



La configuración territorial de la generación eólica de alta potencia en Argentina

The territorial configuration of high-power wind generation in Argentina

Furlan, Adriano 

Departamento de Geografía. Facultad de Humanidades. Universidad Nacional de Mar del Plata (UNMDP). adryfurlan@hotmail.com.

Recepción: 15/07/ 2024

Aprobación: 19/09/2024

RESUMEN

El artículo describe la configuración territorial de la generación eólica de alta potencia en Argentina, resultante del proceso de desarrollo sectorial del período 2011-2023. Se propone una zonificación a partir de la cual son analizados comparativamente indicadores energéticos básicos y dos condiciones principales para la instalación de parques eólicos: la distribución geográfica del recurso eólico y las redes de transporte eléctrico. La metodología combina técnicas de estadística descriptiva y técnicas cartográficas. Los resultados demuestran que, con algunas diferencias entre zonas que permiten reconocer un orden jerárquico y particularidades de inserción en el sistema eléctrico, la configuración territorial de la generación eólica refleja un notable desempeño general en el marco de un modelo de crecimiento centrípeto, pero que, en los últimos dos años, enfrenta barreras geoeconómicas que limitan su expansión, tanto en el grupo de zonas de concentración eólica constituidas como en la valorización de zonas del país con presencia de vientos de mayor calidad (crecimiento centrífugo).

Palabras clave: energías renovables; transición energética; redes técnicas; Sistemas de Información Geográfica.

ABSTRACT

The article describes the territorial configuration of high-power wind generation in Argentina, resulting from the development process of the period 2011-2023. A zoning is proposed from which the basic energy indicators and two main conditions for the installation of wind farms are comparatively analyzed: the geographical distribution of the wind resource and the electrical transportation networks. The methodology combines descriptive statistics techniques and cartographic techniques. The results show that, with some differences between areas that allow us to recognize a hierarchical order and particularities of insertion in the electrical system, the territorial configuration of wind generation reflects a notable general performance within the framework of a centripetal growth model, but that, in the last two years, it faces geoeconomic barriers that limit its expansion, both in the group of wind concentration zones established and in the valorization of areas of the country with the presence of higher quality winds (centrifugal growth).

Keywords: renewable energies, energy transition, technical networks, Geographic Information Systems.

1. Introducción

En las pasadas dos décadas, la generación eólica viene mostrando un fuerte dinamismo a nivel mundial que la convierte en el sector líder dentro del área de las energías renovables no convencionales y en un vector preponderante de diversificación de las matrices energéticas. En Argentina, desde el año 2022, la generación eólica ha superado el 10% de la participación en el total anual de la energía producida en el sistema eléctrico nacional (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima [CAMMESA], 2020a). La relevancia que adquirió la energía eólica da cuenta de la conformación de una nueva etapa en la historia del sector en nuestro país, que tiene por rasgo distintivo primario la instalación de centrales generadoras de alta potencia para abastecer la demanda de los agentes del mercado eléctrico mayorista.

Las propiedades de este modo de innovación y desarrollo tecnológicos (valorización de recursos energéticos dispersos, construcción de infraestructura de gran escala, adaptación al sistema técnico preexistente, necesidad de superficies extensas, transformaciones paisajísticas y en usos del suelo, entre otras), sumadas a las especificidades y coyunturas de los entornos de inserción (para el ejemplo argentino: existencia de vientos abundantes y de calidad dispersos en un territorio extenso, atraso y dependencia tecnológicas, restricciones en las redes de transporte eléctrico, inconsistencia de políticas sectoriales, inestabilidad macroeconómica o distorsión de precios relativos), motivan interrogantes de distinta índole. Entre dichos asuntos se reconocen los relacionados con la *espacialidad* del sistema técnico de la energía.

En especial, interesa dar respuesta a las siguientes cuestiones: ¿cómo es la distribución de los parques eólicos?, ¿se identifica una jerarquía espacial?, ¿qué desempeño poseen en cada lugar o zona los indicadores energéticos?, ¿qué calidad del viento y en qué nivel lo aprovechan las zonas de generación eólica?, ¿cómo se articulan el segmento de generación eólica y el segmento de transporte?, ¿en qué medida inciden y se compensan los factores de localización?, ¿qué rupturas/continuidades y diferencias/similitudes se observan con relación a otras etapas de la evolución del sistema eléctrico argentino?

Los distintos puntos de atención son reunidos en la noción de *configuración territorial*. Por lo tanto, son objetivos de este artículo describir la configuración territorial de la generación eólica de alta potencia en Argentina a partir del análisis comparativo de indicadores energéticos básicos y de condicionantes de su instalación y, finalmente, aportar algunas reflexiones de naturaleza prospectiva sobre la espacialidad de este particular proceso de desarrollo energético.

2. Antecedentes

El estudio geográfico de la energía o, más ampliamente, el estudio de la energía que introduce dimensiones de análisis geográfico (o espacial, o territorial, o ambiental) es un campo de investigación sumamente heteróclito y abundante. Sin ser privativo de la realidad argentina, pero expresado en ella, las peculiaridades de la evolución del sistema científico-tecnológico, la alternancia entre proyectos político-económicos con miradas divergentes ante los problemas de la dependencia y el subdesarrollo y las especificidades históricas y regionales de la modernización y del acondicionamiento del territorio, han desdoblado el campo de la energía, en general, y de los que consideran las dimensiones geográficas, en particular, en dos grandes áreas. Por un lado, se han forjado tempranamente las investigaciones radicadas en organismos y empresas del sector energético, o vinculadas al mismo, que acompañan el crecimiento de



los modernos sistemas de abastecimiento de energía en todas sus formas a través de diagnósticos, balances, proyecciones o estudios de exploración de recursos naturales, entre otras clases de registro. Por el otro, posteriormente ganan lugar las investigaciones sobre energía en distintas disciplinas al interior de la academia, que, en interacción con el conocimiento procedente de instituciones no académicas, producen una notable apertura de la agenda de temas, problemas y enfoques.

A pesar de su simplificación, esta apretada caracterización también aplica al subcampo de estudios geográficos de la generación eólica de alta potencia. En comparación con otras temáticas, los antecedentes en este rubro son poco numerosos. Esto se debe a lo novedoso que aún resulta la inserción de la generación eólica de alta potencia en la matriz eléctrica argentina y al rezago de las preocupaciones geográficas en lo concerniente a la vida social de la energía.

Una consideración esencial para el fomento de proyectos de aerogeneración en la que interviene la espacialidad se refiere a la evaluación del recurso eólico en el territorio nacional o acotada a territorios provinciales. Esta línea de estudio centrada en la climatología aplicada y en la modelización matemática dio lugar a diversos mapas eólicos y análisis de la distribución geográfica de parámetros de calidad del viento (Barros, 1983; Centro Regional de la Energía Eólica [CREE], 2007; Secretaría de Energía de la Nación [SEN], 2017; SEN, 2019; Ministerio de Economía [MECON], 2023). Si bien es un área temática que abarca todo el espectro de la generación eólica; las mediciones en nuevos puntos de muestreo, la actualización de los datos, las mejoras de los modelos o el uso de nuevos instrumentos, entre otros factores, son cambios alineados con el aprovechamiento de energía eólica a gran escala. Luego de concretarse una primera ola de parques eólicos de alta potencia surgen trabajos que indagan en la ubicación de los proyectos y en la distribución regional o provincial de la potencia instalada, ya sean propósitos principales de la investigación (Clementi et al., 2021; Furlan, 2023; Clementi, 2024) o un complemento descriptivo en panorámicas del sector (Caresani et al., 2016; Neuman et al., 2020; Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional [AAICI], 2023). La expansión del sector suscita el interés por los impactos ambientales de la instalación de los parques eólicos de alta potencia (Hojman y Di Nanno, 2020). En esta misma línea cabe incluir los estudios de impacto ambiental elaborados a petición de las empresas adjudicatarias con el fin de lograr la habilitación de sus proyectos eólicos. A medida que avanza la instalación de parques eólicos, también van cobrando mayor importancia las restricciones de interconexión del sistema nacional. Furlan (op.cit.) y la Cámara Eólica Argentina [CEA], (2023) se han ocupado de las posibilidades del desarrollo territorial de la generación eólica de alta potencia asociadas con las necesidades de ampliación del transporte eléctrico. Para finalizar, diremos que el presente trabajo, planteado desde la perspectiva de la configuración territorial de la generación eólica, recupera un linaje de estudios de la geografía de la energía que se remonta a las obras clásicas de Brunhes (1948), George (1952) o Sorre (1967).

3. Marco histórico y conceptual

Comencemos por la delimitación y caracterización sucinta del proceso de energización bajo examen. En la evolución del uso de la energía eólica para generación eléctrica con fines comerciales en Argentina es posible diferenciar dos etapas que contrastan en prácticamente todos los aspectos del funcionamiento y desarrollo del sector: tamaño de las centrales, clase de turbinas, potencia instalada, generación de energía, infraestructura complementaria, redes de interconexión, rendimiento, precios y costos, origen del capital, financiamiento, incentivos, marco normativo, agentes productores y usuarios. El efecto combinado de estas variables se reproduce igualmente de manera opuesta en los alcances y formas de inserción de la generación eólica en el sistema eléctrico argentino.

La primera etapa transcurrió entre 1990 y 2002 y tuvo como actores protagonistas a las cooperativas eléctricas de la provincia de Buenos Aires y la Patagonia, que instalaron molinos de potencia nominal en un

rango de 250 a 900 kW, formando parques de pequeño tamaño conectados a las redes de distribución de sus respectivas áreas de concesión. Es un proceso signado por la generación eólica de media potencia y que mostró una inserción marginal en el sistema eléctrico, en el sentido de tratarse de proyectos no competitivos, de bajo rendimiento y exclusivamente destinados a servir como fuentes de abastecimiento complementaria en redes locales de baja demanda (Furlan, 2017). Casi todos los parques eólicos nacidos en esta etapa hoy se encuentran fuera de servicio.

Luego de un lapso de interrupción que coincide con el estado de emergencia energética de los años 2004-2009, empieza a definirse la segunda etapa, que denominamos 'desarrollo de la generación eólica de alta potencia'. Según estándares internacionales, se consideran de alta potencia -o gran escala- a las turbinas eólicas de más de 1000 kW de potencia nominal (*National Renewable Energy Laboratory* [NREL], 2022) que requieren para su montaje torres de una altura superior a los 60 m.¹ Para identificar a este proceso de energización utilizamos el atributo de la *alta potencia* de los aerogeneradores por ser un signo cabal del grado de complejidad intrínseca de una determinada modalidad de organización sociotécnica representada en el concepto de "gran sistema técnico" (Hughes 1983, pp.5-6).² Alrededor de esta clase de máquinas tienden a constituirse centrales de generación competitivas de gran tamaño, que ocupan superficies extensas, poseen factores de capacidad elevados y despachan grandes volúmenes de energía en el Sistema Argentino de Interconexión [SADI]. Esta clase de centrales eléctricas operan bajo las pautas de funcionamiento que impone una organización que requiere altos niveles de centralización y coordinación para cumplir con los objetivos del suministro de energía a escala nacional. En un sentido contrario a la primera etapa, las centrales eólicas de alta potencia se caracterizan, pues, por una inserción plena en el sistema eléctrico.

Los actores clave de este proceso son las grandes empresas del sector energético que ya poseían actividades en el país y diversifican su cartera de inversiones con proyectos de energías renovables o que, sin haber participado previamente, pero teniendo experiencia adquirida en el sector eólico internacional, hallan condiciones favorables para ingresar al mercado eléctrico argentino.³ Un antecedente se produjo en 2008, cuando la empresa Barrick Gold puso en operaciones un molino de 2 MW en la Mina Veladero de la provincia de San Juan para proveer electricidad a su propia actividad extractiva. Aunque fue una iniciativa privada con destino al autoconsumo, este hecho preanunciaría el despegue de la gran eólica.

El primer instrumento de política pública para promover inversiones en proyectos de alta potencia fue el 'Programa de Generación Eléctrica a partir de fuentes renovables (GenRen)', lanzado en 2009 a través de la empresa estatal ENARSA, en el marco del 'Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes de energía renovables destinada a la producción de energía eléctrica' (Ley 26190 de 2006). Desde entonces, los sucesivos gobiernos y gestiones del área de la energía han aplicado medidas e instrumentos con alcances y metas diversos, entre los que cabe enumerar: (a) Resolución 108 de 2011 y Resolución 202 de 2016 (habilitan contratos de abastecimiento del mercado eléctrico mayorista a partir de fuentes renovables), (b) Ley 27191 de 2015 (modificatoria de la Ley 26190 de 2006 que amplía incentivos), (c) Programa de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables (RenovAr) y (d) Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable [MATER]. Pero son primordialmente los instrumentos que se aplican a partir de 2016 los que, al remover barreras económico-financieras y comerciales y aumentar beneficios a la inversión, consiguen una mayor eficacia para impulsar el desarrollo del sector. Otros factores que como telón de fondo contribuyen a materializar las inversiones son el progreso tecnológico de las máquinas eólicas en el ámbito internacional, con mejoras constantes en todos los indicadores de funcionamiento (potencia nominal, eficiencia, costos, competitividad), la presencia de redes de transporte eléctrico en zonas de vientos de alta calidad y el financiamiento procedente de Mecanismos de Desarrollo Limpio (CEA, 2022).

En este contexto se concretan y mantienen en servicio una multitud de parques eólicos. La evolución de la generación eólica de alta potencia queda reflejada en la Figura 1. En función de la potencia instalada y la

generación de energía ofertada en el mercado eléctrico mayorista [MEM], pueden distinguirse dos fases internas, que remiten a la citada eficacia diferencial de los instrumentos. Una fase de ‘despegue contenido’ hasta 2017, en la que tanto la participación de la potencia instalada como la de la generación se mantuvieron por debajo del 1%, y una fase de expansión a partir de 2018, cuando comienzan a entrar en servicio los primeros proyectos surgidos del Programa RenovAr, con un fuerte crecimiento en torno a los 2 puntos interanuales hasta 2021 y una desaceleración en el último bienio que, con todo, logra posicionar al sector eólico en 2023 en un 8,5% de la potencia instalada total y un 10,3% de la generación total del MEM. El principal motivo de la desaceleración está en el cuello de botella formado por las faltas de ampliaciones en el transporte eléctrico (CEA, 2023). En balance, para diciembre de 2023, son 65 los parques eólicos habilitados, que suman una potencia instalada de 3704 MW, con una media de 57 MW y teniendo 11 de ellos una potencia instalada igual o mayor a los 100 MW.

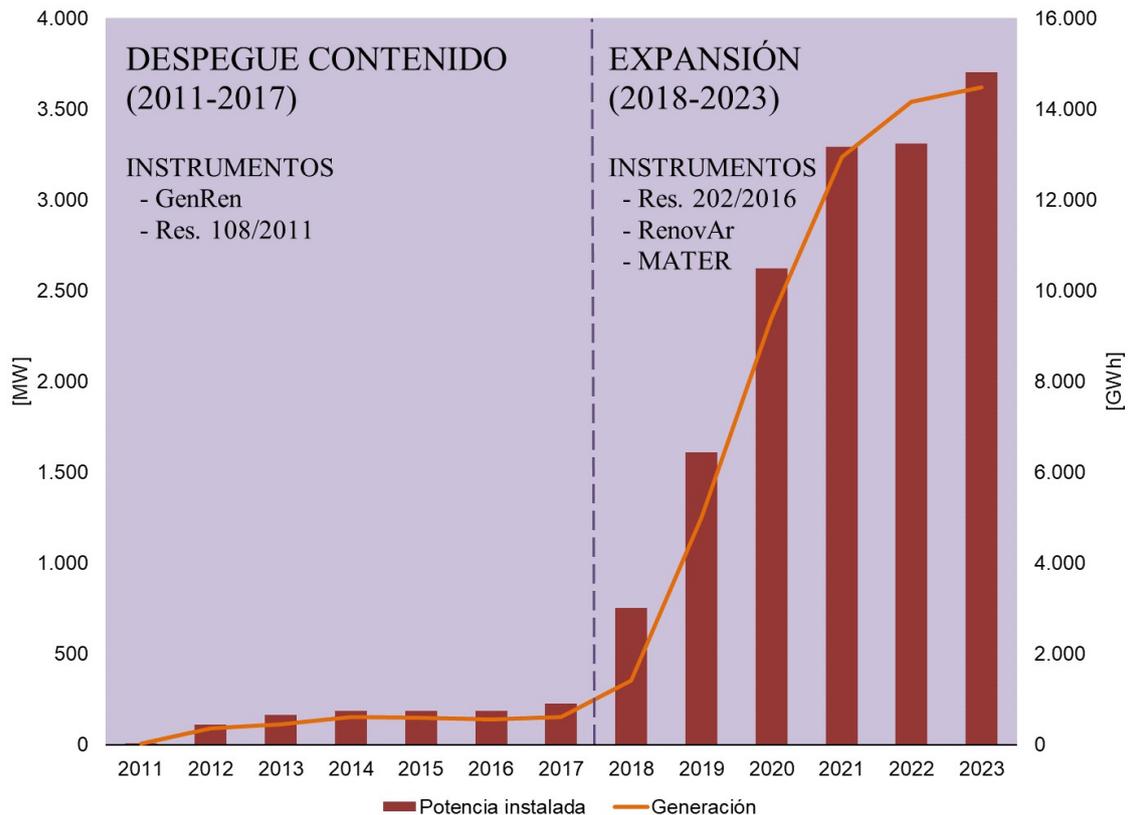


Figura 1. Potencia instalada (MW) y generación de energía (GWh) del sector eólico en el Mercado Eléctrico Mayorista. Argentina, 2011-2023.

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA (2020b).

4. Materiales y métodos

4.1. Configuración territorial

De acuerdo con el objetivo general, la configuración territorial es el eje que articula los distintos puntos de nuestra indagación. Hablamos de configuración territorial para referirnos a la “distribución de objetos físicos localizados o de sus movimientos sobre una superficie concreta” (Coraggio, 1987, p.186). Se trata de una noción de alto contenido empírico que facilita el acceso a la espacialidad de los objetos y procesos sociales y la operacionalización de las variables. El estudio de configuraciones territoriales concretas conduce a la identificación y análisis de patrones, regularidades, recurrencias o singularidades de localización, posiciones

relativas, movimientos, flujos, etc. La representación y análisis del espacio y de las relaciones entre objetos o fenómenos utiliza los recursos formales de la geometría, la topología, la teoría de grafos o la estadística: figuras, formas, distancias, medidas, índices, proximidad/lejanía, concentración/dispersión, centralidad/perifericidad, etc.

Toda localización económica derivada de la lógica del capital se corresponderá con dos determinaciones estructurales: las posibilidades que abren la tasa media de ganancia y las tasas de ganancia oligopólicas o monopólicas y las condiciones de ingreso a la producción vigentes en cada sección, rama, industria o sector productivo. Ambas determinaciones operan a través de condiciones que contribuyen a especificar la configuración territorial de un proceso social dado: (a) "configuración natural" (Coraggio, 1987, p.54) y (b) "configuración territorial preexistente" (Coraggio, 1987, p.161).

En la aplicación de este trabajo, los objetos físicos localizados de primer orden son los parques eólicos. Luego, de la variedad de componentes que originan la configuración territorial del sector, y teniendo en cuenta la preponderancia de ciertos factores de localización y las preguntas específicas de investigación, incluimos dos temas sobre fenómenos u objetos físicos de segundo orden: (a) la distribución espacial del recurso eólico (configuración natural) y (b) las redes de transporte en alta tensión (configuración territorial preexistente). Dejamos fuera de consideración otro factor importante, como el suelo disponible para la instalación de grandes centrales, debido a que, en la etapa corriente, se halla lejos de representar un recurso escaso. En el análisis de resultados se detallan aspectos particulares de cada tema.

4.2. Diseño de investigación

Dado que la configuración territorial es resultado de un proceso y no el proceso mismo, se optó por un estudio de tipo transversal. Como se aclara más abajo (ver 4.3), tomamos el año 2023 como corte temporal actual para la recolección y sistematización de los datos. El diseño de investigación es una combinación de técnicas de la estadística descriptiva y cartográfica en un sistema de información geográfica. Las técnicas estadísticas utilizadas son la creación de tablas de frecuencias y el cálculo de medidas varias (de tendencia central y dispersión, índices y coeficientes de asociación). Dentro de las técnicas cartográficas, además de la creación de mapas, incluimos los elementos de geometría y topología que incorporamos en su diseño o en su interpretación. En cuanto a los recursos informáticos, los procedimientos de la estadística se instrumentaron en la planilla de cálculo *Microsoft Excel* y en el programa *IBM SPSS Statistics 23*; mientras que los mapas fueron creados en el programa *QGIS 3.24*. La Figura 2 resume las sucesivas etapas del quehacer investigativo y las actividades ejecutadas en cada una de ellas, subdividiendo una vía estadística (arriba) y una vía cartográfica (abajo).

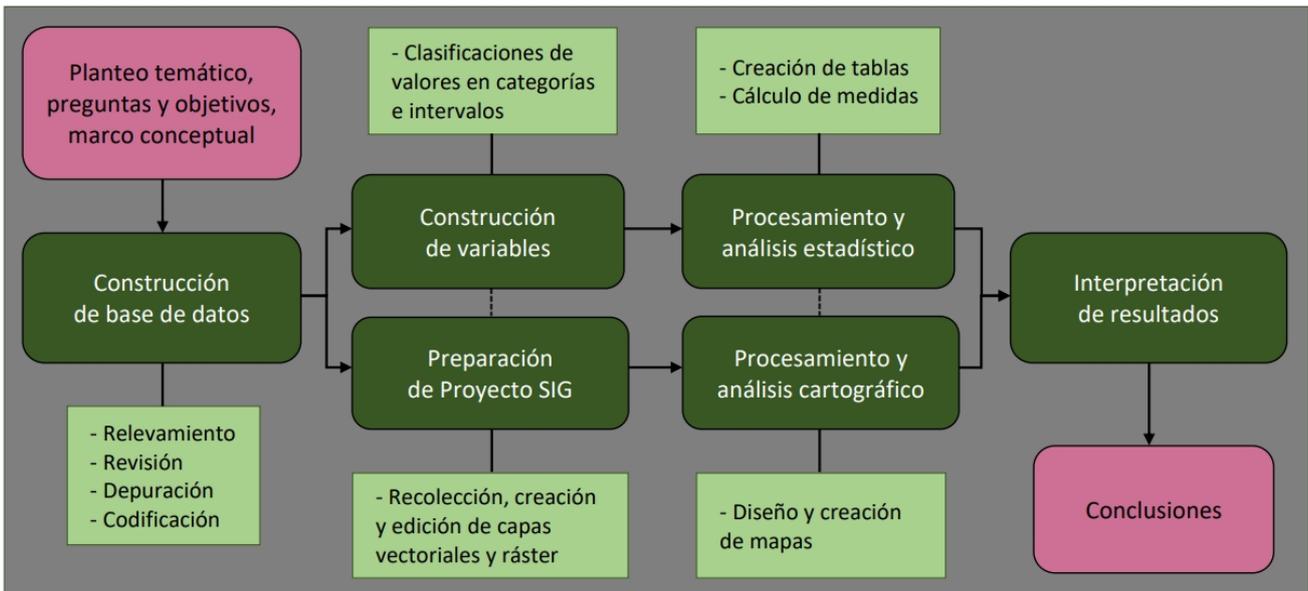


Figura 2. Diseño de investigación
Fuente: Elaboración propia.

4.3. Unidades de análisis

Consideramos dos unidades de análisis que responden a dos niveles de agregación. La unidad de análisis principal es definida como parque eólico con habilitación comercial para el despacho de energía en el SADI a la fecha 31 de diciembre de 2023. Entendemos por parque eólico a una central de producción eléctrica que se compone de uno o más aerogeneradores, es decir, una planta constituida como una unidad de producción. La unidad de análisis secundaria es el complejo eólico. Nos reservamos el término ‘complejo eólico’ para un conjunto de parques eólicos ubicados en un mismo terreno o en parcelas contiguas o próximas y que -en general- pertenecen al mismo propietario. Así, por ejemplo, el complejo eólico Puerto Madryn se compone de las centrales generadoras PE Puerto Madryn I y PE Puerto Madryn II. En otras palabras, al identificar un parque eólico nos guía el criterio de desconcentración técnica, en tanto que para identificar un complejo de producción eólica nos basamos en la concentración económica-espacial.

La delimitación temporal guarda relación con la posibilidad de sistematizar los datos anuales de 2023 publicados por organismos del sector durante el primer trimestre de 2024. Vale decir, no obstante, que en los meses transcurridos del año 2024 solo han ingresado en operación los parques eólicos La Elbita (junio) y Levalle (julio), de forma que el panorama del año 2023 resulta francamente actual.

En las condiciones reseñadas se contabiliza una población total de 65 parques eólicos repartidos en 37 complejos eólicos. Ahora bien, según temas a analizar, usaremos dos recortes alternativos adicionales. En un primer recorte explicitamos la tipificación de centrales de alta potencia. Así, la población de estudio se rebajaría a 64 parques eólicos, ya que el PE Necochea (EOS) consta de un único aerogenerador de 250 kW, valor ubicado por debajo del estándar. La razón para incluirlo en la población total reside en que, al margen de no calificar en sentido estricto en la delimitación propuesta, sí forma parte de un proceso que ha tenido sus derivas internas hasta adquirir los perfiles que efectivamente se han desplegado en el período y que hoy podemos distinguir con claridad. El segundo recorte considera las centrales disponibles, con ello reducimos la población de estudio a 63 parques eólicos. Los dos casos indisponibles -aunque formalmente mantienen el estado de habilitación comercial- son el mencionado PE Necochea (EOS), desde marzo de 2017, y el PE El Tordillo, desde julio de 2019 (CAMMESA, 2020a). En ambos casos, la indisponibilidad se ha debido a la obsolescencia tecnológica, a la falta de competitividad o a la falta de acuerdo para la renegociación de términos contractuales. Las poblaciones

alternativas de parques eólicos reproducirían los recortes en las respectivas poblaciones de complejos eólicos (36 complejos eólicos de alta potencia y 35 complejos eólicos disponibles). Sin embargo, recurriremos a los complejos eólicos únicamente en el análisis de la interconexión a la red de transporte eléctrico, que contemplará a los 37 casos con habilitación comercial que componen la población total.

4.4. Fuentes

El detalle de las fuentes de información analizada en el trabajo respeta el orden de temas de la configuración territorial: a) parques eólicos, b) recurso eólico y c) redes de transporte.

Parques eólicos: para recopilar datos básicos (nombre, ubicación, año de ingreso a servicio, etc.) y energéticos (generación, potencia, factor de capacidad, etc.) de los 65 parques eólicos se consultaron bases de datos e informes técnicos de los organismos del sector; CAMMESA y SEN. Los datos faltantes o dudosos fueron cubiertos o cotejados revisando documentos de las empresas propietarias (memorias e informes económicos, estudios de impacto ambiental, etc.) y el inventario público *The Wind Power (2024)*

Para obtener información sobre la interconexión de parques eólicos al SADI (punto de interconexión, obras de infraestructura requeridas, longitud de líneas, etc.), ante la falta de sistematicidad, fue necesaria una revisión exhaustiva de resoluciones y disposiciones de Solicitud y Autorización de acceso a la red y/o de ampliación de la capacidad de transporte emitidas por autoridades competentes: Ente Nacional Regulador de la Electricidad [ENRE], MECON o Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios [MINPLAN].

Recurso eólico: los datos de velocidad media del viento, en formato ráster para la República Argentina e imputados para las respectivas localizaciones de los parques eólicos, se extraen del modelo del Atlas Eólico Mundial (*Global Wind Atlas, 2024*).

Redes de transporte: la capa vectorial de la red de transporte eléctrico en alta tensión es un producto de la SEN y fue descargada desde el Portal del Sistema Unificado de Información Argentina.gob.ar (<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/planeamiento-energetico/informacion-energetica/sistema-unificado-de-informacion-3>)

5. Resultados

5.1. Distribución espacial de parque eólicos y oferta de generación

En esta primera entrada vamos a ocuparnos de caracterizar la distribución geográfica de los parques eólicos y describir indicadores energéticos básicos de la oferta de generación. La interpretación visual y el análisis espacial formal llevan a distinguir esquemáticamente cuatro zonas y dos ejes de expansión (ver Figura 3). Para producir la zonificación nos apoyamos en el cálculo del *Índice de Dispersión Espacial (IDE)*, Ecuación 1.

$$IDE = \frac{\text{Área central}}{\text{Área total}} = \frac{(C_{x3} - C_{x1}) * (C_{y3} - C_{y1})}{(X_{\text{máx}} - X_{\text{mín}}) * (Y_{\text{máx}} - Y_{\text{mín}})}$$

C_{x1} : Primer cuartil de la coordenada X; C_{x3} : Tercer cuartil de la coordenada X;

C_{y1} : Primer cuartil de la coordenada Y; C_{y3} : Tercer cuartil de la coordenada Y;

[Ecuación 1]

El índice posee un rango normalizado entre 0 y 1. Un valor de 0,25 indica uniformidad en la distribución de puntos, valores menores que 0,25 indican concentración y valores mayores que 0,25 indican

dispersión. Se calcula a partir de datos de localización *XY*, que en nuestro caso son las coordenadas decimales de latitud y longitud de cada parque eólico, representadas por el centro medio de la parcela que ocupa. Por este medio, se confirman algebraicamente tres zonas de concentración, donde se emplazan 45 parques eólicos, y un muy amplio espacio disperso, en el que se reparten los 20 restantes (ver Tabla 1). Las tres zonas de la concentración pertenecen a las regiones eléctricas patagónica y bonaerense, en cercanías del litoral marítimo, y son: Bahía Blanca, situada en el sudoeste de la provincia de Buenos Aires; Puerto Madryn, en el noreste de la provincia de Chubut, y el Golfo San Jorge, distribuida entre el sureste de la provincia de Chubut y el noreste de la provincia de Santa Cruz. La dispersión geográfica es mencionada como 'resto del país' y se extiende por ocho provincias: Buenos Aires, La Pampa, Neuquén, Río Negro, San Luis, Córdoba, La Rioja y Santiago del Estero. Los dos ejes de expansión, sin llegar a intersectarse de manera ortogonal, establecen direcciones predominantes oeste-este y norte-sur y son rectas aproximadas por regresión lineal. Usando este sistema de referencias, podemos decir que las zonas concentradas se vuelcan preferentemente sobre el 4° cuadrante, hacia el sur y al este, con la salvedad del agrupamiento de San Jorge que, aún arrimado al eje, permanece en el lado oeste; y que la zona de dispersión tiene sendos recorridos prioritarios a lo largo del eje OE y en los cuadrantes 1° y 2° alrededor del semieje N.



Figura 3. Zonificación de la generación eólica de alta potencia y cantidad de parques eólicos según región eléctrica. Argentina, 2023.

Fuente: Elaboración propia en base a CAMESA (2020b).

El comportamiento de algunos indicadores energéticos seleccionados puede apreciarse en la Tabla 2. En la comparativa ‘concentración *versus* dispersión’, el dominio de las primeras es notorio, ya que, tomadas en conjunto, representan algo más del 75% de la superficie ocupada, el 69% de la potencia instalada y casi el 76% de la generación eléctrica en 2023. La mayor participación de la generación, con casi 7 puntos por encima de la potencia instalada, es indicio de los mejores rendimientos de estas zonas con relación al resto del país, que, por otra parte, suma más potencia que cualquiera de las tres zonas concentradas individualmente. Luego, entre ambos tipos de zonas se observan similitudes en los valores medios del tamaño de los parques eólicos (potencia media) y de potencia instalada por unidad de superficie.

Tabla 1. Parques eólicos, complejos y dispersión espacial por zona. Argentina, 2023.

Zona	Región eléctrica	Parques eólicos [a]	Complejos [b]	[a/b]	IDE	Tipo de distribución espacial
Bahía Blanca	Buenos Aires	17	9	1,89	0,147	Concentrada
Puerto Madryn	Patagonia	16	6	2,67	0,193	Concentrada
Golfo San Jorge	Patagonia	12	9	1,33	0,147	Concentrada
<i>SUBTOTAL</i>	-	45	24	1,88	-	-
Resto del país	NOA, Centro, Comahue y Buenos Aires	20	13	1,54	0,421	Dispersa
<i>TOTAL</i>	-	65	37	1,76	-	-

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA (2020b).

Tabla 2. Superficie ocupada, potencia instalada y generación por zona. Argentina, 2023. Se excluyen del cálculo los parques eólicos indisponibles.

Zona	Superficie ocupada		Potencia instalada		Pot. /Sup.	Potencia media	Generación*	
	[ha]	[%]	[MW]	[%]	[MW/ha]	[MW]	[MWh]	[%]
Bahía Blanca	16497	14,42	985,55	26,61	0,060	57,97	3967,9	27,41
Puerto Madryn	59205	51,74	990,01	26,73	0,017	61,88	4335,8	29,95
Golfo San Jorge	10532	9,20	580,32	15,67	0,055	48,36	2646,3	18,28
<i>SUBTOTAL</i>	86234	75,35	2555,88	69,01	0,030	56,80	10950	75,64
Resto del país	28204,5	24,65	1148,24	30,99	0,041	57,41	3525,5	24,36
<i>TOTAL</i>	114438,5	100	3704,12	100	0,032	56,99	14475,5	100

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA (2020b).

Dentro del grupo de las zonas concentradas hay variaciones a resaltar. En primer lugar, las zonas de Puerto Madryn y Bahía Blanca muestran valores más altos que los del Golfo San Jorge en los cuatro indicadores de la Tabla 2, lo que conformaría un subgrupo con grado superior de desarrollo eólico desplazado hacia el 4° cuadrante. La menor potencia media del Golfo San Jorge se debe a dos circunstancias. Por un lado, a la presencia de dos centrales surgidas del GenRen a inicios del proceso, que poseen características técnicamente modestas con relación a los estándares que se definen en la fase de expansión, PE Diadema (2011) y PE El Tordillo (2013), con potencias instaladas de 6,3 MW y 3 MW respectivamente. Si se retiran del cálculo estos dos parques, la potencia media asciende a 57,1 MW, un valor equivalente a la media grupal y a la media nacional. Por el otro, a una cantidad de proyectos que a la fecha no acumula la potencia instalada suficiente para compensar la baja que ejercen dichas centrales. En el subgrupo de desarrollo superior tenemos que Puerto Madryn también fue receptora de proyectos tempranos del GenRen, pero que éstos sí resultaron técnicamente similares a los de la fase expansiva⁴, y que Bahía Blanca es una ‘zona fresca’, en el sentido de que todos sus parques eólicos son posteriores a la fase de despegue.

Segundo, es llamativa la correlación entre el cociente de parque eólico por complejo (columna [a/b] de Tabla 1) y el cociente de potencia instalada por unidad de superficie (Tabla 2), con las zonas de Bahía Blanca y Golfo San Jorge juntas en un extremo y la de Puerto Madryn en el otro. Las divergencias entre estos dos nuevos subgrupos deben explicarse por los procesos y las estrategias de desarrollo territorial. La tendencia de las primeras dos zonas indicaría que, sobre la base de un mayor fraccionamiento de la oferta de suelo, han operado varias sociedades comerciales (seis en Bahía Blanca, siete en el Golfo San Jorge) que accedieron a terrenos de superficie relativamente menor, donde montaron complejos que casi en su totalidad poseen uno

o dos parques eólicos en el rango de tamaño antes descritos, originando un cociente de 1,89 parques por complejo en Bahía Blanca y de 1,33 en el Golfo San Jorge. Con medianas de superficie de los complejos de 1800 ha para Bahía Blanca y de 840 ha para el Golfo San Jorge, la potencia instalada por unidad de superficie resulta en torno a 0,06 MW/ha. La conjugación de factores en el desarrollo territorial de la generación eólica en Puerto Madryn es la opuesta: solo tres sociedades comerciales, que accedieron a parcelas de superficies mayores y montaron complejos con dos a cuatro parques eólicos de tamaño algo por encima de la media nacional, arrojando un cociente de 2,67 parques por complejo. Ahora, con una elevada mediana de superficie de complejo de 6827,5 ha, la potencia instalada por unidad de superficie cae por debajo de los 0,02 MW/ha; esto permite colegir que los terrenos adquiridos incluyen predios todavía no ocupados por aerogeneradores y en reserva para futuras ampliaciones. En suma, los dos cocientes examinados en este último análisis probarían un proceso de territorialización de la generación eólica en Puerto Madryn en el que la alta concentración económica y el impulso a la ocupación prospectiva del suelo son dos momentos de una estrategia de desarrollo que, al menos en los niveles descritos, no se advierte en otros lugares del país. Por lo tanto, disponemos de elementos para la reponderación de las zonas concentradas, pudiendo sostener que en Puerto Madryn asoman una centralidad mayor y perspectivas de crecimiento más auspiciosas.

5.2. Distribución espacial y aprovechamiento del recurso eólico

El condicionante decisivo de la configuración territorial del sector es la presencia de vientos aptos para la producción de energía eléctrica. Además, una vez que los proyectos inician sus operaciones, resta evaluar la capacidad efectiva de aprovechamiento de ese recurso que ha sido satisfactoriamente valorado. Estos dos momentos de valoración y utilización del recurso natural, de los que la localización de las centrales generadoras es reflejo, colaboran con la definición de la tasa de ganancia y la competitividad del sector.

La calidad del recurso eólico es descrita mediante la velocidad media del viento, factor que determina la cantidad de energía cinética contenida en la masa de aire en movimiento. Los datos de velocidad media del viento de las localizaciones de los 65 parques eólicos pertenecen al modelo del Atlas Eólico Mundial. Los registros se tomaron a una altura de 100 metros del suelo, en consonancia con la media nacional de altura de las torres de los aerogeneradores.⁵ Luego, calificamos el recurso eólico aplicando la escala de la NREL, que establece siete clases según intervalos de velocidad media del viento en orden creciente (ver Tabla 3) a alturas estándar de 50/80 metros sobre el nivel del suelo, un estándar que brinda un ajuste razonable para los parámetros argentinos.⁶

Tabla 3. Clases de viento según velocidad del viento a 50/80 metros del suelo.

Clase de viento	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
Velocidad del viento a 80 m (m/s)	Pobre	Marginal	Adecuado	Bueno	Excelente	Sobresaliente	Extraordinario
	≤5,6	(5,6-6,4]	(6,4-7,0]	(7,0-7,5]	(7,5-8,0]	(8,0-8,8]	>8,8

Fuente: NREL (1997).

Para analizar el rendimiento de los parques eólicos utilizamos el factor de capacidad (FC), que es el cociente entre la energía generada en un determinado período de tiempo y la energía que hubiese generado trabajando a plena carga durante ese mismo período. Usamos los factores de carga del año 2023, por lo que reducen la población de estudio a los 63 parques eólicos disponibles que han inyectado energía al SADI en dicho año.

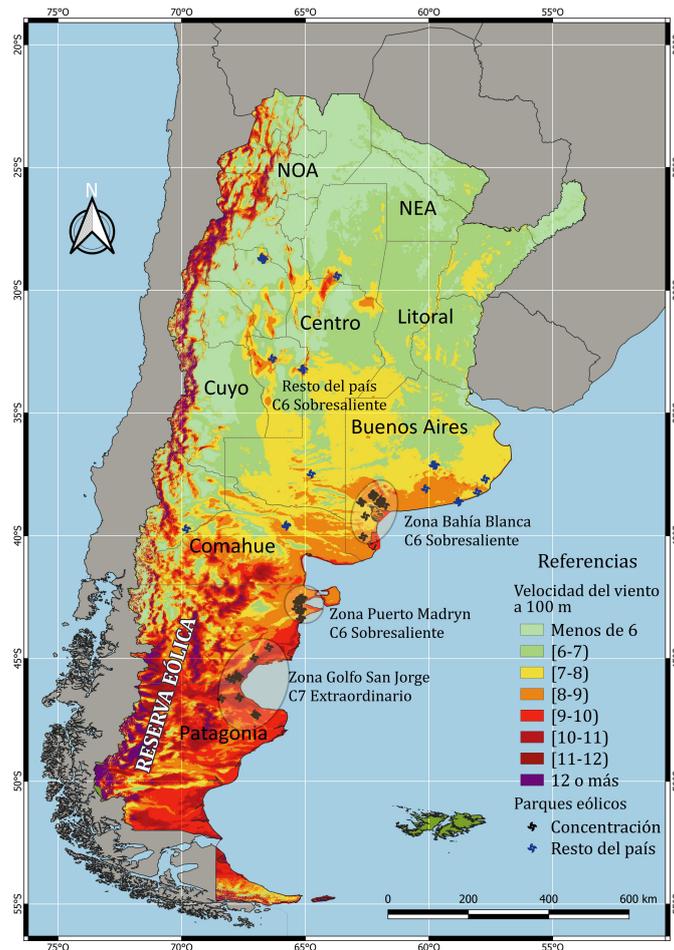


Figura 4. Velocidad del viento a 100 m (m/s) y parques eólicos según zona. Argentina, 2023.

Fuente: Elaboración propia en base a Global Wind Atlas (2024) y CAMMESA (2020b).

La Figura 4 muestra la distribución espacial de la velocidad media del viento en m/s a 100 metros de altura sobre el nivel del suelo, clasificada en ocho intervalos. El primer intervalo considera los 6 m/s como el entero más cercano al mínimo de velocidad media recomendable para la instalación de los grandes proyectos eólicos comerciales; esto es, vientos de Clase 1; los intervalos intermedios reproducen la regla de 1 m/s de amplitud y el último intervalo toma el límite inferior de 12 m/s, considerando la baja probabilidad de velocidades superiores y que en este umbral la mayoría de las turbinas en operación alcanzan su potencia nominal.

Una mirada global al mapa constata la enorme aptitud del recurso eólico argentino, con casi la mitad del territorio nacional⁷ atravesada por vientos de velocidad media igual o superior a los 8 m/s, que representan vientos de calidad sobresaliente o extraordinaria, destacándose las regiones patagónica y del Comahue y el sur de la provincia de Buenos Aires. La franja cordillerana andina y subandina también posee sitios con altas velocidades del viento; sin embargo, aquí entran en juego limitantes de la complejidad del terreno (inaccesibilidad, rugosidad, turbulencia o menor densidad del aire por efecto de la altura). Es apreciable la relación entre las zonas de concentración y la presencia de vientos de muy alta calidad, con las tonalidades naranjas a rojizas gradándose desde el centro hacia el sur, y los parques eólicos del resto del país ubicados en lugares con tonalidades que van del amarillo al naranja, que, aunque se ubiquen en grados inferiores de la escala, siguen recibiendo valoraciones altas. Otro aspecto notorio es el vacío de generación eólica en los vastos espacios de la Patagonia y el Comahue donde se registran los vientos de mejor calidad del país -tonalidades rojizas a violáceas- y que constituyen una cuantiosa reserva de recursos eólicos.

Tabla 4. Velocidad del viento a 100 m y factor de capacidad por zona. Argentina, 2023.

Zona	Velocidad del viento a 100 m [m/s] ($n = 65$)				Factor de capacidad [%] ($n = 63$)			
	Media	Mín.	Máx.	CV%	Media	Mín.	Máx.	CV%
Bahía Blanca	8,32	7,86	8,71	2,83	48,91	41,61	53,72	6,91
Puerto Madryn	8,61	8,39	8,93	2,59	48,58	35,24	60,59	17,08
Golfo San Jorge	11,12	9,46	13,21	12,14	49,81	26,55	58,62	17,21
SUBTOTAL	9,17	7,86	13,21	15,11	49,01	26,55	60,59	14,14
Resto del país	8,45	7,21	9,88	8,48	42,61	8,68	56,67	26,87
TOTAL	8,95	7,21	13,21	14,11	47,09	8,68	60,59	19,20

Fuente: Elaboración propia en base a Global Wind Atlas (2024) y CAMMESA (2020b).

Los datos de la Tabla 4 amplían la caracterización de las variaciones interzonales. La comparación de medias de velocidad del viento de las cuatro zonas arroja una semejanza entre las zonas de Bahía Blanca, Puerto Madryn y el resto del país, con valores que las califican como sobresalientes, y a la zona del Golfo San Jorge en el tope, erigiéndose como la única con vientos extraordinarios. Las menores amplitudes y coeficientes de variación de Bahía Blanca y Puerto Madryn determinan comportamientos homogéneos, mientras que la homogeneidad disminuye en el Golfo San Jorge y en el resto del país. El aumento de la variabilidad en el Golfo San Jorge es impulsado por el hecho de que los parques eólicos se distribuyen por una superficie amplia que recoge al alza la variabilidad natural del viento, con centrales localizadas positivamente en áreas con velocidades medias muy altas, superando los 13 m/s. En cambio, la dispersión geográfica de la generación eólica en el resto del país se da mayoritariamente captando a la baja la variabilidad natural del viento, allí percibimos centrales que aprovechan vientos con velocidades medias en el rango de 7 a 8 m/s, pero que son valorados como buenos o excelentes.

Con respecto a los factores de capacidad, vemos ahora que las zonas de concentración se asemejan más entre sí, con $FC \approx 50\%$. El resto del país se ubica algo por debajo, con un FC del casi 43%, lo cual no deja de resultar un rendimiento elevado. Para dimensionar estos niveles de rendimiento vale señalar que en Europa y en Estados Unidos, donde la industria eólica está más desarrollada, los FC medios son respectivamente del 25% y del 35% (AAICI, *op. cit.*). De hecho, los factores de capacidad de la generación eólica argentina figuran entre los más altos del mundo (Eurek et al., 2017). Por otra parte, la variabilidad de este indicador es mayor que la de la velocidad media del viento, con Bahía Blanca evidenciando un comportamiento más homogéneo, Puerto Madryn y el Golfo San Jorge incrementando la heterogeneidad por ambos extremos (mínimos menores y máximos mayores) y el resto del país en la heterogeneidad mayor, con una variabilidad que nuevamente aumenta por el extremo inferior. Si nos enfocamos en los parques eólicos con FC histórico menor al 30% como casos testigo ($n = 5$) para esbozar una explicación de los rendimientos bajos, notamos que esos mínimos valores fueron obtenidos por proyectos de capitales privados nacionales o empresas provinciales que se realizaron en la fase de despegue, con dotación tecnológica que no alcanza los estándares internacionales de eficiencia, con potencia instalada no mayor a los 25 MW⁸ y que han sufrido problemas financieros u organizativos en el cuadro de limitaciones de los instrumentos de promoción de aquella fase. En otras palabras, los bajos FC actuales son la herencia de déficits en los factores determinantes cuando el proceso de desarrollo sectorial todavía era incipiente. En contraparte, los parques eólicos con FC mayor al 50% ($n = 25$) fueron en su totalidad gestados por grandes empresas energéticas nacionales e internacionales que participaron de las medidas de promoción de la fase de expansión, utilizando modelos de aerogeneradores de los fabricantes líderes a nivel mundial y con una potencia instalada que en su mayoría se ubica por encima de los 50 MW.

Es interesante corroborar que, si bien una alta velocidad media del viento y un alto FC son condiciones que favorecen la competitividad y la rentabilidad de los proyectos eólicos, éstas no necesariamente marchan de

la mano. Más bien, los registros de la configuración argentina demuestran que entre estas dos variables se da una correlación casi nula, con un coeficiente $r = -.03$. Este resultado amerita dos lecturas. Por un lado, significa que el grado de aprovechamiento del viento no depende unívocamente de su calidad, sino que en él influyen otras condiciones relevantes, parcialmente señaladas en el párrafo anterior.⁹ Por el otro, la independencia de las variables debe interpretarse a la luz del rango de valores dentro del cual ellas fluctúan. Como vimos, en términos generales, la velocidad media del viento y el FC reportan indicadores de desempeño notables. De este modo, la ausencia de relación no es más que la constatación de ordenamientos con fuerte componente de aleatoriedad entre oscilaciones circunscritas al rango de altas velocidades medias del viento y al rango de altos FC. La independencia entre la calidad del recurso y el rendimiento de las centrales ayuda a verificar que el tipo de distribución espacial y la zona son condiciones territoriales que imprimen unas diferencias mínimas en el comportamiento de aquellas variables clave.

5.3. Interconexión de parques eólicos en redes de transporte eléctrico

Un segundo condicionante para la instalación de parques eólicos de alta potencia es la preexistencia de infraestructura adecuada de transporte para evacuar la energía producida hacia el sistema eléctrico nacional. Si los terrenos escogidos no cuentan con la infraestructura básica en sus inmediaciones será imprescindible producirla y ello implica, ante todo, la necesidad de aumentar los costos totales del proyecto y, presumiblemente, los plazos totales de ejecución de las obras hasta el ingreso en servicio del parque eólico. A la inversa, la proximidad a la red y la capacidad remanente de transporte favorecen la localización de las centrales. Las dificultades inherentes a la circulación del capital fijo inmovilizado a gran escala, con tendencias opuestas al sub o al sobreequipamiento en diversos tramos de las redes, no siempre consustanciales con las fases de acumulación, imponen alcances y direcciones posibles a la territorialización de la generación eólica (Furlan, 2014).



Figura 5. Redes de transporte eléctrico en extra alta tensión y parques eólicos según zona. Argentina, 2023.

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA (2020b) y Argentina.gov.ar (<https://www.argentina.gov.ar/economia/energia/planeamiento-energetico/información-energetica/sistema-unificado-de-informacion-3>)

En la Figura 5 se representan los parques eólicos junto a las líneas de extra alta tensión (LEAT) que integran el transporte eléctrico nacional.¹⁰ Se visualiza rápidamente que el trazado de las LEAT encauza el emplazamiento de parques eólicos en las zonas concentradas. Más aún, son las estaciones transformadoras (ET) de la red de transporte nacional en las que confluyen las LEAT, las que funcionan como atractores de la instalación de parques eólicos por posibilitar la más eficiente vinculación al SADI y, por ello, se convierten en nodos de alta centralidad. En el resto del país, la dispersión hace menos diáfanas las relaciones de cercanía de los parques eólicos a los nodos regionales. Otro fenómeno evidente es la disparidad de desarrollo regional del transporte eléctrico argentino. La densidad y la conectividad de la red disminuye a medida que aumenta la distancia al centro de cargas del sistema, ubicado en la ET Ezeiza en la Región Metropolitana de Buenos Aires. Se agregarían, aquí, las grandes distancias que deben atravesar las LEAT provenientes de las zonas de concentración -sobre todo, las patagónicas- hasta arribar al centro de cargas, que maximizan las pérdidas de energía transmitida. La menor conectividad de la Patagonia, sin LEAT alternativas para evacuar la energía y padeciendo la congestión del transporte aguas abajo, sumada a la lejanía del centro de cargas, son circunstancias que sirven para entender por qué la zona del Golfo San Jorge, contando con los vientos de más alta calidad, tiene un desarrollo inferior que las otras zonas concentradas. Por el contrario, la proximidad y la conectividad favorecen a la zona de Bahía Blanca, primero, y a la de Puerto Madryn, después.

El detalle de las redes de cada zona queda reproducido en los esquemas de la Figura 6. Ahora se añaden las líneas de alta tensión (LAT) de las redes de distribución troncal que hemos omitido en el mapa para evitar una saturación de información que lo haría ilegible.¹¹ Mediante estos subsistemas de transporte los parques eólicos se conectan a los nodos zonales, trátense de LAT preexistentes o construidas a tal fin. Empleamos la terminología de la teoría de grafos para caracterizar la estructura de las redes, procurando abstraer de la configuración preexistente las particularidades sobrepuestas por la generación eólica. Las zonas de concentración crean topologías más complejas, de tipo estrella o árbol, que se despliegan alrededor de un nodo central. Lo que sucede en el resto del país es ejemplificado por la provincia de La Rioja. En ausencia de aglomeración, los parques eólicos se instalan seccionando una LAT preexistente (Arauco I) o, minoritariamente, en el extremo de una nueva LAT (Arauco II).

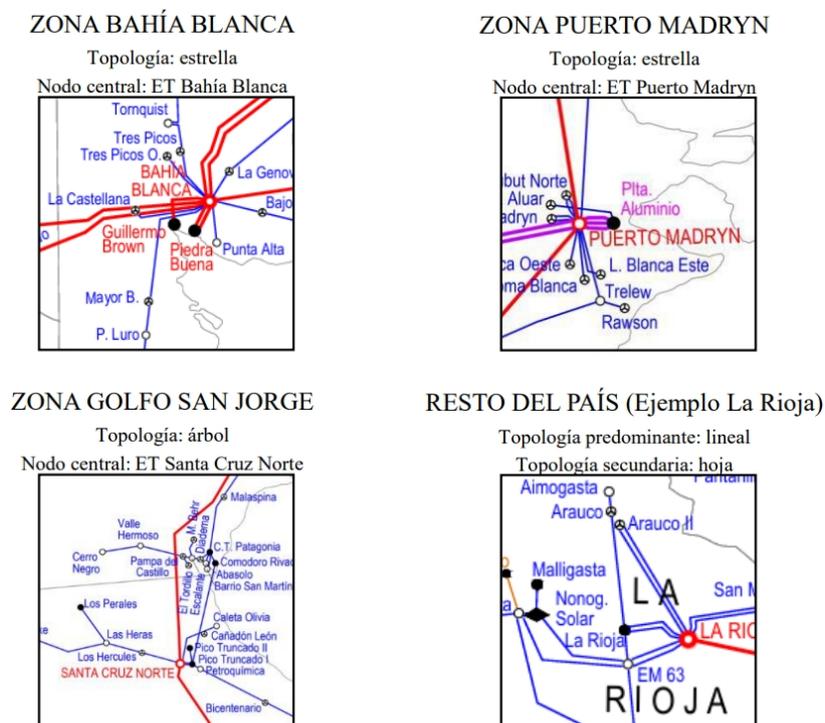


Figura 6. Topología de zonas de la generación eólica de alta potencia. Argentina, 2023.

Fuente: adaptado de CAMMESA (2020c).

Las características de la interconexión de la generación eólica por zona están reunidas en la Tabla 5 bajo dos aspectos: estaciones transformadoras y líneas de alta tensión. Esta vez, los datos se toman por complejo eólico, no por parque eólico. La razón de cambiar la unidad de análisis se halla en que, por motivos de planificación en iniciativas de gran escala con etapas de ampliación sucesivas, las obras requeridas para vincular una central a la red son utilizadas luego por futuras centrales del mismo complejo.

El rubro 'estaciones transformadoras' se subdivide en 'Punto de interconexión' [PDI], estación transformadora a la cual se interconecta directamente el parque o complejo eólico, y 'Obras en otra ET', que refiere a modificaciones exigidas para aumentar la capacidad de transporte y que, por consiguiente, informan sobre restricciones a las que el interesado debe dar solución para poder inyectar energía al sistema. En lo sustancial se observa que la gran mayoría de los complejos eólicos (31 de 37, 84%) tuvo que construir su PDI; que la cantidad de ampliaciones en PDI son, esperablemente, menores (8 de 37, 22%) y que una buena parte de los complejos debió realizar obras en otra ET de la red (14 de 37, 38%). Los valores de estos indicadores son más acentuados en las zonas de concentración que en el resto del país: 87,5% (21 de 24) de los complejos construyeron su PDI, 25% (6 de 24) ampliaron la capacidad del PI y 46% (11 de 24) realizaron obras en otra ET. Dentro de las zonas concentradas una diferencia interna a remarcar es la preexistencia de PDI en el Golfo San Jorge, por la mayor complejidad de la red en árbol asociada a la estructura urbana zonal, y la inexistencia de PDI en las zonas de Bahía Blanca y Puerto Madryn, que debieron ser construidos en su totalidad.

Desde el punto de vista de las LAT, el requerimiento de infraestructuras resultó algo menor. El 38% de los complejos eólicos (14 de 37) requirió el montaje de LAT, con la mayoría de ellos localizados en las zonas de concentración (11 de 37, 30%). El rango de longitudes medias, entre 8 y 22 km, validaría que las iniciativas no debieron afrontar obras de transporte de envergadura, sino en márgenes aceptables para la escala de los proyectos. Sobresalen dos situaciones particulares. Primero, el hecho de que la topología en estrella de Puerto Madryn es un producto puramente originado por la generación eólica, ya que los seis complejos eólicos de la zona debieron construir su LAT, y ello explica la máxima longitud de las zonas de concentración y la mayor longitud media de todas las zonas. Segundo, el resto del país tiene menores exigencias de LAT (3 de 13) pero posee la máxima longitud y la segunda longitud media, valores explicados por el singular caso del complejo eólico Pampa Energía V de La Rioja, que construyó 166 km de LAT de los 189,5 km zonales para interconectar el PE Arauco II a la ET La Rioja Sur (ver Figura 6). Al quitar este caso atípico, la longitud media de LAT del resto del país disminuye a menos de 2 km por complejo, un valor más fidedigno de las dinámicas de interconexión de la dispersión geográfica, debidas a la proximidad inducida por una competencia menor en el acceso al suelo y a la menor presión sobre el transporte eléctrico. Y, en el balance global, los 491,2 km de LAT que suma la generación eólica equivalen apenas al 2,25% de la longitud total de las redes de distribución troncal del país (CAMMESA, 2020a), de lo que puede inferirse que la fase expansiva de la energía eólica en la matriz eléctrica nacional no supuso un impacto proporcional en la red de transporte, aunque sí pueda tener relevancia a escala local.

Zona	Punto de Interconexión (PDI)*			Obras en otra ET	Línea de Alta Tensión en 132 kV (LAT)**			
	No	Sí	Ampliación		No	Sí	Longitud [km]	Longitud media [km]
Bahía Blanca	9	0	2	3	6	3	95,2	10,6
Puerto Madryn	6	0	1	5	0	6	130	21,7
Golfo San Jorge	6	3	3	3	7	2	76,5	8,5
SUBTOTAL	2	3	6	11	13	11	301,7	12,6
Resto del país	10	3	2	3	10	3	189,5	14,6
TOTAL (n = 37)	31	6	8	14	23	14	491,2	13,3

Fuente: Elaboración propia. La columna "No" indica que no hay PDI preexistente, de lo cual se deduce la necesidad de construirlo; la columna "Sí" indica preexistencia de PDI y "Ampliación" indica necesidad de ampliar la capacidad de transformación un PDI, sea preexistente o construido, para interconectar nuevas centrales de un complejo eólico. La columna "No" indica que el complejo eólico no requirió LAT; la columna "Sí", que requirió LAT.

La potencia instalada es el indicador más palmario de la importancia de los complejos eólicos y, en consecuencia, de la fuerza de movilización de infraestructuras complementarias en la red de transporte. Para dar cuenta de las tendencias generales en la vinculación de la generación eólica al SADI es útil medir la relación entre los niveles de potencia instalada y los indicadores de interconexión. La Tabla 6 aporta una selección de tres coeficientes de asociación para los cuatro cruces propuestos. Para estructurar las relaciones, la potencia instalada fue transformada en una variable dicotómica con las clases " ≤ 100 MW" y " > 100 MW". De acuerdo con el orden de los coeficientes podemos sostener que la potencia instalada tiene; en primer lugar, una significativa relación con el requerimiento de LAT (mayor potencia, requiere LAT); en segundo, relaciones considerables tanto con la realización de obras en otra ET (mayor potencia, realiza obras) como con la preexistencia de PDI (el signo negativo de la diferencia porcentual indica que la mayor potencia no dispone de PDI preexistente y, por ende, debe construirlo); por último, una relación muy débil con la necesidad de ampliación. Como regla general del proceso de desarrollo eólico se aceptaría, entonces, que los interesados en despachar energía al SADI han debido participar en el acondicionamiento de las redes en una medida determinada por el tamaño de sus proyectos. El caso más demostrativo es la zona de Puerto Madryn, donde la red en estrella plenamente formada por acción de los complejos eólicos se corresponde con el mayor cociente de parques eólicos por complejo (ver Tabla 1) y el máximo valor de potencia media (ver Tabla 2).

Tabla 6. Coeficientes de asociación entre potencia instalada e indicadores de interconexión de complejos eólicos. Argentina, 2023.

Coeficiente	Potencia instalada <i>versus</i> ...			
	PI preexistente	Ampliación	Obras en otra ET	LAT
Diferencia porcentual	-35,29%	7,35%	48,24%	59,12%
<i>Phi</i>	0,477	0,089	0,496	0,607
<i>C</i> de contingencia (normalizado)	0,609	0,125	0,628	0,734

Fuente: Elaboración propia.

6. Conclusiones

Al cabo del tiempo transcurrido desde los impulsos iniciales, el proceso de desarrollo de la generación eólica de alta potencia en Argentina ha originado tres zonas de concentración geográfica de parques eólicos y una serie de localizaciones dispersas en el resto del país. Los indicadores analizados muestran diferencias interzonales que permiten establecer una jerarquía en la configuración territorial del sector. Las zonas concentradas se colocan por arriba del resto del país; pero la dispersión geográfica, pudiendo asimilarse a la cualidad de periferia, no debe por ello concebirse como un posicionamiento marginal en el sistema técnico. La justificación está en que los indicadores de desempeño no expresan diferencias marcadas o poseen valores muy semejantes. Los contrastes más destacables entre concentración y dispersión geográficas ocurren en aspectos de la interconexión de parques eólicos.

Puesto en una perspectiva comprensiva, el ordenamiento jerárquico al interior de las zonas de concentración es un emergente de las formas de compensación de los desequilibrios territoriales entre las dos condiciones básicas del desarrollo eólico -vientos y transporte- en la actual etapa evolutiva del sistema eléctrico argentino. Partiendo de la existencia de recursos eólicos de alta calidad, el mayor crecimiento de las zonas de Puerto Madryn y Bahía Blanca respondió a la cobertura de redes eléctricas con capacidad remanente de transporte, o que exigen ampliaciones admisibles por los agentes a cargo, y a la proximidad al centro de cargas del SADI. A su vez, los mejores valores de potencia media, generación, superficie ocupada, FC máximo, Pot./Sup., PE/CE y cantidad y longitud total y media de LAT construidas afianzan a Puerto Madryn como la zona

que ha liderado el desarrollo eólico argentino. Las deficiencias infraestructurales de la red para aprovechar los vientos de máxima calidad del país ayudan a explicar el atraso relativo del Golfo San Jorge.

En el balance de condicionamientos, la configuración territorial de la generación eólica exhibe prioritariamente un modelo de *crecimiento centrípeto*, replegado sobre la configuración preexistente, en el que la concentración geográfica de parques eólicos tiende a la reproducción ampliada de la concentración geográfica de la infraestructura eléctrica en general. Como vimos, el desenvolvimiento de fuerzas productivas del sector alentó cambios en la morfología local de las redes de distribución troncal, pero no tuvo la magnitud suficiente para expandir el sistema de transporte eléctrico nacional, ni dentro de las áreas que ya se han consagrado a la generación eólica y llegaron al límite de su capacidad, ni mucho menos hacia las más distantes áreas de la reserva eólica para crear ámbitos territoriales de especialización productiva de la energía. Integrar productivamente estos últimos espacios sin cobertura de las redes de transporte, pero que prometen rendimientos crecientes, superando las barreras geoeconómicas a la expansión (*modelo centrífugo*), demandaría una planificación energética integral. Un plan de obras de la escala sugerida no solo contemplaría la evacuación de la energía de la generación eólica, sino también a otros recursos energéticos abundantes de la Patagonia, como la energía hidráulica o la termoelectricidad de centrales instaladas en los yacimientos de hidrocarburos. Por eso, en lo inmediato, más probable que el ambicioso escenario centrífugo hacia la reserva eólica parecería un escenario de ampliaciones estratégicas del transporte eléctrico nacional en las zonas de concentración, que -según los resultados- aseguran un funcionamiento muy satisfactorio. Por lo pronto, en el modelo centrípeto la inserción de la energía eólica estimula la diversificación de la generación eléctrica en unos espacios locales que, asimismo, habían sido configurados por la convergencia funcional de los segmentos de transporte y de generación a partir de la localización de otro tipo de centrales. De hecho, las tres zonas de concentración geográfica de la generación eólica poseen centrales térmicas insertas en sus subsistemas locales.

El conjunto de hechos que interpretamos como parte de un modelo de crecimiento centrípeto, y que toma forma principalmente por límites estructurales de la etapa evolutiva del sistema eléctrico, no necesariamente carece de ventajas: disponer de capacidad remanente de transporte favorece la celeridad en la entrada en servicio de las nuevas centrales porque simplifica las obras, costos y plazos de los proyectos; las ampliaciones de las redes a cargo de los parques eólicos, sin tratarse de soluciones de fondo, mejoran la calidad del suministro; la dispersión geográfica de parques eólicos promueve el uso de tramos subutilizados de las redes, a la vez que comprueba la aptitud de los vientos de regiones y zonas secundarias; localizaciones próximas reducen pérdidas de energía y, por último, la competencia intrasectorial por el acceso a las redes, en una transición hacia el retroceso de los combustibles fósiles, conlleva plasmar condiciones de sustitución neta de centrales térmicas por centrales de fuentes renovables. De cualquier forma, la desaceleración del crecimiento de los últimos años es una franca señal de agotamiento de las oportunidades que ofrecieron las tendencias centrípetas. Una pregunta que se impone, por lo tanto, es si en lo sucesivo se abrirá una etapa de la historia energética argentina en la que las fuerzas centrífugas lograrán superar las barreras geoeconómicas al desarrollo.

Por último, para evaluar los resultados y las conclusiones conviene explicitar algunos alcances del trabajo. Primero, si bien hemos focalizado el análisis en dos de las condiciones fundamentales de la adopción de la generación eólica, sería indispensable completar el análisis de su configuración territorial con otros componentes importantes: topografía, rugosidad del terreno, asentamientos, parcelas, usos del suelo, áreas protegidas, clase de turbinas, estructuras locales de costos, etc. La integración analítica de estos elementos le daría profundidad a la descripción e interpretación de las configuraciones territoriales parciales (zonales). Segundo, para comprender los pormenores de la vinculación de la generación eólica con el transporte eléctrico sería necesario abordar aspectos regulatorios de los mecanismos de ampliación, partes de una problemática que involucra a la totalidad del sistema eléctrico. En todo caso, este segundo tema, que conduciría al estudio del proceso social, carga con las separaciones metodológicas (i) de la noción de configuración territorial, que apunta al análisis del resultado del proceso y no al proceso mismo, y (ii) de los objetivos de la investigación, que en esta

aproximación sistemática decidimos situar en la descripción, no en la explicación. Cuando el interés está en la unidad entre una configuración territorial concreta y el proceso subyacente de actos voluntarios que la originan y sostienen, estamos en un cambio de enfoque que nos lleva a pensar en términos de “organización territorial” (Coraggio, *op.cit.*, p. 187). En suma, los interrogantes que ha abierto la descripción de la configuración territorial de la generación eólica tienen un horizonte de respuestas en el estudio de su organización territorial.

Referencias bibliográficas

Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional [AAICI]. (2023). *Energía / Energía Eólica* (Informe sectorial para inversiones internacionales). https://www.inversionycomercio.ar/pdf/sectores/energia/AAICI_EnergiaEOL.pdf

Barros, V. R. (1983). *Atlas del potencial eólico del sur argentino*. Centro Regional de Energía Eólica – Centro Nacional Patagónico, Chubut.

Brunhes, J. (1948). *Geografía humana*. Editorial Juventud.

Caresani, D., Goldstein, E. y Kulfas, M. (2016). El desarrollo de las energías renovables en la Argentina y su efecto industrializante. Oportunidades de crecimiento para la cadena de valor eólica frente al nuevo marco normativo para las energías renovables. *Realidad Económica*, (299), 27-51. <http://www.iade.org.ar/modules/RealidadEconomica/>

Cámara Eólica Argentina [CEA]. (2022). *Cambio Climático y financiamiento. El aporte de la industria eólica*. <https://camaraeolicaargentina.com.ar/wp-content/uploads/2024/07/CAMBIO-CLIMATICO-Y-FINANCIAMIENTO.pdf>

Cámara Eólica Argentina [CEA]. (2023). *Ampliaciones en el sistema de transporte. Compromisos de descarbonización, metas y resultados económicos: motivos urgentes para acelerar una tarea pendiente*. Recuperado el 18 de abril de 2023 de <https://camaraeolicaargentina.com.ar/wp-content/uploads/2023/01/Transporte-Eletrico-CEA.pdf>

Centro Regional de la Energía Eólica [CREE]. (2007). *Atlas eólico de la Argentina – potencia eólica eléctrica estimada*. CREE.

Clementi, L., Carrizo, S. y Jacinto, G. (2021). *Genealogía eólica argentina (1990-2020)*. *Finisterra*, 56(116), 205-221. <https://doi.org/10.18055/Finis20078>

Clementi, L. (2024). *Viento a favor para la transición energética argentina*. *El ojo del cóndor*, (13), 26-28. <https://www.ign.gob.ar/odc-13>

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima [CAMMESA]. (2020a). *Informe Mensual. Generación Renovable Variable. Diciembre 2023*. <https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/RenovablesIMGRV/Informe%20Mensual%20de%20Generaci%C3%B3n%20de%20Generaci%C3%B3n%252>

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima [CAMMESA]. (2020b). *Informes y estadística – Energías Renovables*. https://cammesaweb.cammesa.com/erenovables/?doing_wp_cron=1727441096.4448509216308593750000

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima [CAMMESA]. (2020c). *Esquemas unifilares. Geográfico del SADI. Octubre de 2024*. <https://cammesaweb.cammesa.com/esquemas-unifilares/>



- Coraggio, J. L. (1987). *Territorios en transición. Crítica a la planificación regional en América Latina*. Editorial Ciudad.
- Eurek, K., Sullivan, P., Gleason, M., Hettinger, D. and López, A. (2017). *An improved global wind resource estimate for integrated assessment models*. *Energy Economics*, 64, 552-567. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.11.015>
- Furlan, A. (2014). Desequilibrios regionales en el transporte eléctrico argentino (1992-2013): el retraso relativo del área atlántica bonaerense. *Revista Transporte y Territorio*, (11), 86-113. <https://doi.org/10.34096/rtt.i11.659>
- Furlan, A. (25 a 27 de octubre de 2017). *La inserción de las energías renovables en entornos de subdesarrollo: la generación eólica en Argentina [ponencia]*. VI Congreso Nacional de Geografía de las Universidades Públicas "Consolidando la Geografía en red", Resistencia, Argentina.
- Furlan, A. (20 de septiembre de 2023). *La distribución geográfica de la generación eólica de alta potencia en Argentina (2008-2023) [Ponencia]*. Primera Jornada Provincial de Geografía de ISFD de la Provincia de Buenos Aires, Dolores, Argentina.
- George, P. (1952). *Geografía de la energía*. Ediciones Omega.
- Global Wind Atlas. (2024). *Velocidad media del viento*. <https://globalwindatlas.info/es>
- Hojman, J. y Di Nanno, M. P. (2020). *Desmonte en parques eólicos en Ejido de Puerto Madryn, Chubut, Argentina*. *Revista Tecnología y Ciencia*, (18), 104-112. <https://doi.org/10.33414/rtyc.38.104-112.2020>
- Hughes, T. (1983). *Networks of power. Electrification in Western Society, 1880-1930*. The Johns Hopkins University Press.
- Ley 26190 de 2006. *Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes de energía renovables destinada a la producción de energía eléctrica*. 27 de diciembre de 2006. B. O. N° 31064.
- Ley 27191 de 2015. *Modificaciones a la Ley 26190*. 15 de octubre de 2015. B. O. N° 33239.
- Ministerio de Economía. (2023). *Energías renovables y alternativas*. *Informes de Cadenas de Valor, Año 8(70)*. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sectorial_energias_alternativas_web.pdf
- National Renewable Energy Laboratory [NREL]. (1997). *Wind resource assessment handbook*. NREL. <https://www.nrel.gov/docs/legosti/fy97/22223.pdf>
- National Renewable Energy Laboratory [NREL]. (2022). *Annual Technology Baseline. Distributed Wind*. NREL. https://atb.nrel.gov/electricity/2022/distributed_wind
- Neuman, M., Nicolini, J. y Malco, J. (2020). *Panorama de la energía eólica en Argentina (Documento de trabajo, DT IDEI 3-2020)*. UNGS-IDEI. <https://www.ungs.edu.ar/idei/publicacion-idei/documentos-de-trabajo-2>
- Resolución 108 de 2011 [Secretaría de Energía de la Nación]. *Por la cual se habilitan contratos de abastecimiento del mercado eléctrico mayorista a partir de fuentes renovables*. 13 de abril de 2011.
- Resolución 202 de 2016 [Ministerio de Energía y Minería]. *Por la cual se habilita contratos de abastecimiento del mercado eléctrico mayorista a partir de fuentes renovables*. 29 de septiembre de 2016.
- Secretaría de Energía de la Nación [SEN]. (2017). *SIG Eólico. Sistema de Información Geográfica Mapa Eólico Nacional*. [https://sigeolico.energia.gob.ar\(https://sigeolico.energia.gob.ar/\)](https://sigeolico.energia.gob.ar(https://sigeolico.energia.gob.ar/)
- Secretaría de Energía de la Nación [SEN]. (2019). *Potencia de vientos y distribución de proyectos eólicos RenovAr*. <http://datos.energia.gob.ar/dataset/potencia-de-vientos>

Sorre, M. (1967). *El Hombre en la Tierra*. Editorial Labor.

The Wind Power (s.f). Bases de datos e informes. <https://www.thewindpower.net/>

Notas

1. La competencia tecnológica está llevando a superar las fronteras de la máxima potencia constantemente. En la actualidad, existen en funcionamiento turbinas eólicas off-shore de 16 MW y en pleno desarrollo modelos de hasta 20 MW. El valor de 1 MW nominal que se estableció convencionalmente como umbral de la alta potencia eólica continua vigente debido a que las mejoras en la calidad y eficiencia de las turbinas y su adaptación a determinados entornos todavía hacen de ellas una solución adecuada para el montaje de grandes parques eólicos. ↑

2. Según Hughes (1983 , pp. 5-6) el gran sistema técnico refiere a sistemas de infraestructura de gran escala utilizados en el suministro de bienes y servicios (transporte, producción-transmisión-distribución de electricidad y gas, comunicaciones, agua potable, etc.) que caracterizan la complejidad funcional de la sociedad moderna y que de forma creciente estructuran el ambiente construido: un GST está constituido por componentes técnicos e institucionales interconectados por una red, que suelen estar centralmente controlados con la finalidad de optimizar el rendimiento y orientarlo hacia el logro de objetivos. ↑

3. No es objetivo de este trabajo analizar la composición socioeconómica de la generación eólica argentina, pero en el entramado de actores podrían añadirse secundariamente empresas industriales que innovan en el área eólica y sociedades comerciales impulsadas por estados provinciales que fomentan la generación eólica en sus propias jurisdicciones y en asociación con empresas privadas del clúster eólico nacional. ↑

4. Se trata de tres parques eólicos: Rawson I (2011), Rawson II (2011) y Loma Blanca IV (2013), con potencias instaladas de 48,6 MW, 28,8 MW y 50 MW respectivamente. ↑

5. Con los datos técnicos disponibles de los aerogeneradores de 56 de los 65 parques eólicos, la media nacional de altura de torres se ubica en 102,8 m. ↑

6. NREL 2022 actualiza la clasificación en un sistema de diez clases de viento para una altura de 110 m, aunque no proporciona una valoración cualitativa. Los rangos de velocidad, no obstante, son similares al sistema de siete clases. Para evitar la mayor desagregación del nuevo sistema, optamos por usar el convencional de siete clases. ↑

7. Nos referimos a la porción continental sudamericana del territorio nacional. Se excluyen las islas del Atlántico Sur y la porción antártica. Tampoco se consideran los recursos eólicos marítimos. ↑

8. Una potencia instalada relativamente baja supone pocos aerogeneradores, de modo que la indisponibilidad de alguno de ellos -más probable cuando hay niveles de deficiencia tecnológica- impacta en mayor proporción en la capacidad de generación del parque eólico y reduce el FC. ↑

9. Podemos agregar que un mal aprovechamiento de un buen viento puede tener sus causas en fallas reiteradas, demoras en reparaciones, congestión en el transporte eléctrico, problemas de coordinación, etc. Por otra parte, si correlación no significa causación, la velocidad media del viento es lógicamente precedente al factor de capacidad, de ahí que podamos hablar en términos de "dependencia". ↑

10. Con excepción de la línea que en la provincia de Chubut une la hidroeléctrica Futaleufú con Puerto Madryn y la planta Aluar en 330 kV y la línea que une Cobos (Salta) con Los Andes (Chile) en 345 kV, la red de extra alta tensión opera en 500 kV. ↑



11. Los sistemas de distribución troncal que no han sido representados operan mayoritariamente en 132 kV, aunque también incluyen líneas de 33 kV, 66 kV, 150 kV y 220 kV. ↑