	1,00
15	1,2891	2031	1,00
16	1,3111	2032	1,00
17	1,3335	2033	0,90
18	1,3563	2034	0,90
19	1,3794	2035	0,90
20	1,4030	2036 en adelante	0,80

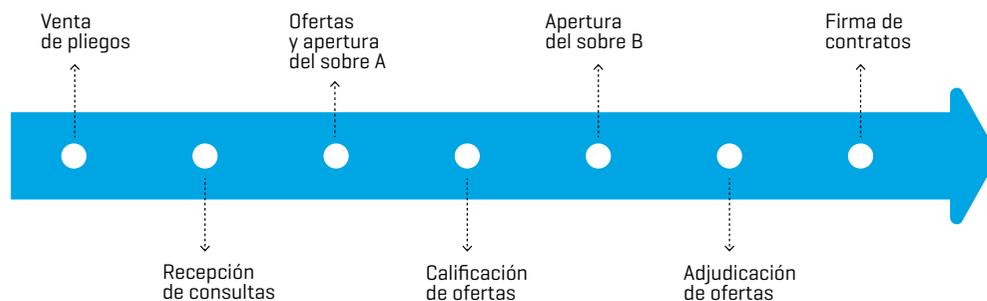
Nota: * En la ronda 2.0, el primer año calendario es 2018.

Fuente: Elaboración propia con base en los anexos 8 y 9 del pliego de bases y condiciones del Programa RenovAr.

año 16 de producción y un factor de incentivo de ese año calendario de 1—y recibirá en promedio en todo el período un precio 22% superior al ofertado y adjudicado.

CONTROL

Suscripto el contrato de abastecimiento con CAMMESA, los proyectos con Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables quedan sujetos al control

Figura 5 Síntesis de los pasos de la licitación

Fuente: Elaboración propia.

de las inversiones y aplicación de los beneficios fiscales y eventualmente a sanciones. De modo adicional, en el caso de que la autoridad de aplicación verificase un incumplimiento del CND, la empresa será pasible a una multa equivalente a un mes de su facturación –calculada como la energía comprometida / 12 meses x el precio ofertado– por cada punto porcentual de deficiencia en el cumplimiento del CND.

Son los técnicos del INTI los que llevan adelante los controles durante la vigencia del contrato de abastecimiento. Los proyectos que cumplen con todos los requisitos para ingresar al régimen de fomento y son adjudicados tienen que firmar el contrato de venta de energía y recién ahí se comienza con la construcción (figura 5). A partir de la firma del contrato se llevan adelante las decisiones de inversión y compras de equipos. Los dueños de los proyectos se los pueden vender a terceros (otra empresa) e incluso modificar la tecnología, el modelo y el tipo de aerogenerador con los que ganaron la licitación.

Resultados del Programa RenovAr

A diciembre de 2017 se habían realizado dos rondas. La primera (ronda 1.0) se adjudicó en octubre de 2016 –con una reapertura a finales de noviembre de la ronda 1.5– y la segunda

en noviembre de 2017 (ronda 2.0). De modo agregado, se adjudicaron 4.467 MW de potencia (50% más de lo licitado) en 147 proyectos. La energía eólica explica casi el 60% de la potencia total y de los proyectos adjudicados con el PPP más bajo de todas las tecnologías (cuadro 27).

En lo que respecta a eólica, en la primera ronda se aprobaron doce proyectos eólicos de 707 MW con un precio promedio ponderado de 59,2 dólares por MWh (cuadro 28). En función de la cantidad de ofertas recibidas y la calidad de los proyectos, las autoridades permitieron que se mejoraran las propuestas a proyectos eólicos y solares fotovoltaicos presentados y no adjudicados en la ronda 1.0, siempre que contaran con capacidad de interconexión. De este modo, se licitaron 600 MW adicionales de eólica y 200 MW de solar fotovoltaica. En la ronda 1.5 se adjudicaron nueve proyectos eólicos por 665 MW a un precio promedio ponderado de 53,1 dólares por MWh. En la segunda subasta se recibieron 228 ofertas por una cantidad casi ocho veces superior a la potencia licitada, de las cuales se calificaron 194 y se adjudicaron un total de 2.043 MW de energías renovables provenientes

Cuadro 27 Resumen de los resultados Programa RenovAr en todas las tecnologías, rondas 1.0, 1.5 y 2.0

Tecnología	Rondas 1.0 y 1.5				Ronda 2.0				Total			
	MW licitados	Proyectos adjudicados	MW adjudicados	PPP	MW licitados	Proyectos adjudicados	MW adjudicados	PPP	MW licitados	Proyectos adjudicados	MW adjudicados	PPP
Eólica	1.200	22	1.472,90	56,2	550	12	993,4	40,9	1.750	34	2.466	50,07
Solar fotovoltaica	500	24	916,20	57,0	450	17	816,3	42,8	950	41	1.733	50,35
Pequeños aprovechamientos hidroeléctricos	20	5	11,4	105	50	9	20,8	98,9	70	14	32	101,0
Biomasa	65	2	14,5	110	100	16	143,2	117	615	18	158	116,5
Biogás	15	6	8,6	154	35	31	56,2	160,6	165	37	65	159,7
Biogás de relleno sanitario					15	3	13,1	129,2	50	3	13	129,2
Total	1.000	59	2.424	57,4	1.200	88	2.043	51	3.000	147	4.467	54,7

Nota: PPP: precio promedio ponderado por MWh.

Fuente: elaboración propia con base en MEYM.

Cuadro 28 Resumen de los resultados Programa RenovAr, rondas 1.0, 1.5 y 2.0 [proyectos aprobados eólicos]

	Ronda 1.0	Ronda 1.5	Ronda 2.0 [fases 1 y 2]	Total
Cantidad de proyectos	12	10	12	34
Suma de potencia asignada [MW]	707,4	765,3	954	2.426,8
Precio promedio ponderado [US\$/MWh]	59,2	53,1	40,9	56,2
Beneficios fiscales otorgables promedio [US\$ por MW de potencia instalada]	350.519	384.046	Sin información	365.759*
Beneficios fiscales totales otorgables [en millones de US\$]	268,4	290,2	Sin información	558,5*
Promedio del CND [en %]	11,0	10,8	35,1	10,9
Promedio del plazo programado de habilitación comercial [en días corridos]	631	708	639**	659**
Provincias intervinientes	Buenos Aires, Chubut, La Rioja, Neuquén, Río Negro y Santa Cruz [6]	Buenos Aires, Chubut, Córdoba, La Pampa, La Rioja, Mendoza, Río Negro y Santa Cruz [8]	Buenos Aires, Chubut, La Pampa, La Rioja y Santa Cruz [5]	Buenos Aires, Chubut, Córdoba, La Pampa, La Rioja, Mendoza, Neuquén, Río Negro y Santa Cruz [9]

Notas: * No incluye los proyectos de la ronda 2.0. ** No incluye los cuatro proyectos de la fase 2 de la ronda 2.0.

Fuente: Elaboración propia con base en MEYM (2017).

de 88 proyectos. Dentro de estos se aprobaron doce proyectos eólicos, ocho en una primera fase (noviembre) y cuatro más en una segunda fase (diciembre), por un total de 954 MW, con un PPP de 40,9 dólares por MWh. La tendencia a la baja del PPP entre rondas se explica por los precios máximos estipulados por el MEYM para participar –82 dólares el MWh en la ronda 1.0; 59,39 dólares el MWh en la ronda 1.5 y 56,25 dólares el MWh en la ronda 2.0– y también por la mayor competencia de los proyectos.

Los resultados de las primeras licitaciones muestran que el proceso está marcando un antes y un después en el sector. En caso de concretarse todos los proyectos, para 2019 se habrán instalado 2,4 GW de potencia multiplicando por 10 la capacidad de generación preexistente. Los precios promedio adjudicados son sustantivamente más bajos que los precios a los que el sistema le compra a los parques eólicos ya en funcionamiento –Parque Arauco recibe más de 100 dólares por MWh entregado al sistema de los contratos previos–. Si se considera como referencia que internacionalmente la inversión por MW es de alrededor de 1,5 millones de dólares por MW instalado –un millón corresponde al componente

del aerogenerador—, la inversión agregada del programa, en eólica, será de 3.600 millones de dólares, con beneficios fiscales otorgados de alrededor de 800 millones de dólares.

Un hecho distintivo de la ronda 2.0 es que se produce un incremento del contenido nacional declarado. En promedio, se registra poco más de la tercera parte de contenido nacional. Este promedio está fuertemente influido por tres parques eólicos localizados en la provincia de Buenos Aires y de propiedad de Petroquímica Comodoro Rivadavia: La Geneveva, San Jorge y El Mataco, con CNĐ de 97,3%, 89,4% y 89,3%, respectivamente. Estos porcentajes se explican fundamentalmente por considerar los aerogeneradores como nacionales, al cumplir con el 35% de la nueva normativa. Si bien los precios ofertados en estos proyectos se encuentran entre los más altos dentro de la eólica—41, 46 y 47 dólares por MWh—, son inferiores a los de la ronda anterior.

¿Cómo se explica que haya proyectos con un CNĐ cercano al 100% con precios del MWh que compiten en igualdad de condiciones con tecnología íntegramente importada? ¿Es que la industria nacional es competitiva internacionalmente? ¿O en verdad la nacionalización de los aerogeneradores con la nueva normativa del 35% de las partes es fácilmente alcanzable? Si bien la información disponible no permite concluir de modo taxativo sobre este punto, todo indica que el mayor CNĐ se explica sobre todo por el hecho de que ya había industria nacional de torres y la integración restante necesaria es del 12%. Al respecto, existen voces que asocian la inversión de Vestas de 15 millones de euros en capacidad productiva para ensamblar aerogeneradores en la provincia de Buenos Aires con la regulación de creciente contenido nacional. Sin embargo, el volumen de negocios que a marzo de 2018 ha obtenido la empresa en el marco del Programa RenovAr—que se presenta en el próximo apartado—, sumado a la cantidad de aerogeneradores instalados previamente, genera los incentivos de mercado suficientes para hacer una inversión de esa magnitud.

Tecnología y grandes jugadores⁵⁰

Para tener un panorama completo de las inversiones en curso y las proyectadas, debe considerarse la potencia que se viene proyectando por fuera de las rondas de licitación del RenovAr y los parques que se proyectaron en el marco del Programa GENREN, que no se

⁵⁰ El proceso de inversiones es reciente y surgen novedades todos los días. Por ese motivo, para completar esta sección fue necesario hacer una revisión de anuncios en la prensa escrita y digital.

culminaron pero fueron habilitados para firmar contratos por la Disposición N° 202. Respecto de los primeros parques eólicos por fuera del RenovAr se destaca la cuarta etapa del Parque Arauco I –a inaugurarse en el primer cuatrimestre de 2018–; la ampliación del Parque Eólico Rawson –24 MW inauguradas en enero de 2018–, que tiene un contrato de venta de energía con la empresa cementera Loma Negra; el Parque Eólico El Llano –50 MW en dos etapas de autoabastecimiento Aluar, a inaugurarse la primera etapa en julio de 2018–; Parque Eólico Manantiales Behr –100 MW para autoconsumo de YPF, parque que será inaugurado en junio de 2018–.⁵¹ Con excepción de Arauco, que está instalando tecnología nacional IMPSA, el resto de los parques operará con aerogeneradores Vestas. Respecto de los segundos proyectos del viejo GENREN, se están reflatando parques que fueron comprados por fondos de inversión antes de que sean habilitados para firmar contratos de venta en el marco del RenovAr, y luego vendidos a sus actuales operadores. Estos parques son: Madryn 1 (70 MW), Madryn 2 (150 MW), Loma Blanca I (50 MW), Loma Blanca II (50 MW), Loma Blanca III (50 MW), Malaspina I (50 MW) y Koluel Kaike II (25 MW).

De este modo, si se suman las inversiones proyectadas en el marco del Programa RenovAr (2.424 MW de potencia), los nuevos parques privados por fuera del RenovAr (226 MW) y los parques heredados del viejo GENREN (445 MW), se arriba entonces a una suma de 3.098 MW en 46 parques eólicos (cuadro 29). Entre las empresas propietarias de los parques se destacan cuatro que explican poco más de la mitad de la nueva potencia (tres argentinas y una china).

Sobre la base de las noticias publicadas por los distintos parques respecto de los avances en sus obras, se pudo compilar información sobre las especificaciones técnicas de los aerogeneradores que se están instalando o proyectan instalar en 28 de los 46 parques que explican 1.852 MW. La evidencia indica que en estos parques serán instalados 637 equipos con un promedio de potencia de 2,9 MW; el aerogenerador más grande es de 3,6 MW y el más pequeño de 2 MW, y tiene 95,5 m de altura al buje –altura máxima de 132 m y mínima de 80 m–. Por lejos, la firma que más aerogeneradores ha vendido en el país es la danesa Vestas (cuadro 30).

En los cuadros 29 y 30 se identifican los nuevos grandes jugadores del sector, que recientemente formaron una cámara. Estos son: los desarrolladores de parques para venta de

⁵¹ Se recuerda que el relevamiento de información del estudio se finalizó en abril de 2018.

Cuadro 29 Cantidad de parques eólicos y potencia nominal proyectada / instalada según empresa propietaria y origen del capital

Propietario	Origen	Cantidad de parques	Potencia nominal	
			MW	% del total
Genneia S.A.	Argentina / Estados Unidos	8	555	18%
Petroquímica Comodoro Rivadavia	Argentina	4	376	12%
Goldwind	China	5	348	11%
Parque Eólico Arauco S.A.P.E.M.	Argentina	4	345	11%
YPF Energía Eléctrica S.A.	Argentina	2	198	6%
Envision	China	4	185	6%
Central Puerto Renovables S.A.	Argentina	2	147	5%
Sinohydro Corporation Limited	China	1	100	3%
Enel Green Power	Italia	1	100	3%
Central Térmica Loma de la Lata	Argentina	1	100	3%
Eolia Renovables	España	1	98	3%
EREN	Francia	1	97	3%
Ficus Capital	Sin información	2	75	2%
EIPOR S.A.	Argentina	1	71	2%
Latinoamericana de Energía S.A.	Argentina	1	53	2%
Empresa Mendocina de Energía S.A.P.E.M.	Argentina	1	50	2%
Aluar	Argentina	2	50	2%
Centrales de la Costa Atlántica S.A.	Argentina	1	38	1%
Facundo Frávega	Argentina	1	37	1%
Capex S.A.	Argentina	1	27	1%
Pan American Energy / 3 GAL	Argentina / España	1	24	1%
Enat / SEG / Otamendi / Nuevo Cerro Dragón	Argentina / España	1	24	1%
Total		46	3.098	100%

Fuente: Elaboración propia.

energía (Genneia, Parque Eólico Arauco y Pan American Energy) o para consumo propio (PCR, YPF Eléctrica y Aluar), los tecnólogos (Vestas, Siemens Gamesa y Nordex Wind Power), un fabricante de torres (Calviño) y un grupo inversor (Grupo Frali). Esta cámara

Cuadro 30 Potencia nominal y aerogeneradores por tecnólogo
MW, número de aerogeneradores y % del total

Empresa	Potencia		Aerogeneradores		Potencia media por aerogenerador
	MW	% del total	Cantidad	% del total	
Vestas	931	50,3%	290	46%	3,2
Siemens Gamesa	195	10,5%	66	10%	3,0
Envision	185	10,0%	87	14%	2,1
Acciona	147	7,9%	47	7%	3,1
Senvion	97	5,2%	27	4%	3,6
IMPESA	52	2,8%	26	4%	2,0
Sin información del tecnólogo	245	13,2%	94	15%	2,6
Total	1.852	100,0%	637	100%	2,9

Fuente: Elaboración propia.

tiene un perfil que busca defender los intereses del sector de desarrollo de parques y generación de energía de fuente eólica (recuadro 3).

A modo de cierre, la política de energías renovables diseñada e implementada a partir del año 2016 ha sido muy exitosa en la adjudicación de proyectos de energías renovables. Si todas las inversiones anunciadas se concretan, la capacidad de generación de la energía eólica de alta potencia en la Argentina para el año 2020 será diez veces superior a la capacidad que se había instalado en las dos décadas previas y a precios por MWh muy inferiores.

Bajo el liderazgo del MEYM, se diseñó un marco regulatorio para atraer tanto inversiones como a los grandes jugadores globales, sin repetir la experiencia del GENREN, que logró adjudicar proyectos pero cuyas inversiones, en su mayoría, no se concretaron. Como complemento al paquete de incentivos energéticos desde el Ministerio de Producción,

Recuadro 3
Cámara Eólica
Argentina

EN FEBRERO DE 2018, empresas desarrolladoras, tecnólogos y una firma fabricante de torres crean una nueva cámara con los siguientes objetivos:

- › Representar los intereses colectivos de los miembros.
- › Divulgar y asesorar sobre la actividad eólica.
- › Cuidar el medio ambiente, la seguridad de las personas y de las instalaciones relacionadas.
- › Promover e impulsar investigaciones y estudios vinculados a la generación eólica.
- › Asegurar la libre celebración y el cumplimiento de los contratos relativos a la actividad.

Empresas miembros: Genneia, Vestas, Nordex Wind Power, Calviño, Pan American Energy, Grupo Frali, Siemens Gamesa, Petroquímica Comodoro Rivadavia, YPF Energía Eléctrica, Parque Eólico Arauco y Aluar

Fuente:
Elaboración propia.

se promovieron cambios en el marco normativo para darle una mayor participación a la industria nacional, fundamentalmente metalmecánica, en la provisión de partes y equipos de los aerogeneradores; asimismo, se suma la participación de PRODEPRO, que ofrece asistencia a proveedores de la cadena. En este escenario el tecnólogo argentino de mayor recorrido, IMPSA, quedó afuera del Programa RenovAr, ya que su situación financiera al momento del lanzamiento del Programa no lo permitía. De este modo, el país pasó de tener un tecnólogo nacional en etapa de aprendizaje a recibir cuantiosas inversiones de tecnólogos multinacionales con diferentes grados de contenido nacional y de componentes intensivos en conocimiento.

Dado que la política sobre energía eólica en la Argentina va más allá de lograr la mayor capacidad de generación al menor precio posible, existe espacio para potenciar sistemáticamente las actividades intensivas en conocimiento. Muchas de esas actividades no están en el segmento de fabricación del aerogenerador, por lo que se pueden identificar otras áreas con potencial innovador en las que deberían impulsarse las capacidades locales:

- › Bases de datos y atlas eólicos, y modelización del recurso eólico. En relación con las torres de medición, actualmente son importadas y deben estar certificadas para ser

aprobadas en las licitaciones. Sin embargo, la fabricación local (*logger* + veleta + capella) no es compleja y podría ser un área de intervención.

- › Modelización del recurso eólico (efecto estela y *layout* del parque).
- › Acumuladores de energía, revestimiento químico de materiales, microrredes, sistemas de redes inteligentes para la conexión con las redes de energía eléctrica, entre otros.
- › Desarrollo de procesos de gestión de datos, métodos de diagnóstico y mantenimiento preventivo, métodos de testeo (sensores remotos); nuevos desarrollos para una mayor precisión en las previsiones de corto plazo sobre el viento; nuevos modelos y logaritmos para sistemas de control que analicen y optimicen el entero parque eólico (“efecto portafolio” e interconectividad entre parques). Por ejemplo, el SCADA es un sistema de control y registro de producción de los generadores eólicos que permite seguir a distancia el rendimiento y gestionar el parque. Actualmente el sistema es provisto por el tecnólogo y CAMMESA está habilitado para que pueda seguir en todo momento lo que registra dicho sistema. El desarrollo de un software que reemplace este sistema podría ser un área de vacancia a trabajar –lo mismo puede decirse para el sistema SODAR, que se basa en la detección de sonidos– para que responda a las necesidades de CAMMESA.
- › Pequeños molinos eólicos: actualmente existen proveedores locales –como INVAP– con modelos de hasta 25 kW. Su tecnología es buena, pero aún no tiene demanda. En la medida en que se avance en la reglamentación de la ley de generación distribuida, podría comenzar a activarse un nicho que requeriría de este tipo de productos que hoy no tienen mercado –debe considerarse además que la logística de aprovisionamiento de pocos molinos es una barrera de entrada importante para los fabricantes extranjeros.
- › También hay espacios de intervención en la cadena de valor a través de políticas “no CTI”, por ejemplo, en certificaciones y capacitaciones de recursos humanos. Para instalar los componentes y subir en altura a las personas y a los equipamientos de seguridad (trajes, arnés, etc.), deben tener una certificación que se renueva semestralmente. Una posible área de intervención podría ser capacitar tanto a la mano de obra como a las empresas en dichos servicios y certificaciones, para realizar tanto la instalación

como la operación, el mantenimiento y el *service*. En la medida en que aumente el volumen de GW instalados, podría ser un encadenamiento adicional que en la actualidad no es provisto localmente.

Conclusiones

A nivel global se asiste a una transición energética que está caracterizada por una mayor incidencia de la electricidad en la matriz energética y por el mayor peso de las energías renovables. Esto se basa no solamente en las tendencias de consumo registradas en los últimos años, sino sobre todo en las expectativas futuras que existen sobre estas fuentes, a raíz de dos cuestiones. En primer lugar, la voluntad política de un creciente número de países, en especial desarrollados, que son los de mayor producción y consumo, que se ve reflejada en fuertes compromisos por elevar la participación de las energías renovables en sus matrices energéticas y disminuir sus emisiones de CO₂ para controlar el calentamiento global. En segundo lugar, la necesidad de avanzar en un proceso de cambios tecnológicos e innovaciones que se vienen realizando en distintas tecnologías –principalmente eólica y solar fotovoltaica– a partir de marcos regulatorios y políticas públicas que incentivan y acompañan a los esfuerzos privados en investigación y desarrollo orientados a explotar los recursos disponibles en todo el planeta, como el sol y el viento.

Esta transición plantea desafíos tanto en el campo de la generación de energía de red, que es el tema del presente estudio, como en otros relacionados a la eficiencia energética y a la electrificación de la economía. Respecto de la generación, resulta fundamental incrementar la participación de fuentes de energía de baja emisión de carbono con un *mix* de energía que en 2050 sea significativamente diferente a la actual y donde la energía eólica y solar fotovoltaica sean fuentes mayoritarias. De forma complementaria, existen acciones orientadas a mejorar sensiblemente la eficiencia energética para reducir la intensidad energética en la economía. Al ser la eficiencia energética transversal a diferentes sectores y tecnologías, se requieren enfoques sistémicos e interdisciplinarios de modo de incluir una mejora en la administración de la demanda, una reducción de las pérdidas en las redes de transmisión y distribución y el desarrollo de dispositivos

eléctricos más eficientes. Por lo tanto, el espacio potencial de mejoras a lo largo de toda la cadena energética es muy relevante, desde la exploración y producción de energía hasta el uso final.

El desarrollo de la energía eólica, entonces, debe entenderse dentro de este contexto más amplio, ya que es una de las fuentes renovables que favorecen la transición energética en curso y su mayor penetración depende no solo de la innovación en el propio sector, sino también en progresos realizados en otras tecnologías y sectores.

En este estudio se sostiene que, para que el incremento de las energías renovables en la matriz energética se conjugue con una mayor participación de actividades innovadoras e intensivas en conocimiento, es necesario disponer de marcos regulatorios que los promuevan. De esto se desprende la necesidad de coordinar la política energética con las políticas productivas y de CTI para articular un *policy mix* que incentive la producción de energía competitiva, el desarrollo de la industria nacional y la innovación. Aquellos países con mayor desarrollo han acompañado su política energética con políticas productivas y de desarrollo tecnológico. Se trata de regímenes de incentivos mixtos, donde se combinan los instrumentos de incentivo del sector energético con los incentivos tecnológicos e industriales, para desarrollar la industria de bienes de capital que provee los equipos. Además, en todos los casos, los incentivos económicos se han articulado con adecuaciones a las regulaciones técnicas y operativas, de forma tal de permitir la integración a la red de la energía renovable en condiciones seguras y económicas.

A lo largo de sus más de cuarenta años de vida, la industria eólica ha protagonizado grandes esfuerzos de I+D para entender el recurso eólico y generar las respuestas tecnológicas necesarias para capturar la energía contenida en él y adaptarse a la variabilidad e intermitencia intrínseca de la producción. La potencia instalada *onshore* a nivel mundial ha crecido en forma exponencial; los costos de inversión por MW instalado han disminuido; el tamaño medio de los equipos se ha incrementado –en términos de potencia nominal, altura de las torres, diámetro del rotor–; y actualmente se está avanzando hacia la consecución de resultados similares en las instalaciones *offshore*. Los *drivers* de la innovación que se han identificado en relación con el aerogenerador son: agregar valor y reducir la incertidumbre, continuar con la reducción de costos, facilitar el uso a gran escala y minimizar

el impacto ambiental. Asimismo, las áreas de vacancia inherentes a toda la cadena son: caracterización del recurso eólico, desarrollo de tecnología de nueva generación, mejoramiento de la conexión a la red y cuestiones socioambientales y educacionales. Como puede verse, si bien para muchos es un sector relativamente maduro, existen aún vastas oportunidades que exceden las que están asociadas al bien de capital.

En la Argentina aún persiste una matriz energética con escaso peso de las energías renovables no convencionales; tanto es así que en 2015 la energía hidroeléctrica explicaba alrededor del 30% de la generación eléctrica del país. Sin embargo, hubo varios esfuerzos e intentos por promoverla y, a lo largo de los últimos veinte años, se pueden identificar tres etapas con marcos regulatorios y procesos de inversión asociados diferentes. En todos los casos, el liderazgo fue del Ministerio de Energía nacional con medidas complementarias –con distinto grado de coordinación– desde otras áreas.

En la primera etapa (1994-2002), se asistió a una serie de inversiones orientadas a proyectos pequeños, operados por cooperativas eléctricas que abastecían a una red local cautiva de usuarios clientes de la cooperativa, que distribuía a nivel local y vendía los excedentes a la red. Con excepción del Parque Eólico Antonio Morán, que instaló 24 turbinas, el resto son instalaciones de uno a cuatro aerogeneradores de media potencia que, por su baja dimensión y destino local de la producción, no son en sentido estricto parques eólicos. Por otra parte, se destaca que el origen de los aerogeneradores instalados era enteramente importado de Dinamarca (43%), España (38%) y Alemania (19%). Los incentivos otorgados en el marco normativo nacional no lograron atraer una cantidad significativa de inversores, por ende, la energía eólica mantuvo un rol marginal dentro de la generación eléctrica del país. Asimismo, durante esta etapa no hubo ninguna política específica desde las áreas de producción y de CTI.

La segunda etapa (2008-2016) está asociada a una nueva legislación y al lanzamiento del Programa GENREN, que buscaba resolver las limitaciones de la política previa ofreciendo precios fijos en dólares durante quince años. Las inversiones reales efectuadas a partir de la licitación GENREN ascendieron a 128,5 MW, es decir, solo el 17% del total aprobado; sin embargo, se registraron otras inversiones no contempladas en el Programa por 70 MW, en las que hubo una notable participación del Estado nacional a través de ENARSA y de

los estados provinciales. Existen varios aspectos que diferencian esta segunda oleada de inversiones de la anterior. En primer lugar, el tamaño de los proyectos y la potencia de los aerogeneradores fueron superiores a los registrados previamente –turbinas tres veces más grande y tamaño medio de parques de 20 MW y diez aerogeneradores–. En segundo lugar, emerge como rasgo novedoso de esta época la fabricación nacional de aerogeneradores por parte de NRC e IMPSA. La fabricación nacional llega a explicar el 30% de la nueva potencia instalada en esos años –61,4 MW y treinta aerogeneradores– y más que duplica la potencia instalada hasta antes del año 2002. En tercer lugar, los precios pautados en esta etapa estuvieron muy por encima de los precios internacionales –Parque Arauco firmó contratos por 126,5 dólares por MWh–. En cuarto lugar, el Ministerio de Ciencia ofrece un esquema de apoyo específicamente para el sector eólico, con la financiación de seis consorcios público-privados cuyos resultados y desarrollo de capacidades fueron parcialmente aprovechados en la etapa posterior.

En este período merecen particular atención el auge y la caída de IMPSA como proyecto de tecnólogo nacional. La cantidad y variedad de operaciones en las que se involucró la empresa demuestra que tuvo las capacidades tecnológicas y productivas para poner en marcha un sendero de desarrollo propio. No obstante, los problemas financieros que tuvo que enfrentar la firma la obligaron a entrar en concurso preventivo, ceder el 65% de las acciones y reemplazar a su CEO. Si bien no es posible establecer en forma conclusiva si la falta de financiamiento paralizó la parte productiva o si los problemas tecnológicos que se habían manifestado en algunos equipos impactaron en la capacidad financiera de la empresa, lo concreto es que el sendero de desarrollo que IMPSA venía transitando se vio interrumpido, lo cual dejó a la firma sin capacidad para participar como proveedora de equipos en la etapa posterior.

Finalmente, la tercera etapa (2016-actualidad) se da inicio con la Ley N° 27.191/2015 y el Programa RenovAr. La reglamentación de la ley es fundamentalmente político-energética (no CTI) y está orientada a alcanzar un mayor peso de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en la matriz energética. El potencial impacto que este nuevo esquema tiene sobre las actividades productivas e intensivas en conocimiento locales depende de la consideración de otros aspectos en el marco regulatorio. Del diseño de la regulación se desprende, por un lado, el activo rol y liderazgo del MEYM para ofrecer un marco

que priorice la generación de energía eléctrica lo más rápido y al menor precio posible. Por el otro, frente a ese escenario el Ministerio de Producción realiza esfuerzos para que las inversiones en el sector sean abastecidas con producción y empleo nacional.

Como se mencionó, una mayor inserción por parte del Ministerio de Ciencia en el proceso de definición e implementación de los marcos regulatorios actuales resaltaría el rol de los mecanismos de incentivos en impulsar las actividades intensivas en conocimiento. Finalmente, una articulación más consistente entre estos ministerios contribuiría a acercar posiciones desde el inicio mismo del proceso y minimizar el peso de una negociación permanente en la creación de la normativa aplicable.

Los incentivos establecidos en esta etapa priorizan la generación de energía eléctrica eólica de alta potencia al costo más bajo posible, con un marco jurídico más confiable y menos riesgoso, garantizando el pago de energía en el tiempo y con un esquema que reduce el monto de inversión necesario por MW de potencia instalado. Al mismo tiempo, se busca incrementar a lo largo del tiempo el porcentaje nacional de partes y piezas que componen el aerogenerador, comenzando por aquellos de menor sofisticación tecnológica. Este foco de la política industrial, si bien es importante, corre el riesgo de dejar de lado otros segmentos, como servicios intensivos en conocimiento, que emplean recursos humanos altamente calificados.

Las primeras licitaciones realizadas muestran que el proceso está marcando un antes y un después en el sector, ya que si todos los proyectos presentados se realizan efectivamente, para 2019 se contaría con 2,4 GW de potencia instalada, multiplicando por 10 la capacidad de generación preexistente. Además, los precios promedio adjudicados son sustantivamente más bajos de los precios con los que el sistema le compra a los parques eólicos ya en funcionamiento. Si se considera como referencia que internacionalmente la inversión por MW es de alrededor de 1,5 millones de dólares por MW instalado –un millón de dólares corresponde al aerogenerador–, la inversión agregada del programa eólico será de 3.600 millones de dólares, con beneficios fiscales otorgados de alrededor de 800 millones de dólares. Adicionalmente, si se suman los proyectos en curso por fuera de las licitaciones, la nueva potencia nominal a instalarse podría alcanzar los 3,1 GW (4.500 millones de dólares).

La última ronda realizada en diciembre de 2017 se caracteriza por un incremento del contenido nacional declarado y se detectan tres parques eólicos que declaran alrededor del 90%. Estos porcentajes se explican fundamentalmente por considerar nacionales a los aerogeneradores—y cumplen con el 35% que exige la nueva normativa, porcentaje muy elevado del total del proyecto—. Cabe preguntarse: ¿cómo se explica que haya proyectos con un CND cercano al 100% con precios del MWh que son competitivos con tecnología íntegramente importada? ¿La industria nacional es realmente competitiva a nivel internacional? ¿O quizás la nacionalización de los aerogeneradores es alcanzable fácilmente porque las torres, que ya estaban siendo fabricadas localmente, representan el 23% y el umbral a alcanzar es del 35%? Sin pretender concluir de modo taxativo sobre este punto, es probable que el mayor CND se explica por el hecho de que ya había industria nacional de torres y la integración restante necesaria es del 12%. Con relación a esto, existe la posibilidad de que la inversión de 15 millones de euros de Vestas en capacidad productiva para ensamblar aerogeneradores en la provincia de Buenos Aires esté vinculada con la regulación del creciente contenido nacional. Sin embargo, el volumen de negocios que a marzo de 2018 ha obtenido dicha empresa, en el marco del Programa RenovAr, y la cantidad de aerogeneradores instalados previamente, constituyen un incentivo de mercado suficiente para realizar una inversión de esa magnitud.

La sumatoria de las inversiones proyectadas en el marco del Programa RenovAr (2.424 MW de potencia), de los nuevos parques privados (226 MW) y de los parques heredados del viejo GENREN (445 MW) arrojan un total de 3.095 MW distribuidos en 46 parques eólicos. Cuatro empresas propietarias de parques, tres argentinas y una china explican poco más de la mitad de la nueva potencia. La información disponible respecto de los avances en las diferentes obras ha permitido trazar el panorama de las especificaciones técnicas de los aerogeneradores que se están instalando o que se proyecta instalar en 28 de los 46 parques, que explican 1.852 MW. La evidencia indica que en dichos parques serán instalados 637 equipos con un promedio de potencia de 2,9 MW—el aerogenerador más grande es de 3,6 MW y el más pequeño de 2 MW— y de 95,5 m de altura al buje—la altura máxima es de 132 m y la mínima, de 80 m—. La firma que más aerogeneradores ha vendido en el país es, por lejos, la danesa Vestas (290 equipos).

Luego de especificar el sendero evolutivo de la energía eólica tanto a nivel internacional como en la Argentina, es posible realizar algunas reflexiones respecto de la relación entre expansión de la energía eólica y desarrollo nacional.

Una primera reflexión se refiere a la naturaleza del viento como recurso natural. La disponibilidad de recursos naturales puede ser una oportunidad para los países en desarrollo en la medida en que se incorpore conocimiento y que ese conocimiento resulte de esfuerzos científico-tecnológicos domésticos. A raíz de lo que se ha observado en el panorama sectorial nacional e internacional, el viento aparece como un recurso menos manipulable respecto de las semillas o las rocas, y representa un recurso natural que ofrece menos posibilidades de transformación local en relación con otros. No obstante esto, es un hecho que a nivel internacional se sigue realizando I+D en el sector, lo cual indicaría que valdría la pena encarar a nivel nacional una agenda en esa área que sea funcional a los objetivos de desarrollo que se planteen.

En segundo lugar, hoy la visión predominante a nivel nacional sobre las perspectivas de desarrollo basadas en el aprovechamiento del viento está fuertemente sesgada hacia un discurso clásico de sustitución de importaciones y de defensa de la industria nacional. Si el aprovechamiento del viento podría representar un ejemplo interesante de cambio de óptica desde el “qué se hace” (tipo de producto) hacia el “cómo se hace” (conocimientos incorporados en los procesos productivos), el actual entusiasmo hacia la posibilidad de fabricar aunque sean las torres localmente es quizás una muestra clara de cómo la visión de desarrollo subyacente, de algún modo, está más atenta al “qué se hace” y no al “cómo se hace”.

Una tercera reflexión que surge de la evidencia empírica es que es fundamental la presencia de un tecnólogo nacional, para que el discurso industrialista clásico tenga alguna posibilidad de consolidación y, más importante aún, para que sea posible articular esa visión con otra, más atenta a la intensidad de conocimiento y la innovación. Esto es así por el rol clave que ocupa el tecnólogo dentro de la cadena de valor eólica, ya que, al mirar el contexto internacional, son justamente los grandes tecnólogos internacionales los que financian y lideran la I+D del sector. Por consiguiente, lejos de desestimar la visión industrialista clásica, es necesario buscar una intersección y una articulación entre esa visión y la otra, para que el sector eólico sea una oportunidad de desarrollo y no se reduzca a un espacio

de estrategias defensivas inspiradas por un discurso que atiende únicamente a la cuestión arancelaria y al porcentaje de integración nacional.

En cuarto lugar, es preciso referirse al *policy mix* como esquema imprescindible para orientar ese intento de articulación. Solo una estrategia integral que conjugue políticas de CTI y políticas “no CTI” va a permitir que el avance de la actividad eólica en la Argentina acompañe una expansión del entramado productivo local y de su capacidad de agregar conocimiento a los problemas existentes a través de soluciones domésticas innovadoras. Para citar un ejemplo, a raíz de la importancia del aspecto financiero y del rol clave que tuvo el BNDES brasilero en la expansión del sector, una pieza clave de un posible enfoque de *policy mix* sería la creación de un banco nacional de desarrollo, un reclamo histórico que podría asumir características novedosas.

Una quinta reflexión es que un aporte fundamental para el fortalecimiento de una visión orientada al conocimiento y la innovación lo brindaría la profundización del involucramiento del Ministerio de Ciencia, en vista de su experiencia previa y de sus potencialidades actuales para determinar la dirección que está tomando la expansión de la actividad eólica nacional. En especial, este ministerio podría contribuir en por lo menos dos direcciones: en primer lugar, a través de inversiones en espacios intensivos en conocimiento, desde la creación de un centro de I+D *ad hoc* hasta la articulación de esfuerzos dispersos existentes en distintas universidades nacionales. En segundo lugar, haciendo hincapié en la generación de capacidades transversales a diferentes sectores –por ejemplo, todo lo inherente a mecánica pesada de precisión–, para ampliar las conexiones entre la expansión del sector eólico *onshore* y el eventual impulso de nuevos sectores. Probablemente el cuadro 7, en el que se relacionaron los diferentes eslabones de la cadena de valor eólica con los principales aspectos intensivos en conocimiento, puede ser una guía inicial para orientar tales esfuerzos futuros, así como las consideraciones realizadas al final de la sección previa a estas conclusiones.

Finalmente, a raíz de lo expuesto es posible resaltar algunas líneas de trabajo que podrían ser profundizadas a futuro. En primer lugar, en vistas de la futura reglamentación de la ley de generación distribuida que brindará incentivos –a través del Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables– para instalaciones residenciales, industriales y de

Cuadro 31 Información resumen

	1994-2002	2008-2016	2016-actualidad	
			Con información de inversión	Totales anunciados
Cantidad de parques eólicos	13	10	28	46
Aerogeneradores	44	99	637	
Potencia instalada [MW]	27,8	198,4	1.852	3.098
Potencia media [MW por aerogenerador]	0,6	2,0	2,9	
Provincias [en % de la potencia instalada o a instalarse]	Chubut [63%], Buenos Aires [21%], Santa Cruz [9%], La Pampa [6%] y Neuquén [1%]	Chubut [69%], La Rioja [25%], Santiago del Estero [4%], San Juan [1%] y Buenos Aires [1%]	Buenos Aires [26%], Chubut [25%], Santa Cruz [16%], La Rioja [13%], Río Negro [8%], Neuquén [4%], Mendoza [3%], Córdoba [3%] y La Pampa [2%]	Chubut [34%], Buenos Aires [32%], La Rioja [11%], Santa Cruz [10%], Río Negro [5%], La Pampa [3%], Neuquén [2%], Mendoza [2%] y Córdoba [2%]
País de origen de la tecnología [en % de la potencia instalada de MW]	Dinamarca [43%], España [38%] y Alemania [19%]	Dinamarca [39%], Argentina [31%], Francia [26%], España [3%] y Alemania [1%]	Dinamarca [50%], Alemania/España [18%], China [10%], Alemania [5%], Argentina [3%] y sin información [13%]	
Tipo de operadores	Cooperativas eléctricas locales	Empresas públicas y conglomerados económicos privados	Empresas transnacionales, empresas públicas provinciales, empresas de energía argentinas que abren su división eólica, empresas industriales argentinas que ingresan al sector eólico y fondos de inversión	
Programa insignia		GENREN	RenovAr	

Fuente: Elaboración propia.

usuarios de menos de 300 kW, se podría avanzar en el estudio de las posibilidades que se abren para el financiamiento de proyectos de I+D y las eventuales ventajas a proveedores locales. En segundo lugar, también podría ser objeto de estudio las posibles licitaciones a nivel provincial, que podrían generar incentivos a proveedores locales de instalaciones, servicios de instalación y mantenimiento, y se podría analizar de qué forma la CTI interviene en los mecanismos de transferencia de tecnología y conocimiento.

Anexo I

Personas entrevistadas

ANDRI, Jorge, IMPSA

AZNAR, Eduardo, Centro Nacional de Energías Renovables (España)

COMETTO, Emiliano, Haizea-Sica

DRUCAROFF, Sergio, Ministerio de Producción

FABRIZIO, Rubén, CIPIBIC - Clúster Eólico

GRANATA, Juan Pablo, Tadeo Czerweny S.A.

MANFREDI, Gustavo, Fohama S.R.L.

MAYOL, María Laura, Centro de Simulación Computacional para Aplicaciones Tecnológicas,
CONICET

OTERO, Alejandro, Centro de Simulación Computacional para Aplicaciones Tecnológicas,
CONICET

PUZZOLO, Gustavo, TANDANOR

RONDÁN, Hugo, Tadeo Czerweny S.A.

VAN DAM, Esteban, Aires Renewables S.A.

Anexo II

Casos nacionales de interés

Se presentan aquí los casos de Dinamarca, Alemania y España poniendo el énfasis en aspectos fundamentales como: la estrategia seguida por grandes grupos empresariales que dominan el sector a nivel global, la forma en que está organizada actualmente la cadena de valor del sector y el rol que ha tenido la política pública en el impulso de la actividad eólica.

DINAMARCA

Dinamarca es un país pionero en la actividad eólica y, desde el punto de vista del contexto histórico-político, los movimientos políticos verdes y la sociedad civil tuvieron allí un rol clave en el desarrollo del sector eólico, ya que Dinamarca nunca se planteó un desarrollo sostenido de la energía nuclear y desde la década de 1970 tuvo que buscar con relativa urgencia alternativas energéticas. El país cuenta con la firma Vestas, una de las empresas más importantes del mundo en lo que se refiere a fabricación de aerogeneradores. En línea con la tendencia del mercado europeo, donde los aerogeneradores presentan un tamaño promedio de entre 2 y 2,5 MW de potencia, Vestas ya está en proceso de fabricación de turbinas gigantes (8 MW). Esta firma es también uno de los mejores prestadores de servicios de oym a nivel internacional, un aspecto esencial en el mercado europeo, debido a que la baja en los costos de oym se traduce en un menor costo de la energía. Respecto de la tecnología del aerogenerador, en Dinamarca prevalece el modelo basado en la caja multiplicadora, que al contener más componentes hace que las actividades de oym sean más complejas.

Si se considera el aspecto de la instalación del aerogenerador, Dinamarca también fue pionera en el segmento *offshore*, ya que muy tempranamente y durante muchos años ha testeado turbinas pequeñas en el segmento *offshore* y ha aumentado en forma progresiva su tamaño y potencia. En este sentido, las dotaciones de factores tienen su importancia: Dinamarca posee un litoral muy extendido, con más puertos y una industria naval

desarrollada que le han permitido un ingreso rápido a ese segmento. Otro factor relevante es la infraestructura de red, ya que el principal operador del sistema de transmisión danés ha sido involucrado en expandir las redes y conectar los proyectos *offshore*. Dinamarca representa el 10% de la capacidad instalada *offshore* a nivel mundial y el segmento representa el 22% de la capacidad instalada total de ese país. Si bien Vestas poseía una cuota de mercado del 27% en 2013, cabe destacar que la empresa Siemens Wind Power –líder mundial en el segmento *offshore*– tiene una parte significativa de sus capacidades de producción e I+D localizadas en su filial de Dinamarca, por lo cual se estima que el 90% de las turbinas *offshore* existentes hoy han sido producidas al menos parcialmente en Dinamarca o tienen cimientos desarrollados en dicho país o se apoyan en servicios de origen danés.

Vestas ha marcado el sendero evolutivo de Dinamarca en el sector eólico al desarrollar tecnología en la frontera y al tener un alto grado de integración vertical. Sin embargo, en Dinamarca la coordinación de la cadena de valor de la instalación de la turbina (instalación, O&M, conexión a la red, aspectos financieros, etc.) se ha desplazado desde los fabricantes de turbinas a empresas públicas de servicios –como DONG–, porque los productores de energía se han visto necesitados de incorporar cada vez más energías renovables a sus portafolios. La firma DONG no solo opera en Dinamarca sino en toda Europa, es líder en el segmento *offshore* y coordina todos los numerosos actores que participan de los proyectos eólicos. Asimismo, el proceso de consolidación y reestructuración de la industria eólica ha llevado a la creación de cuantiosas empresas pequeñas proveedoras de servicios intensivos en conocimiento –a veces desprendimientos de las empresas líderes– que ocupan un rol relevante en la estructura del sector.

Debe destacarse que los actores dominantes del sector han sido moldeados por las políticas de demanda domésticas, y estas empresas, a la hora de penetrar en mercados extranjeros, tratan de introducir allí los aspectos regulatorios que estuvieron en la base de su expansión. Con el pasar del tiempo Dinamarca pasó de ser un mercado vendedor de turbinas a ser uno comprador de turbinas, ya que las autoridades locales han demandado en forma creciente toda una serie de especificaciones técnicas y tecnológicas –por ejemplo, en cuanto a la altura de la torre, el ruido, el diseño de la turbina, entre otros–, que han determinado un elevado nivel de sofisticación en los estándares cualitativos de los fabricantes.

Las políticas por el lado de la demanda tuvieron que ver principalmente con el sistema de tarifas (*feed-in tariffs*), mientras que las políticas por el lado de la oferta, con el ámbito de la ciencia y la tecnología. En relación con la turbina, hubo incentivos para reducir el costo de la energía producida –a través de turbinas más grandes y de mayor confiabilidad–, políticas de reposición –para renovar las turbinas existentes– y políticas para el segmento *offshore* –para un mayor tamaño de las turbinas fabricadas–. Por el lado de las políticas de oferta, existieron tanto programas orientados a promover la I+D conjunta y los *clusters*, como esquemas de fijación de estándares cualitativos promovidos por las autoridades, como el esquema de certificación danés (*Danish Wind Turbine Certification Scheme*) o la asistencia a la exportación a través de préstamos de bajo interés. Por otra parte, las empresas danesas no solamente han invertido en laboratorios propios de testeo, sino que además han estrechado alianzas para realizar externamente estas operaciones –como el consorcio Megavind–; en ese sentido, es de destacar el surgimiento de *clusters* orientados al *offshore* en la costa oeste de Dinamarca.

ALEMANIA

Alemania también es un pionero en el sector eólico y, como en el caso danés, los movimientos políticos verdes y la sociedad civil tuvieron un rol clave en el avance del sector ya que, si bien Alemania había desarrollado previamente la energía nuclear, la presión de los movimientos verdes en los años ochenta –especialmente después del incidente de Chernobyl– llevó a que ese país decidiera a partir de los años noventa impulsar fuertemente la actividad eólica. Alemania cuenta con dos empresas que son líderes globales del sector, como ENERCON y Siemens Wind Energy. Coherentemente con la tendencia del mercado europeo hacia aerogeneradores cada vez más grandes y potentes, ENERCON está en proceso de fabricación de turbinas gigantes (7,5 MW). Si se considera el aspecto de los servicios O&M, ENERCON y Siemens son dos de las empresas más importantes en la prestación de esos servicios. En Europa existe la tendencia a un mayor contenido de servicios de O&M brindados por los fabricantes de turbinas ya que, por un lado, la actividad de O&M puede ser atractiva para los fabricantes de turbinas en tiempos de crisis y, por el otro, los dueños de los proyectos –es decir, los clientes de los fabricantes de turbinas– son cada vez más grandes y demandan cada vez más contratos de servicios completos de largo plazo para

reducir el riesgo asociado a la inversión. En este sentido, la empresa ENERCON ha sido la que más ha desarrollado este aspecto y hoy se presenta como empresa oferente de un paquete completo que garantiza la disponibilidad de energía en el segmento onshore. En cuanto al diseño de la turbina, fue ENERCON la empresa que desarrolló la tecnología de transmisión directa –alternativa a la que usa la caja multiplicadora–, que actualmente alcanza una cuota de mercado del 60%. Si bien el sistema de transmisión directa es más caro, requiere menor gasto de O&M porque utiliza un menor número de componentes. ENERCON usa un generador sincrónico que crea en forma electrónica un campo magnético, en vez de utilizar imanes permanentes –esta segunda alternativa es la que usan empresas como Siemens, VENSYS y GE Wind Energy e involucra el uso de óxidos de “tierras raras”, que puede significar una desventaja.

En cuanto a la instalación del aerogenerador, si bien Dinamarca fue la pionera en el segmento *offshore*, Alemania ha crecido rápidamente en los últimos años. Respecto de aquel país, Alemania ha tenido condiciones de partida menos favorables para el desarrollo del segmento *offshore*, ya que su litoral es muy limitado y las aguas son profundas. Otro factor importante es la infraestructura de red, relativamente subdesarrollada en Alemania, que necesita transportar una parte importante de la energía eólica producida desde el norte hacia el sur. Por otro lado, mientras Dinamarca ha testeado por años turbinas pequeñas en el segmento *offshore*, Alemania decidió emprender el catch up de forma rápida y apuntó inmediatamente a turbinas grandes. Hoy Alemania concentra el 27% de la potencia instalada a nivel mundial, y es superado solo por Gran Bretaña. Por otra parte, la empresa alemana Siemens poseía en 2013 el 55% del mercado mundial de aerogeneradores *offshore*.

Empresas como ENERCON y Siemens han marcado el sendero evolutivo del sector en Alemania y, como Vestas en Dinamarca, presentan una marcada tendencia a la integración vertical. Este aspecto es particularmente relevante en relación con los servicios de O&M –que se estima cobrará cada vez más volumen en la medida en que se consolide el segmento *offshore*–, ya que la fabricación *in house* de varios componentes hace más fácil que empresas como ENERCON puedan brindar una garantía sobre la vida útil del producto que incluye un servicio completo de O&M.

También en el caso alemán han sido fundamentales las políticas por el lado de la demanda, entre las que merecen ser desatacados los incentivos financieros relacionados con el sistema *feed-in tariff*, que han tenido un impacto en el crecimiento en cuanto a potencia y tamaño de los aerogeneradores y las políticas de reposición. Asimismo, las políticas de oferta impulsadas desde el Estado se han centrado en innumerables iniciativas en el ámbito de la CTI, como el clúster eólico en Alemania Noroccidental y el fomento a la I+D conjunta público-privada. En este sentido, debe destacarse la importancia de las universidades alemanas en el desarrollo de la tecnología de transmisión directa –y la importancia de la Universidad de Ciencias Aplicadas de Saarbücken en el desarrollo de los imanes permanentes de la transmisión directa–. La relevancia del mercado interno y de las políticas que provienen del sector público está en la base de la decisión de ENERCON de encarar específicamente el mercado de vientos de velocidad medio-baja en el sur del país. Este mercado requiere de torres más altas y de un mayor largo de palas, lo cual ha permitido a la empresa desarrollar sustanciales ventajas competitivas en un segmento que se está expandiendo en Bavaria y donde se estima que será clave la acción estatal para resolver los cuellos de botella en términos de red –en el sur de Alemania hay una fuerte demanda de energía, mientras que en el norte existe incluso una sobrecapacidad en el nivel de producción de energía eólica.

PAÍS VASCO (ESTADO ESPAÑOL)

En el País Vasco existen dos empresas de gran envergadura: Iberdrola, que sin estar especializado en la fabricación de aerogeneradores controla la entera cadena de valor eólica y participa de forma selectiva en los diferentes eslabones; y Gamesa, cuya especialización inicial es en la construcción de aerogeneradores, aunque posteriormente se ha involucrado en otros eslabones de la cadena de valor.

Iberdrola es un desarrollador eólico líder mundial en términos de capacidad instalada y de producción de energía. Opera en las dos fases iniciales de la cadena –promoción y diseño de proyectos– y en la fase final de distribución y venta de energía. Los aerogeneradores son comprados a otras empresas fabricantes (Gamesa, por ejemplo). Respecto de la construcción de parques, se involucra directamente en la actividad de emplazamiento (*micrositing*),

una fase en la que se consideran factores inherentes al impacto ambiental y la utilización del suelo (flujos de viento, características del suelo, acceso y transporte de equipos, etc.); para el resto de actividades de construcción de parques normalmente subcontrata a proveedores externos –geográficamente próximos a la localización del parque–. En la fase de transporte, ensamblaje y conexión a la red, Iberdrola se apoya en múltiples proveedores, entre ellos Gamesa –fabricantes de sistemas eléctricos y electrónicos para generación y conversión de energía y su conexión a la red–. Su fuerte presencia en la fase final de distribución y venta de energía hace que participe activamente también en las actividades de operación y mantenimiento, que gestiona con personal propio, apoyándose también en empresas especializadas.

Gamesa es una empresa que comienza a trabajar en los años noventa en el sector aeronáutico y, a partir de 1994, entra en el sector de aerogeneradores eólicos a través de un acuerdo con Vestas que, para poder penetrar en el mercado español, estaba obligada a producir localmente debido a requerimientos de fabricación local. A raíz de ello, la empresa danesa compra el 40% de las acciones de Gamesa y le provee su marca y su tecnología de producción. En 2001 Gamesa le compra a Vestas su cuota de participación, manteniendo los derechos de propiedad intelectual para usar y desarrollar la tecnología de Vestas en el mercado español y mundial. Además de la producción y ensamblaje de aerogeneradores, Gamesa se ha expandido hacia el diseño y la fabricación de palas, torres y ejes –la empresa es propietaria de otras empresas que fabrican otros componentes, tales como cajas multiplicadoras, generadores, inversores y controles–. La firma posee capacidades para producir toda la gama de componentes que integran el aerogenerador y, a partir de su especialización en la fabricación del bien de capital, ha incursionado en los demás eslabones de la cadena de valor, por ejemplo, lleva a cabo la actividad de promoción y diseño de parques eólicos –menos cuando trabaja para Iberdrola– e interviene en el estudio del emplazamiento del parque. Tanto en la fase de transporte, logística y conexión a la red como en la de oym, Gamesa posee capacidad para intervenir directamente a través de empresas controladas, o a través de proveedores locales. El eslabón de distribución y venta de energía está afuera del alcance de la firma y, en este aspecto, suele complementarse con Iberdrola.

BIBLIOGRAFÍA

- AGGIO, C., M. LENGYEL, D. MILESI Y L. PANDOLFO (2017), "Desafíos y oportunidades de innovación en la producción de petróleo y gas no convencionales en la Argentina", Documento de Trabajo N° 10, Buenos Aires, CIECTI.
- AGÜERO, J. P. (2017), "Estado eólico actual de la Argentina", presentación realizada en VIENTO & ENERGÍA Expo Argentina 2017, 9 y 10 de agosto, Buenos Aires, Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires.
- AGUILAR, S. (2014), "La promoción de energías renovables en Argentina: el caso GENREN", *Puentes*, vol. 15, N° 5, Ginebra, Centro Internacional para el Comercio y el Desarrollo Sostenible.
- BARTON, J. H. (2007), "Intellectual Property and Access to Clean Energy Technologies in Developing Countries: An Analysis of Solar Photovoltaic, Biofuels and Wind Technologies", ICTSD Trade and Sustainable Energy Series, Documento N° 2, Ginebra, International Centre for Trade and Sustainable Development.
- BORRÁS, S. (2009), "The widening and deepening of innovation policy: What conditions provide for effective governance", CIRCLE Working Paper N° 2009/02, Lund, Lund University.
- Y C. EDQUIST (2013), "The Choice of Innovation Policy Instruments", CIRCLE Working Paper N° 2013/04, Lund, Lund University. Disponible en <circle.lu.se/?wpfb_dl=5>.
- CADER [CÁMARA ARGENTINA DE ENERGÍAS RENOVABLES] (2015), *La hora de las energías renovables en la matriz eléctrica argentina*, Buenos Aires, CADER.
- (2017), *El año de las energías renovables*, Buenos Aires, CADER.
- CALABRESI, L. (2016), "Impacto de los ajustes y beneficios sobre el precio ofertado en Programa RenovAr". Disponible en <economiadelaenergia.com.ar/ajustesrenovar/>.
- CHAPMAN, J., E. LANTZ, P. DENHOLM, F. FELKER, G. HEATH, T. MAI Y S. TEGEN (2012). "Chapter 11. Wind Energy Technologies", *Renewable Electricity Futures Study*, vol. 2, Golden, National Renewable Energy Laboratory. pp. 11-1 a 11-63.
- CAMMESA (varios años), *Informes Anuales*, Buenos Aires.
- CUNNINGHAM, P., J. EDLER, K. FLANAGAN Y P. LAREDO (2013), "Innovation policy mix and instrument interaction: a review", Nesta Working Paper 13/20, Manchester.

- DOSI, G., P. LLERENA Y M. S. LABINI (2005), "Science-technology-Industry Links and the European Paradox: some notes on the dynamics of scientific and technological research in Europe", LEM Working Paper 2005/2, Pisa, Scuola Superiore Sant'Anna.
- EDLER, J. (2010), "Demand Oriented Innovation Policy", en Smits, R., S. Kuhlmann y P. Shapira (eds.), *The Theory and Practice of Innovation Policy An International Research Handbook*, Cheltenham, Edward Elgar, pp. 177-208.
- EDLER, J., L. GEORGHIOU, K. BLIND Y E. UYARRA (2012), "Evaluating the demand side: New challenges for evaluation", *Research Evaluation*, vol. 21, N° 1, pp. 33-47.
- ETIP WIND (2016), Strategic Research and Innovation Agenda 2016.
- FABRIZIO, R. (2016), "Análisis tecnológicos y prospectivos sectoriales. Prospectiva tecnológica al 2025 del complejo industrial de bienes de capital", Buenos Aires, Ministerio de Ciencia.
- FERNÁNDEZ, C. (2011), "La energía eólica en la provincia de Buenos Aires: el rol de las políticas públicas para su promoción", *Estudios Económicos*, vol. XXVIII (N. S.), N° 57, julio-diciembre, pp. 1-31.
- FLANAGAN, K., E. UYARRA Y M. LARANJA (2011), "Reconceptualising the 'policy mix' for innovation", *Research Policy*, vol. 40, N° 5, pp. 702-713.
- FUNDACIÓN BARILOCHE (2009), *Energías renovables: diagnóstico, barreras y propuestas*, Bariloche, Fundación Bariloche.
- GIRALT, C. (2011), "Energía eólica en Argentina: un análisis económico del derecho", *Letras Verdes*, N° 9, mayo-septiembre, pp. 64-86.
- GONZÁLEZ LONGATT, F. (2008), "Normativa IEC 64100-1: Modelado de viento en condiciones normales", parte I, reporte de investigación, *mimeo*.
- GUBINELLI, G. (2017), "Ministerio de Energía firma los primeros contratos de energías renovables de la ronda 1.5", Energía Estratégica. Disponible en <energiestrategica.com/ministerio-energia-firma-los-primeros-contratos-energias-renovables-la-ronda-1-5/>.
- GUIÑAZÚ FADER, E. (2015), "IMPSA, Energía Eólica Tecnología, situación actual, oportunidades para la industria", presentación en seminario "El futuro de la industria eólica en Argentina", organizado conjuntamente por la Facultad de Ingeniería de la UBA y el Clúster Eólico Argentino, Buenos Aires, 11 de noviembre.
- GUY, K., P. BOEKHOLT, P. CUNNINGHAM, R. HOFER, C. NAUWELAERS Y C. RAMMER (2009), "Designing Policy Mixes: Enhancing Innovation System Performance and R&D Investment Levels", Report of the Policy Mix project funded by DG RTD, Comisión Europea.
- CWEC (2017), Global Wind Report Annual Market Update 2016, Global Wind Energy Council.
- HOSSAIN, J. (2015), *Wind Energy 2050: On the shape of near 100% RE grid*. WWEA World Wind Energy Association.

- IEA (2001), "Long-term research and development needs for wind energy for the time frame 2000 to 2020", Ad Hoc Group Report to the Executive Committee of the International Energy Agency Implementing Agreement for Co-operation in the Research, Development, and Deployment of Wind Energy Systems.
- (2013), "Long-term research and development needs for wind energy for the time frame 2012 to 2030", Ad Hoc Group Report to the Executive Committee of the International Energy Agency Implementing Agreement for Co-operation in the Research, Development, and Deployment of Wind Energy Systems.
- (2015), *Technology Roadmap. Wind Energy*, París, OECD Publishing.
- (2017), "Key World Energy Statistics". Disponible en <iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2017.pdf>.
- IEA WIND (2016), "IEA Wind TCP [Technology Collaboration Programme] 2015 Annual Report", International Energy Agency Wind.
- IEA-IRENA (2017), "Perspectives for the Energy Transition Investment Needs for a Low-Carbon Energy System", IEA-IRENA.
- IRENA (2013), *30 Years of Policies for Wind Energy Lessons from 12 Wind Energy Markets*, IRENA.
- (2016), *Wind Power Technology Brief*, IRENA.
- (2017a), *Renewable Energy Benefits. Leveraging local capacity for onshore wind*, IRENA.
- (2017b), *Accelerating the Energy Transition through Innovation, a working paper based on global REMap analysis*, Abu Dhabi, IRENA. Disponible en <irena.org/remap>.
- IZSAK, K. Y J. EDLER (2011), Trends and Challenges in Demand-Side Innovation Policies in Europe, Thematic Report under specific Contract for the integration of INNO Policy TrenChart with ERAWATCH (2011-2012), Technopolis Goup.
- KIND, S. (2017), "Energías renovables en Argentina. Oportunidades, desafíos, acciones", presentación realizada en VIENTO & ENERGÍA Expo Argentina 2017, 9 y 10 de agosto, Buenos Aires, Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires.
- KLITENIK, F., P. MIRA Y P. MOLDOVAN (2009), "El Mercado Eléctrico Argentino", nota técnica N° 22, Informe Económico 70, Buenos Aires, Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación.
- LEMA, R., J. NORDENSVÄRD, F. URBAN Y W. LÜTKENHORST (2014), "Innovation paths in wind power. Insights from Denmark and Germany", German Development Institute.
- LENGYEL, M., C. AGGIO, A. ERBES, D. MILESI, L. GIL ABINADER Y A. BECCARIA (2014), "Asociatividad para la innovación con alto impacto sectorial: congruencia de objetivos entre las áreas programática y operativa de los Fondos Sectoriales", Buenos Aires, CIECTI.

- LENGYEL, M., C. AGGIO Y D. MILESI (2016), "La nueva agricultura en la Argentina: *commodities* sofisticadas y capacidades de innovación", Buenos Aires, CIECTI.
- LUNDVALL, B-Å. (ED.) (1992), *National Systems of Innovation: Towards a Theory of Innovation and Interactive Learning*, Londres, Pinter.
- MARGULIS, D. Y L. CALABRESI (2015), "El sector eléctrico argentino: situación y perspectivas a mediano plazo", Reporte Anual IDEAR Desarrollo 2015, Buenos Aires.
- NAUWELAERS, C. (2009), "Policy Mixes for R&D in Europe. A study commissioned by the European Commission-Directorate-General for Research", UNU-MERIT.
- OCDE (2010), "The Innovation Policy Mix", en OCDE (ed.), *OECD Science, Technology and Industry Outlook*, París, OCDE, pp. 251-279.
- PACCO RAMÍREZ, K. (2010), "Aerogeneradores: generadores de electricidad y productores de agua", Tacna, Universidad Privada de Tacna.
- PARRILLI, M. D., E. ÁLVAREZ, A. ELOLA, U. LORENZ Y R. RABELLOTTI (2012), "Análisis de la cadena de valor de la industria eólica vasca: oportunidades y ámbitos de mejora", Orkestra, Instituto Vasco de Competitividad.
- REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century) (2016), "Renewables 2016 Global Status Report", París, REN21 Secretariat.
- (2017), "Renewables 2016 Global Status Report (GSR)", París, REN21 Secretariat.
- RERL-MTC (2005), "Wind Power: Wind Technology Today", Renewable Energy Research Laboratory", University of Massachusetts at Amherst, Community Wind Power Fact Sheet #1.
- (2006), "Wind Power: Capacity Factor, Intermittency, and what happens when the wind doesn't blow?", Renewable Energy Research Laboratory, University of Massachusetts at Amherst, Community Wind Power Fact Sheet #2a.
- ROGER, D. (2017), "Propuesta para el desarrollo de la industria eólica argentina. Ecosistema competitivo para el desarrollo de la industria eólica nacional", Buenos Aires, CIPIBIC, Clúster Eólico, mimeo.
- SOARES, M., S. KIND Y O. FERNÁNDEZ (2010), *Estado de la Industria Eólica en Argentina 2009*, Buenos Aires, CADER.
- VERRE, V. (2017), "Evaluación de Evaluación de los fondos de innovación tecnológica sectorial y regional (FITS y FITR) en el marco de la evaluación final del Programa de Innovación Tecnológica III", Buenos Aires, CIECTI-ANPCYT, mimeo.
- WEC (WORLD ENERGY COUNCIL) (2016a), *World Energy Resources, Wind 2016*.
- (2016b), "The World Energy Trilemma Report 2016. Defining measures to accelerate the energy transition", Londres, WEC.

WWEA (2014), "World Wind Resource Assessment Report", WWEA Technical Paper Series (TP-01-14), Bonn, WWEA.

ZAYAS, J., M. DERBY, P. GILMAN, S. ANANTHAN, E. LANTZ, J. COTRELL, F. BECK Y R. TUSING (2015), "Enabling Wind Power Nationwide", US Department of Energy, DOE.



CIECTI 2018

DT 14

CARLOS AGGIO es licenciado en Economía por la Universidad Nacional del Sur y magíster en Estudios de Desarrollo del Institute of Development Studies de la University of Sussex. Cuenta con más de quince años de experiencia internacional en diversas áreas vinculadas al desarrollo. Participó en diversos proyectos de investigación y consultorías en el campo de la innovación, el comercio internacional y la educación con financiamiento internacional (BID, CEPAL, UNESCO, UNICEF, Banco Mundial, entre otros) y nacional. Es docente universitario de grado y posgrado (FLACSO y UNLZ). En el CIECTI desarrolla tareas de investigación y coordinación académica en áreas de desarrollo productivo e innovación y de políticas e instituciones de CTI.

VLADIMIRO VERRE es licenciado en Ciencias Políticas de la Università degli Studi di Pavia (Italia), magíster en Relaciones Internacionales Europa-América Latina de la Università di Bologna (Italia) y magíster en Gestión de la Ciencia, la Tecnología y la Innovación por la UNGS-REDES-IDES. Es profesor adjunto en el Instituto de Industria de la Universidad Nacional de General Sarmiento. Actualmente está realizando el doctorado en Ciencias Sociales de la FLACSO (sede Argentina).

FRANCISCO GATTO es licenciado en Economía por la Universidad de Buenos Aires y máster en Ciencias Económicas con especialización en Desarrollo Regional por el University College of Swansea, Gran Bretaña. Actualmente es codirector de la carrera de Gestión de la Tecnología de la Universidad Nacional de Rafaela. Se desempeñó como director del Instituto de Desarrollo Económico e Innovación de la Universidad Nacional de Tierra del Fuego y como consultor en el Proyecto de Asistencia de Evaluación y Monitoreo de AL INVEST IV de la Comisión Europea y de la CEPAL Buenos Aires. Fue profesor en la Maestría en Economía y Desarrollo Industrial de la UNCS y director del Instituto de Industria de la misma universidad.

