

enerLAC

Revista de
Energía de
Latinoamérica
y el Caribe

Vehículos eléctricos y
el impacto en el sistema
de potencia.

Explotación de los
campos shale gas
en México.

Escenarios energéticos
para la extracción de
petróleo en la amazonía
ecuatoriana.

Comparación del algoritmo
de retroceso en sistemas
fotovoltaicos en Honduras.

China's footprint in Brazil's
electricity sector.

Las implicancias jurídicas de
la naturaleza jurídica de la
energía eléctrica en la
legislación peruana.

Diseño de una estación de
carga solar para vehículos
eléctricos en centros
comerciales.

Estimación del efecto escala
de la generación eólica en la
Argentina.

Potencialidad para la
implementación de
comunidades energéticas
sustentables en la provincia
de Córdoba, Argentina.

COMITÉ EDITORIAL

Alfonso Blanco
*Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE). Ecuador.*

Pablo Garcés
*Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE). Ecuador.*

Marcelo Vega
*Asociación de Universidades Grupo Montevideo
(AUGM). Uruguay.*

COMITÉ AD-HONOREM

Andrés Romero C.
Pontificia Universidad Católica de Chile.

Leonardo Beltrán.
Institute of the Americas. México.

Manlio Coviello.
Pontificia Universidad Católica de Chile.

Mauricio Medinaceli.
Investigador independiente. Bolivia.

Ubiratan Francisco Castellano.
Investigador independiente. Brasil.

COORDINADORES DE LA EDICIÓN

DIRECTOR GENERAL
Alfonso Blanco

DIRECTORES EJECUTIVOS
Pablo Garcés
Marcelo Vega

COORDINADORA DE PRODUCCIÓN
Blanca Guanocunga.
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

REVISORES

José Alonso Mateos.
Universidad Internacional de Valencia. España.

Rodrigo Alonso Suárez.
*Universidad de la República (UDELAR).
Facultad de Ingeniería. Uruguay.*

Ernesto Beltrán Nishizaki.
Investigador independiente. México.

Italo Bove Vanzulli.
*Universidad de la República (UDELAR).
Uruguay.*

Tommaso Brazzini.
*Universidad Politécnica de Valencia.
España.*

Alfredo José Caguao Yagua.
*Universidad Nacional Experimental
Francisco Miranda (UNEFM). Venezuela.*

Christian Hernán Campoverde.
*Universidad Nacional de Loja.
Ecuador.*

Manuel Enrique Chacón Morales.
Empresa Propietaria de la Red S.A. Costa Rica.

Luciana Vanesa Clementi.
*Consejo Nacional de Investigaciones Científicas
(CONICET). Argentina.*

Samuel Cubero Vargas.
*Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE).
Costa Rica.*

Henry Espada Romero.
Universidad Pública de El Alto. Bolivia.

Lázaro Flores Díaz.
*Secretaría de Energía. Comisión Nacional para el Uso
Eficiente de la Energía (CONUEE). México.*

COLABORADORES

Natalia Gaspar Pérez.
Benemérita Universidad Autónoma de Puebla. México.

Luis Felipe Gómez Fernández.
Ministerio de Energía y Minas. Perú.

Ana Lía Guerrero.
Universidad Nacional del Sur. Argentina.

Ángel Eugenio Infante Haynes.
Universidad de Holguín. Cuba.

Fernando Jaramillo García.
*Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí.
Ecuador.*

María Cecilia Montero.
*Universidad Tecnológica Nacional (UTN FRBB).
Argentina.*

Angie Ortega Ramírez.
*Universidad de América. Facultad de Ingenierías.
Colombia.*

Eduardo Ortigoza Moreno.
*Universidad Nacional de Asunción. Facultad Politécnica.
Paraguay.*

Marco Otoya Chavarria.
Universidad Nacional de Costa Rica.

Marcela Reinoso.
*Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).
Ecuador.*

Vinicius Silva.
*Universidad de Sao Paulo. Grupo de Energía (GEPEA).
Brasil.*

Felipe Ulloa Orellana.
Universidad de California. Estados Unidos.

Sergio Zanolli.
Investigador independiente. Perú.

Raquel Atiaja.

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

Ana María Arroyo. *Diseño y diagramación*

© Copyright Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) 2021.

ISSN: 2602-8042 (Impresa)

ISSN: 2631-2522 (Electrónica)

Dirección: Av. Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y
Fernández Salvador.
Quito - Ecuador

Página web Revista ENERLAC: <http://enerlac.olade.org>

Página web OLADE: www.olade.org

Mail ENERLAC: enerlac@olade.org

Teléfonos: (+593 2) 2598-122 / 2598-280 / 2597-995

Fotografías de la portada Jose M. Alarcon y NASA en Unsplash.
Diseño de la portada y contraportada Ana María Arroyo.

NOTA DE RESPONSABILIDAD DE CONTENIDO

Las ideas expresadas en este documento son responsabilidad de los autores y no comprometen a las organizaciones mencionadas.

El diseño y diagramación de este documento se desarrolló con el apoyo financiero del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), en el marco del "Programa para el Fortalecimiento de la Gestión y Difusión de Información Energética para el Desarrollo Sostenible en América Latina y el Caribe - Cooperación Técnica RG - T2873". El Banco Interamericano de Desarrollo (BID), no tiene ninguna responsabilidad sobre el contenido del documento.



ESTIMACIÓN DEL EFECTO ESCALA DE LA GENERACIÓN EÓLICA EN LA ARGENTINA

ESTIMATION OF THE WIND GENERATION SMOOTHING EFFECT IN ARGENTINA

Adrien Sergent ¹

Recibido: 28/03/2021 y Aceptado: 30/06/2021
ENERLAC. Volumen V. Número 2. Diciembre, 2021 (156 - 171)
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)



Foto de Usukhbayar Gankhuyag de Unsplash.

1 Universidad de Buenos Aires (UBA). Argentina.

adrien.sergent@gmail.com

<https://orcid.org/0000-0002-1900-8155>

RESUMEN

En el trabajo se estimó el efecto escala de la generación eólica en la Argentina. Para ello se utilizó la base de datos de re-análisis MERRA-2 del *Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center* con el fin de recalculer la velocidad de viento y luego la potencia generada en cada hora del año 2020 en parques eólicos de distintas ubicaciones en el país. La comparación de los resultados con los datos mensuales publicados por Cammesa permitió validar este cálculo para seis parques eólicos. Se elaboraron luego las curvas ordenadas del factor de capacidad por hora de los parques seleccionados tanto individualmente como de manera agregada suponiendo la ausencia de congestión en transmisión eléctrica. Se pudo evidenciar de esta forma una reducción de la variabilidad de la generación eólica y particularmente de la cantidad de horas con poca generación desde el punto de vista de la red eléctrica.

Palabras clave: Energía Renovable, Generación Eólica, Energía Eólica, Interconexiones, Efecto Escala, Intermitencia, Redes Eléctricas, Argentina.

ABSTRACT

This work tried to estimate the wind generation smoothing effect in Argentina. For this, the reanalysis MERRA-2 database of the Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center was used to recalculate the wind speed and then the power generated in each hour of the year 2020 for spatially distributed wind farms in the country. Comparison of the results with the monthly data published by Cammesa made it possible to validate this calculation for six wind farms. The cumulative frequency curves of the capacity factor per hour of the selected wind farms were then elaborated, both individually and in an aggregate manner, assuming the absence of bottlenecks in electric power transmission. In this way, it was possible to show a reduction in the variability of wind generation and particularly in the number of hours with little generation from the point of view of the electrical grid.

Keywords: Renewable Energy, Wind Power, Wind Energy, Interconnections, Smoothing Effect, Intermittency, Electrical Grids, Argentina.



Foto de Artur Zudin de Unsplash.

INTRODUCCIÓN

En la última década se ha registrado un aumento notable a nivel global de las energías renovables no convencionales dentro de las matrices eléctricas, con la mayor contribución viniendo de la energía eólica (AIE, 2020). Sin embargo, la presencia del recurso eólico siendo variable en el tiempo, este tipo de generación también lo es, lo que representa un desafío para mantener el balance entre generación y demanda eléctrica en cada instante para una determinada red. Pese a esta desventaja ante formas de generación convencional, ya existen varias matrices eléctricas con una fuerte penetración de generación renovable no convencional y variable (eólica y fotovoltaica), sin que ello se haya revelado incontrolable para el gestor de la red eléctrica. A nivel regional podríamos citar el caso del Uruguay donde se registró en el año 2020 el 46.8% de su generación eléctrica de origen eólica y el 3.6% de origen fotovoltaica, llegando entonces a más del 50% de su matriz eléctrica originada por fuentes renovables variables (Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas, 2021).

Con la presencia de recursos eólicos cuyo potencial para la generación eléctrica es de los más altos a nivel global (Lu et al., 2009), la Argentina es una candidata ideal al desarrollo de este tipo de energía. Además, el aprovechamiento del recurso eólico ofrecería oportunidades de desarrollo local si se aplicase políticas públicas articuladas con los sectores industriales, tecnológicos y científicos argentinos (Roger, 2019). Desde la sanción de la ley 27.191 en 2015, la generación eólica se incrementó sensiblemente en Argentina llegando al 7% en promedio en el año 2020 (Cammesa, 2021a) aunque con una baja presencia de componentes nacionales en la potencia instalada eólica construida (Roger, 2019).

Para que el aumento de generación eléctrica obtenida por fuentes renovables variables sea

compatible con el mantenimiento de la estabilidad de las redes eléctricas, existen distintos elementos y estrategias a tener en consideración. La capacidad instalada de plantas hidroeléctricas es por ejemplo una ventaja mayor ya que se trata de la forma de generación eléctrica convencional más rápida para ser despachada (Medina, 2006) y, por lo tanto, la más apta para compensar la variabilidad de otras fuentes como la eólica o la fotovoltaica.

Las distintas tecnologías de almacenamiento como los volantes de inercia, las baterías estacionarias de ion litio, las centrales hidroeléctricas reversibles, los reservorios con aire comprimido y, en los próximos años, el hidrógeno generado por fuentes renovables, ofrecen perspectivas cada vez mayores de integración de fuentes variables en una matriz eléctrica con precios competitivos (Schmidt et al., 2019).

Otra tendencia viene últimamente por la multiplicación de proyectos híbridos donde se combinan distintas tecnologías de generación renovable para limitar su variabilidad. En la provincia de Río Negro existe, por ejemplo, el proyecto de construcción de un parque eólico de 300 MW funcionando de manera combinada con represas existentes del Comahue (Gubinelli, 2019). La idea es tener un despacho mixto en el punto de conexión con la red eléctrica de extra-alta tensión para limitar las fluctuaciones características de la generación eólica. El proyecto se aprovecharía además de la complementariedad entre estas dos fuentes en una región donde el “período de sequía o menor caudal en los ríos coincide con el período anual que presenta los vientos más elevados” (Gubinelli, 2019, párr. 7). Levieux et al. (2019) demostraron a través de otro caso de estudio en Argentina como este tipo de proyecto puede no solamente incrementar la generación eólica sino también traer mejor competitividad además de sortear las restricciones existentes en términos de capacidad de transmisión.

Pese a ser recomendado por la AIE (2019), el funcionamiento de parques eólicos y solares en *full flexibility*, es decir, con una reserva de potencia permitiendo participar en regulación de frecuencia tanto hacia arriba como hacia abajo, es algo todavía muy poco conocido o puesto en práctica. En la región, solamente Chile está avanzando para integrar esta posibilidad en su marco regulatorio y ya hay un parque eólico proponiendo servicios auxiliares de frecuencia (Generadoras de Chile, 2020). Esta estrategia saca provecho del uso de convertidores de potencia y de algoritmos previendo la generación del parque para disminuir la necesidad de reservas de potencia sobre la red eléctrica. De esta manera, se facilita la adición de nuevas fuentes de generación renovables y variables cuando su porcentaje ya está muy alto en una red eléctrica además de optimizar el costo de funcionamiento del sistema (AIE, 2019).

Con el avance de las tecnologías digitales y de los vehículos eléctricos, el planteo de redes inteligentes buscando gestionar la demanda eléctrica para hacerla coincidir con la generación está tomando un impulso fuerte. Se trata entonces de otra estrategia que puede facilitar la integración de generación renovable y variable en una red eléctrica.

Finalmente, una mayor interconexión de las redes eléctricas desde un nivel local hacia el internacional permite también garantizar la estabilidad de la red a pesar del incremento de fuentes de generación variables. Efectivamente, cuanto más extensa es la superficie cubierta por una red eléctrica, más probabilidades habrá para que la ausencia de generación en un punto de la red en un momento determinado sea compensada por la generación en otro punto, lo que podríamos llamar el efecto escala.

A diferencia de países como los Estados Unidos de América donde coexisten distintas redes eléctricas con pocas capacidades de intercambio

entre sí (U.S. Energy Information Administration, 2016), lo que puede ser un factor agravante durante una crisis de desbalance entre generación y demanda eléctrica, la Argentina se beneficia de tener una sola red de interconexión de extra alta tensión (Sistema Argentino de Interconexión, en adelante SADI) con gestión centralizada por Cammesa como organismo encargado del despacho. Sin embargo, esta ventaja estructural se va desperdiciando mientras se desarticula la ampliación del SADI con la nueva capacidad instalada en generación eléctrica a través de las licitaciones del plan RenovAr (“Luego de cuatro años sin nuevas redes eléctricas, diseñan el programa TransportAr”, 2019). Efectivamente, el incremento de las situaciones de congestión en transmisión limita la posibilidad de contar sobre el efecto escala para mitigar la variabilidad de las fuentes eólicas y fotovoltaicas.

En la medida en que existe un fuerte potencial para el desarrollo de la energía eólica en distintas regiones de la Argentina, este trabajo busca estimar el factor escala existente con esta fuente en el país. Luego de la introducción, la sección siguiente explicita la metodología utilizada para calcular el efecto escala de la generación eólica en la Argentina. La tercera parte analiza los resultados obtenidos y la última sección presenta reflexiones finales al respecto.

METODOLOGÍA

Para la estimación del efecto escala de la generación eólica, lo ideal sería disponer de datos de generación en cada minuto al ser la regulación de frecuencia realizada en este orden de tiempo (Medina, 2006). Sin embargo, los datos de generación discriminados por parques eólicos publicados por Cammesa (2021b) son mensuales. Por otro lado, existen distintas bases de datos de re-análisis de las variables atmosféricas incluyendo la velocidad del viento. Así, la base MERRA-2 publicada por *Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center* (2021) ofrece datos de vientos a

50m de altura con una resolución temporal de una hora y una resolución espacial de $0.625^\circ \times 0.5^\circ$ en longitud y latitud.

Se eligieron distintos parques eólicos que estuvieron funcionando durante todo el año 2020 y que tenían un mínimo de distancia cada uno entre sí para que la cantidad máxima de provincias de Argentina sea representada. Un criterio de selección fue la disponibilidad de datos de generación mensual en Cammesa (2021b) y de datos sobre los parques eólicos como la potencia instalada, la altura de buje de los aerogeneradores y el acceso a curvas de potencia de las turbinas utilizadas. A partir de los datos recolectados en la tabla 1 y de las variables U50M y V50M de la base de datos M211NXASM del *Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center* (2021) se trató de recalcular la potencia generadora en cada hora del año 2020.



Con la presencia de recursos eólicos, cuyo potencial para la generación eléctrica es de los más altos a nivel global, la Argentina es una candidata ideal al desarrollo de este tipo de energía.

Figura 1. Ubicación de los parques eólicos seleccionados con su potencia instalada en 2020



Fuente: Elaboración propia basado en datos de The Wind Power (2021) y Cammesa (2021b)

Tabla 1. Datos de los parques eólicos

Parques eólicos	Provincia	Año de entrada en operación	Modelo turbina	Lat. en °	Long. en °	Altura buje	Cant. molinos	Coef. α
P.E. Achiras	Córdoba	2019	AW- 3000/125	-33.2	-65.1	100m	15	0.4
P.E. Arauco I	La Rioja	2011	IWP- 83/2100	-28.7	-66.7	80m	12	0.4
P.E. Bicentenario	Santa Cruz	2019	V117/3450	-47.2	-67.2	80m	28	0.12
P.E. Corti	Buenos Aires	2018	V126/3450	-38.7	-62	87m	29	0.1
P.E. La Banderita	La Pampa	2019	V136/3600	-37.4	-64.7	120m	11	0.1
P.E. Manantiales Behr	Chubut	2018	V112/3300	-45.7	-67.8	84m	30	0.1
P.E. Pomona I	Río Negro	2019	V126/3450	-39.6	-65.7	120m	26	0.1
P.E. Villalonga	Buenos Aires	2018	V126/3450	-40	-62.7	87m	15	0.15

Fuente: Elaboración propia basado en datos de The Wind Power (2021) y Cammesa (2021b)

La ecuación siguiente fue utilizada para calcular la velocidad (m/s) del viento a 50m de altura en las coordenadas más cercanas de cada parque eólico:

$$V_{50m} = \sqrt{U50M^2 + V50M^2} \quad (1)$$

Luego se extrapola la velocidad de este viento a la altura de buje de cada aerogenerador con la ecuación siguiente:

$$V_H = V_{50m} \times (H/50)^\alpha \quad (2)$$

V_H siendo la velocidad a la altura de buje H (m/s), H la altura de buje (m) y α un coeficiente con valor entre 0.1 y 0.4 relacionado al tipo de terreno en el cual se ubican los parques eólicos (Iannini et al., 2004). El valor de este coeficiente (presentado en la tabla 1) fue determinado dentro de este rango por procesos iterativos para minimizar el EPMA definido más adelante en la ecuación (4).

Utilizando la curva de potencia correspondiente a cada tipo de aerogenerador se calculó entonces la potencia generadora P_i (GW) en cada hora para luego ser agregada a nivel mensual (n = cantidad de horas en el mes m).

$$E_m = \sum_{i=1}^n P_i \quad (3)$$

A partir de los datos recalculados de energía generada en cada mes m del año 2020 y los publicados por Cammesa (2021b), se calculó el coeficiente de correlación de Pearson entre estas dos series de valores para cada parque eólico seleccionado. Se calculó también el error porcentual medio absoluto (en adelante EPMA) con la ecuación siguiente:

$$EPMA = \frac{\sum_{m=1}^{12} 100 \times \frac{|Emc - Em|}{Emc}}{12} \quad (4)$$

Emc siendo la energía generada (GWh) por un parque eólico en el mes m según Cammesa (2021b) y Em siendo la energía generada (GWh) del mismo parque en el mes m calculada con la ecuación (3).

Existen varios factores para explicar potenciales diferencias entre los valores de energía mensuales recalculados y los publicados por Cammesa (2021b). Primero, los datos de re-análisis de MERRA-2 pueden presentar errores frente a los datos reales a nivel local. La resolución espacial de $0.625^\circ \times 0.5^\circ$ y la temporal de 1h constituyen también fuentes de imprecisiones. Finalmente, la posibilidad de que los aerogeneradores en un parque eólico hayan sido indisponibles por problemas técnicos o por razones de mantenimiento puede traer otros errores en el cálculo de la energía generada. Tomando en consideración estos elementos, se eliminó para el resto del análisis los parques eólicos seleccionados cuyo coeficiente de correlación de Pearson con los datos reales de Cammesa (2021b) fue inferior a 0.5 o los que tuvieron un EPMA superior a 20%.

Por cada parque eólico presentando diferencias entre la energía calculada y la publicada por Cammesa (2021b) inferiores a los criterios establecidos arriba, se construyó una curva ordenada del factor de capacidad con todas las horas del año 2020. El factor de capacidad F_{cpi} por cada hora i del parque eólico p está definido con la ecuación siguiente:

$$F_{cpi} = \frac{P_i}{P_n} \quad (5)$$

P_i siendo la potencia eléctrica (GW) calculada en la hora i del año 2020 del parque eólico p y P_n su potencia nominal (GW).

La ventaja de calcular el factor de capacidad es que facilita la comparación de un parque eólico con otro al tener la generación de cada uno normalizada. Para estimar el efecto escala de la generación eólica en Argentina, se calculó entonces el factor de capacidad agregado F_{cai} de los n parques eólicos por cada hora i a partir de la ecuación siguiente:

$$F_{cai} = \frac{\sum_{p=1}^n F_{cpi}}{n} \quad (6)$$

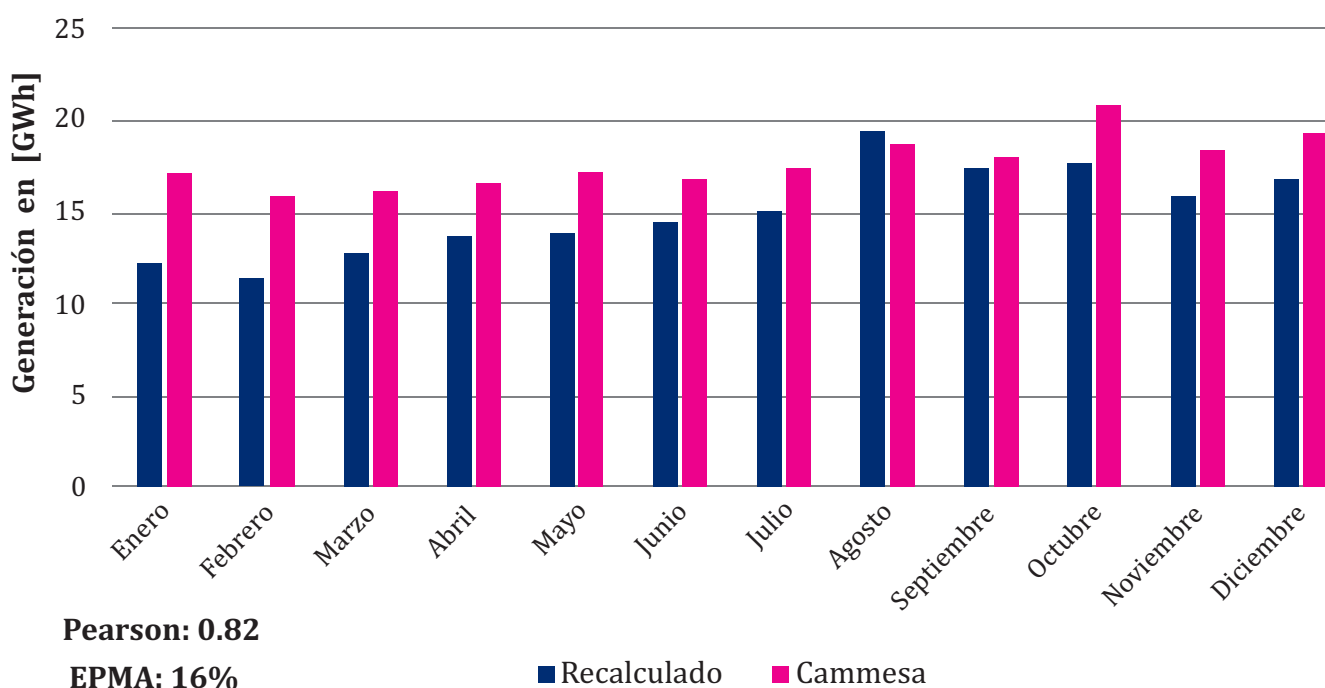
De esta forma, se pudo construir la curva ordenada del factor de capacidad agregado de los parques eólicos estudiados y así llegar a una aproximación del factor escala de la generación eólica en Argentina con la hipótesis de que no haya congestión en el SADI. Para ello, se comparó la cantidad de horas con la cual el factor de capacidad promedio y el factor de capacidad agregado tienen un valor por debajo de 10%.

Una mayor interconexión de las redes eléctricas desde un nivel local hacia el internacional permite también garantizar la estabilidad de la red a pesar del incremento de fuentes de generación variables.

RESULTADOS

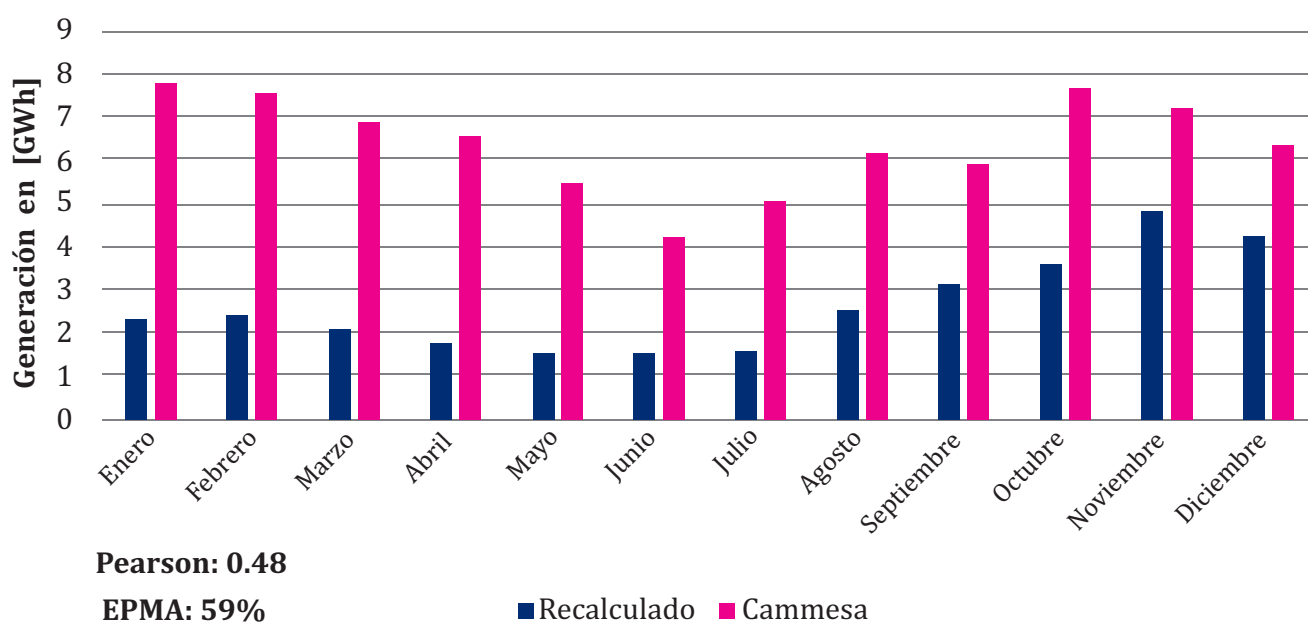
Las figuras 2 a 9 muestran los resultados de la energía recalculada E_m de cada parque eólico para cada mes del año 2020 y su comparación con los valores E_{mc} relevados por Cammesa (2021b). También presentan el coeficiente de correlación de Pearson entre estas dos series de valores y el EPMA para cada parque eólico.

Figura 2. Resultados P.E. Achiras



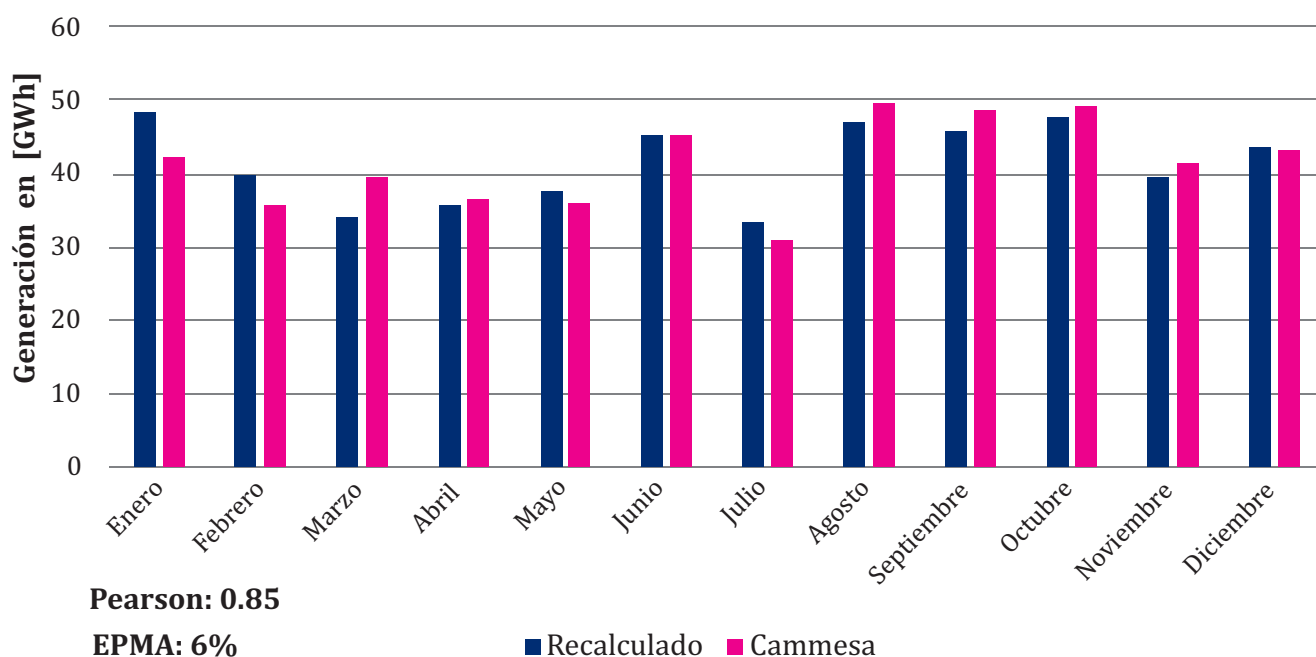
Fuente: Elaboración propia basado en datos de Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center (2021) y de Cammesa (2021b)

Figura 3. Resultados P.E. Arauco I



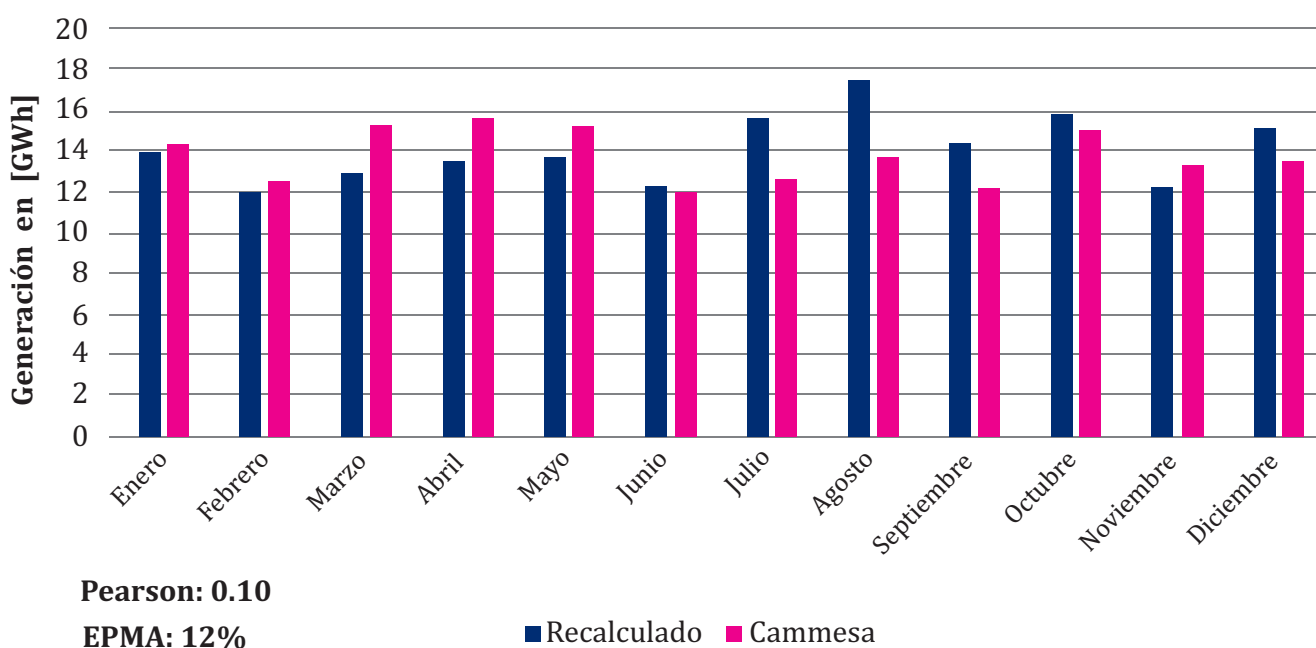
Fuente: Elaboración propia basado en datos de Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center (2021) y de Cammesa (2021b)

Figura 4. Resultados P.E. Bicentenario



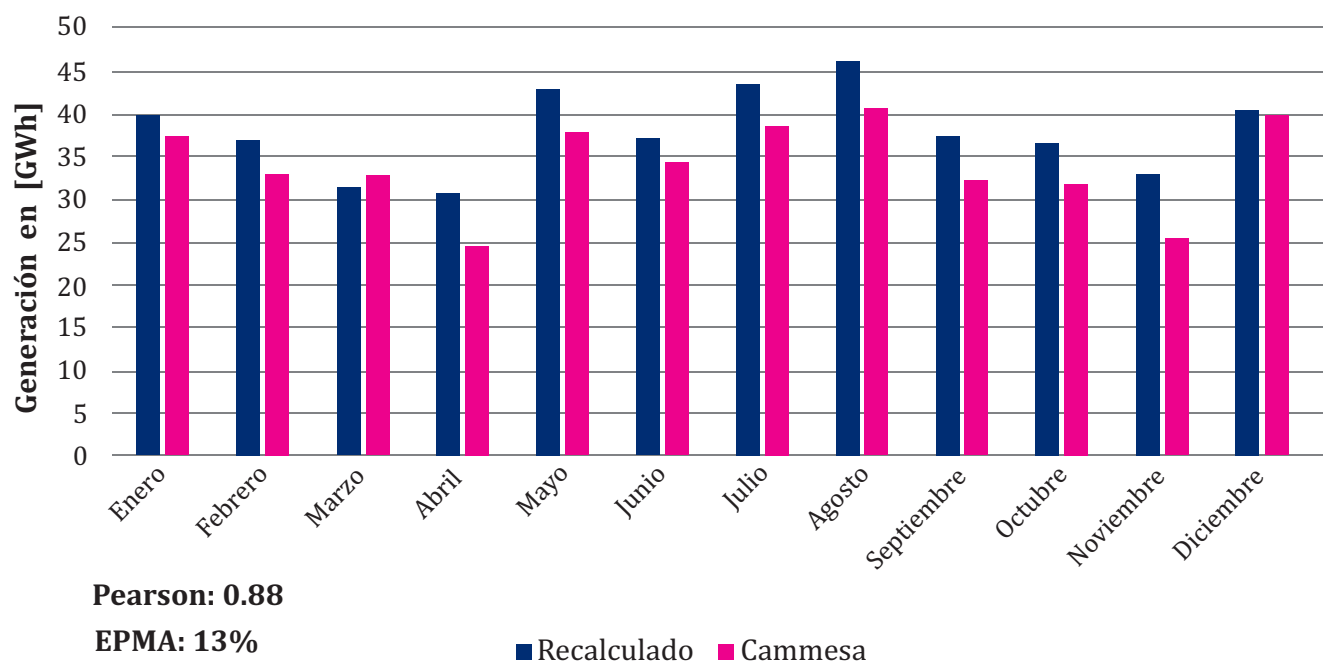
Fuente: Elaboración propia basado en datos de Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center (2021) y de Cammesa (2021b)

Figura 5. Resultados P.E. La Banderita



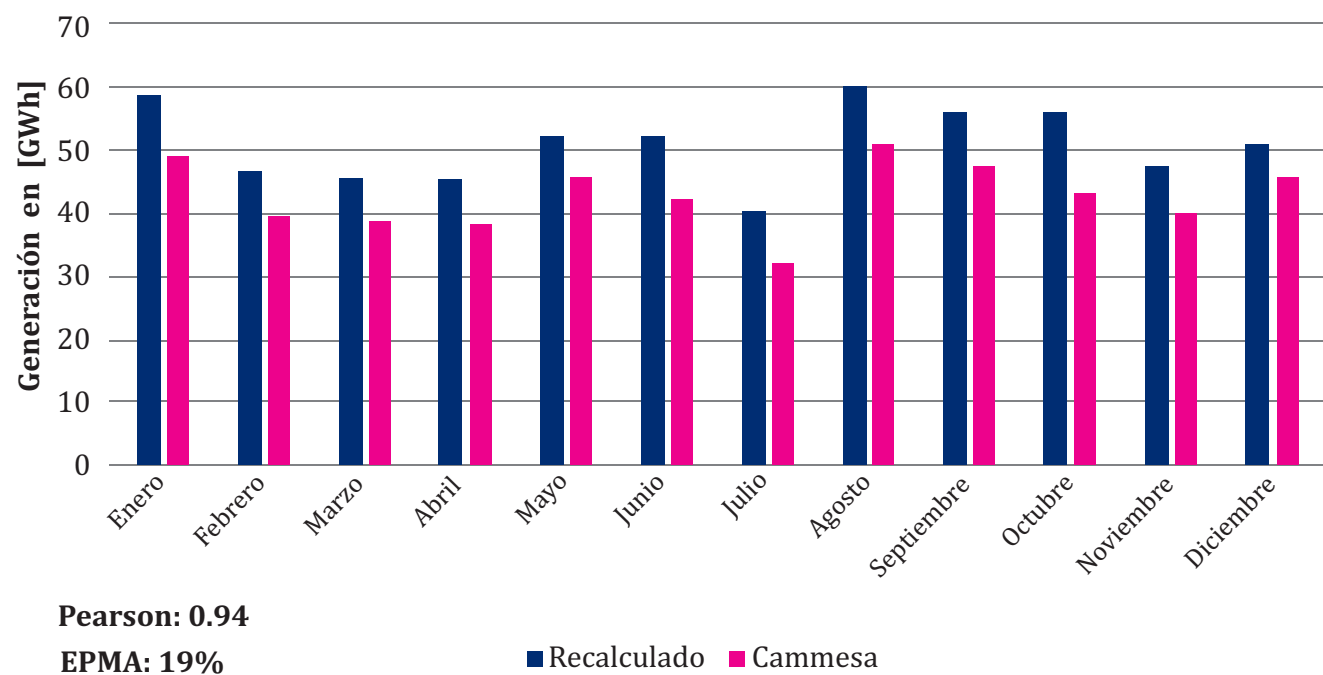
Fuente: Elaboración propia basado en datos de Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center (2021) y de Cammesa (2021b)

Figura 6. Resultados P.E. Corti



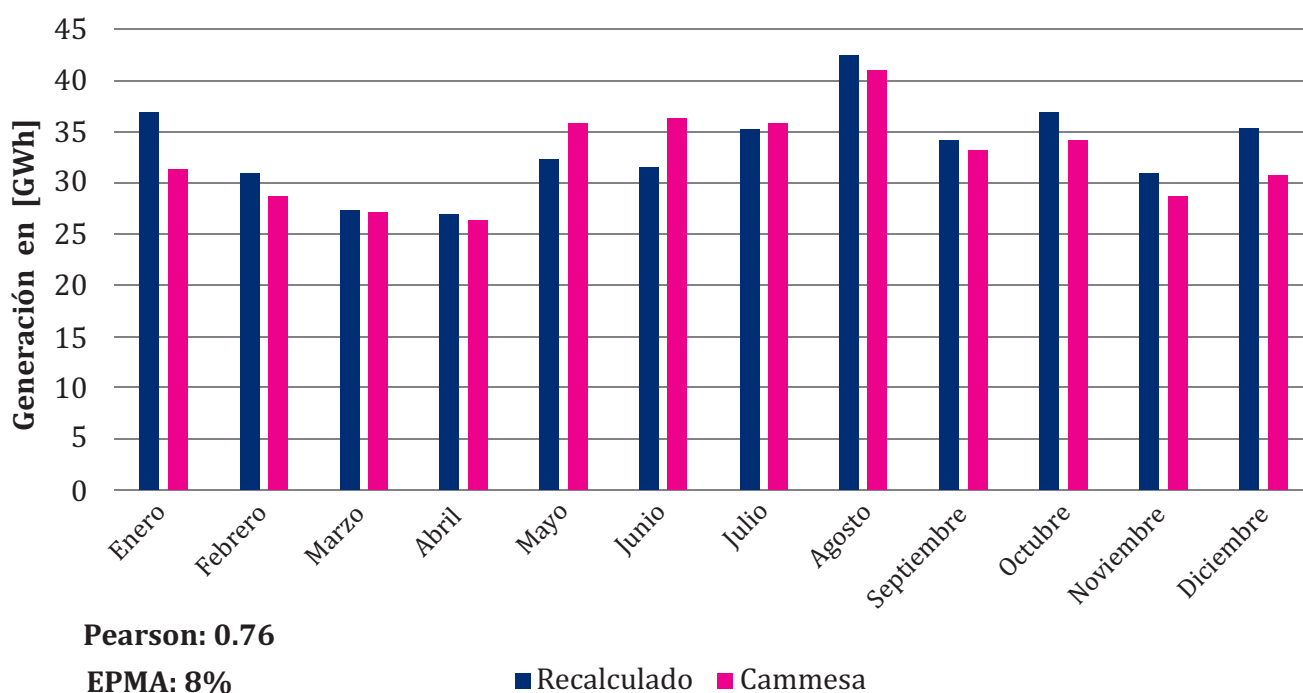
Fuente: Elaboración propia basado en datos de Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center (2021) y de Cammesa (2021b)

Figura 7. Resultados P.E. Manantiales Behr



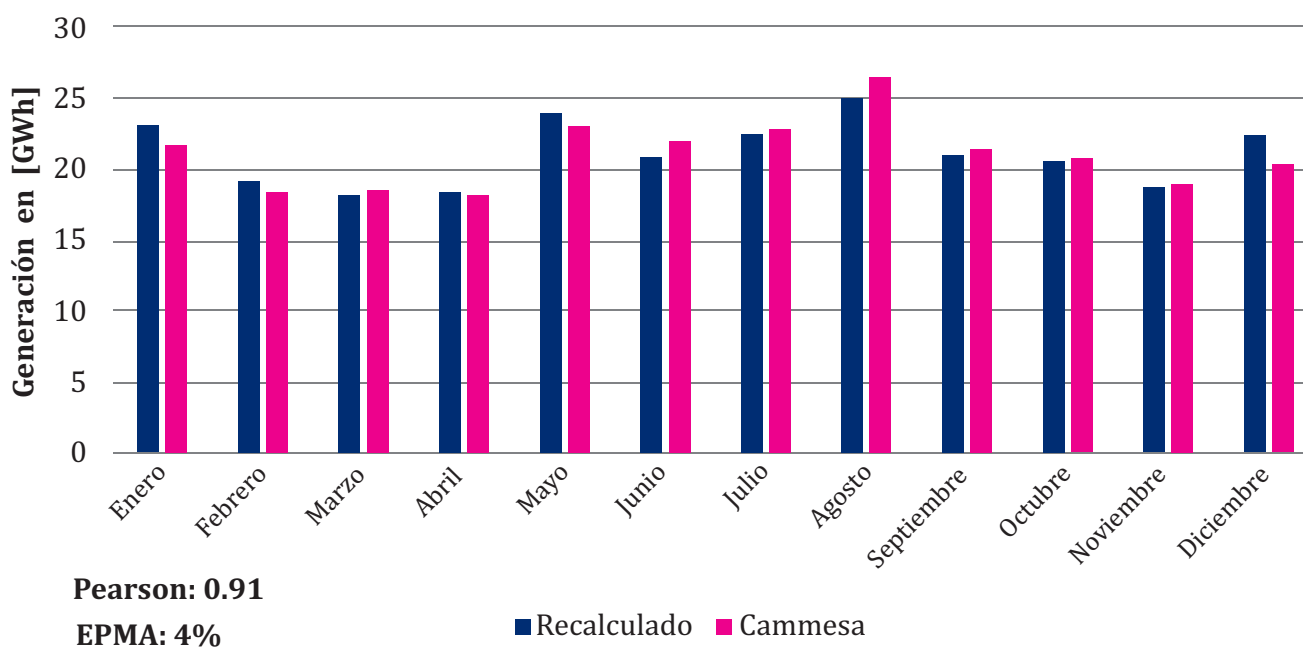
Fuente: Elaboración propia basado en datos de Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center (2021) y de Cammesa (2021b)

Figura 8. Resultados P.E. Pomona I



Fuente: Elaboración propia basado en datos de Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center (2021) y de Cammesa (2021b)

Figura 9. Resultados P.E. Villalonga



Fuente: Elaboración propia basado en datos de Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center (2021) y de Cammesa (2021b)

Tabla 2. Resumen resultados

Parques eólicos	Coefficiente de correlación de Pearson	EPMA
P.E. Achiras	0.82	16%
P.E. Arauco I	0.48	59%
P.E. Bicentenario	0.85	6%
P.E. Corti	0.88	13%
P.E. La Banderita	0.10	12%
P.E. Manantiales Behr	0.94	19%
P.E. Pomona I	0.76	8%
P.E. Villalonga	0.91	4%

Fuente: Elaboración propia basado en datos de Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center (2021) y de Cammesa (2021b)

Vemos entonces que para el parque eólico Arauco I que se ubica en la provincia de La Rioja, la energía calculada presenta significativas diferencias con los valores reales al tener un coeficiente de correlación de Pearson de 0.48 y un EPMA de 59%. Si bien para el parque eólico de La Banderita ubicado en la provincia de La Pampa el EPMA es aceptable (12%), el coeficiente de correlación de Pearson es dema-

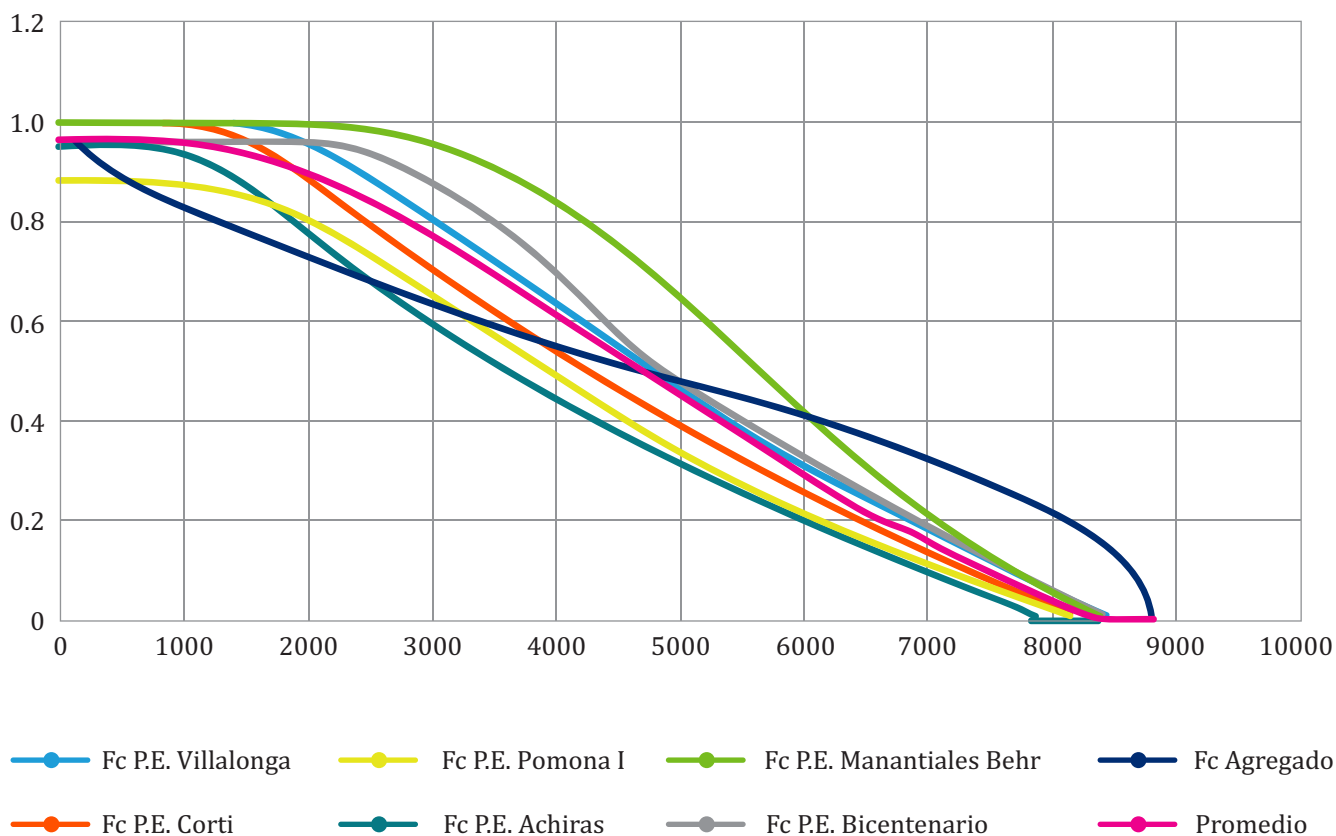
siado bajo (0.10). Estos dos parques eólicos quedan entonces descartados para el resto del análisis.

La figura 10 muestra las curvas ordenadas de los factores de capacidad de los seis parques eólicos restantes, el promedio de estas últimas y la curva ordenada del factor de capacidad agregado de los parques eólicos analizados.



Foto de Sebastien Van de Walle de Unsplash.

Figura 10. Curvas ordenadas de factor de capacidad en 2020



Fuente: Elaboración propia basado en datos de Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center (2021b)

Se destacan en la figura 10 las curvas de los parques eólicos Manantiales Behr (Chubut) y Bicentenario (Santa Cruz) al presentar los mejores valores, lo que tiende a confirmar el excelente potencial para la generación eólica de la región patagónica.

Se observa también que la curva ordenada del factor de capacidad agregado es más plana que la de cada parque eólico considerado individualmente. Ello se explica por un lado por el hecho de que cuantos más parques eólicos sean tomados en cuenta, menos probabilidad habrá para que estén generando al máximo de su poten-

cia al mismo tiempo. Por otro lado, la probabilidad de que ningún parque eólico genere energía se reduce a medida que se agreguen parques eólicos con distancias entre sí. Así, comparando el promedio de las curvas ordenadas de los seis parques eólicos considerados individualmente con la curva ordenada del factor de capacidad agregado, vemos que esta última tiene un factor de capacidad superior durante 4,317 horas, es decir el 49% del año.

Mirando específicamente los momentos cuando la generación eólica llega a sus mínimos, se resalta que los seis parques eólicos analizados

presentan un promedio de 1,380 horas en el año con un factor de capacidad inferior a 10% mientras que para el factor de capacidad agregado esta cantidad de horas baja a 172 horas. El efecto escala en este análisis se manifiesta entonces por una drástica reducción de la cantidad de horas de poca generación eólica, con casi un factor 16 si consideramos el período donde el factor de capacidad es inferior a 10%. De esta forma, podemos ver que la variabilidad bien conocida de la generación eólica tiene un impacto mucho menos importante cuando se analiza desde el punto de vista de la red eléctrica en su conjunto en lugar que desde el punto de vista de cualquier parque eólico por más eficiente que sea.

CONSIDERACIONES FINALES

Con la base de datos M2I1NXASM del *Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center* (2021) se pudo recalcular la generación de seis parques eólicos en Argentina en cada hora del año 2020 obteniendo un error limitado ante los datos mensuales publicados por Cammesa (2021b). El recálculo de estos datos permitió comparar las curvas ordenadas del factor de capacidad de los parques eólicos considerados con el factor de capacidad agregado

de los mismos. Ello dejó en evidencia un efecto escala de la generación eólica en Argentina al mostrar que la curva ordenada del factor de capacidad agregado era más plana que la de cualquier parque y que, además, se reducía considerablemente la cantidad de horas donde el factor de capacidad agregado a nivel nacional es inferior a 10%. Es decir que, analizando desde el punto de vista del SADI, que en definitiva es lo que importa, si el objetivo es mantener la estabilidad de la red eléctrica, este efecto escala reduce la variabilidad de la generación eólica. Ello reafirma también la necesidad de avanzar en la construcción de líneas de alta tensión para que las congestiones de red no impidan contar con el efecto escala.

Para profundizar este análisis, quedaría por estudiar el efecto escala tomando en cuenta tanto la generación eólica como la generación fotovoltaica, al ser esta última otra forma de generación eléctrica variable. También podría ser interesante integrar al análisis los parques de generación renovables variables de los países directamente vecinos de Argentina con importante generación renovable variable como Chile y Uruguay para evaluar las ventajas de mayores interconexiones eléctricas con estos países. ■



Foto de Anna Jiménez Calaf de Unsplash.

REFERENCIAS:

- Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas. (2021). *Composición energética de Uruguay por fuente* [Archivo excel]. <https://apps.ute.com.uy/SgePublico/ConsComposicionEnergeticaXFuente.aspx>
- Agencia Internacional de la Energía. (2019). *Status of power system transformation 2019. Power system flexibility*. <https://webstore.iea.org/status-of-power-system-transformation-2019-power-system-flexibility>
- Agencia Internacional de Energía. (2020). *Global energy review 2020*. <https://webstore.iea.org/download/direct/2995>
- Cammesa. (2021a). *Informe mensual. Principales variables del mes. Diciembre 2020* [Archivo PDF]. <https://ageera.com.ar/wp-content/uploads/2021/01/Informe-Mensual-CAMMESA-Diciembre-2020.pdf>
- Cammesa. (2021b). *Energía generada [GWH]. Energías renovables – Base de datos 2021* [Archivo Excel]. <https://cammesaweb.cammesa.com/erenovables/>
- Generadoras de Chile. (7 de septiembre de 2020). *Parque eólico de Pacific Hydro Chile se convierte en el primero de Latinoamérica en ofrecer control secundario de frecuencia*. <http://generadoras.cl/prensa/parque-eolico-de-pacific-hydro-chile-se-convierte-en-el-primero-de-latinoamerica-en-ofrecer-control-secundario-de-frecuencia>
- Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center. (2021). *MERRA-2 inst1_2d_asm_Nx: 2d, 1-Hourly, Instantaneous, Single-Level, Assimilation, Single-Level Diagnostics V5.12.4*. <https://doi.org/10.5067/3Z173KIE2TPD>
- Gubinelli, G. (13 de septiembre de 2019). Proyecto hidro-eólico: Río Negro tiene en carpeta un complejo eólico de hasta 1.000 MW utilizando represas como baterías. *Energía estratégica*. <https://www.energiaestrategica.com/proyecto-hidro-eolico-rio-negro-tiene-en-carpeta-un-complejo-eolico-de-hasta-1-000-mw-utilizando-represas-como-baterias/>
- Iannini, R., González, J. y Mastrangelo, S. (2004). Energía eólica: teoría y características de instalaciones. *Boletín Energético*, 7(13), 3-56. <https://www.cnea.gov.ar/nuclea/handle/10665/833>
- Levieux, L., Inthamoussou, F. and De Battista, H. (2019). Power dispatch assessment of a wind farm and a hydropower plant: A case study in Argentina. *Energy Conversion and Management*, 180, 391-400. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.10.101>
- Lu, X., McElroy M. and Kiviluoma, J. (2009). Global potential for wind-generated electricity. *Proceeding of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 106(27), 10933-10938. <https://doi.org/10.1073/pnas.0904101106>
- Luego de cuatro años sin nuevas redes eléctricas, diseñan el programa TransportAr. (22 de octubre de 2019). *EconoJournal*. <https://econojournal.com.ar/2019/10/luego-de-cuatro-anos-sin-nuevas-redes-electricas-disenan-el-nuevo-plan-transportar/>
- Medina, O. (2006). Reservas del sistema eléctrico. *Boletín Energético*, 14(18), 31-38. <https://www.cnea.gov.ar/nuclea/handle/10665/838>
- Roger, D. (2019). Una nueva matriz energética para Argentina: rentas termodinámicas y desarrollo industrial, tecnológico y científico. *Realidad económica*, (328), 27-58.
- Schmidt, O., Melchior, S., Hawkes, A. and Staffell, I. (2019). Projecting the future levelized cost of electricity storage technologies. *Joule*, (3), 81-100. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008>
- The Wind Power. (2021). *Parques eólicos. Argentina*. https://www.thewindpower.net/windfarms_list_es.php?country=AR
- U.S. Energy Information Administration. (20 de julio de 2016). *U.S. electric system is made up of interconnections and balancing authorities*. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27152>