

# Estudio Técnico del Impacto en Redes de Transmisión de Parques Eólicos en la Región Patagónica.

## Technical Study of the Impact on Transmission Networks of Wind Farms in the Patagonian Region.

Presentación: 17/10/2023

### Damián Cano

[damian\\_cano\\_77@hotmail.com](mailto:damian_cano_77@hotmail.com)

Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE) (Lavaise 610, Santa Fe), UTN Facultad Regional Santa Fe, Argentina.

Este trabajo ha sido realizado bajo la dirección del Ing. Marcos Cea

### Resumen

La energía eólica se presenta actualmente como una de las fuentes de energías renovables con mayor penetración en Argentina. Este tipo de generación presenta una gran participación en la región patagónica debido a las excepcionales condiciones del recurso eólico. Por otra parte, el sistema de transporte de energía de dicha región se caracteriza por ser un área netamente exportadora con extensas redes de transmisión y bajos niveles de demanda. Es por ello, que, a partir métodos probabilísticos de análisis del viento y estudios en régimen estático, se plantea como objetivo determinar los valores de potencia de despacho de los parques eólicos en la Patagonia para condiciones de mayor probabilidad y de máxima velocidad de viento, considerando los escenarios más exigentes para diferentes configuraciones de despacho de demanda/generación. De los resultados obtenidos se puede inferir que, ante las condiciones actuales, el subsistema de transmisión no es capaz de operar dentro de los márgenes operativos requiriéndose el vertido eólico.

**Palabras clave:** Energía Eólica, Distribución de Weibull, Régimen Estático, Fluctuaciones de Potencia.

### Abstract

Wind energy is currently presented as one of the renewable energy sources with the highest penetration in Argentina. This type of generation presents a large participation in the Patagonian region due to the exceptional conditions of the wind resource. On the other hand, the energy transport system of that region is characterized by being a net export area with extensive transmission networks and low levels of demand. For this reason, based on probabilistic wind analysis methods and static regime studies, the objective is to determine the dispatch power values of wind farms in Patagonia for conditions of greater probability and maximum wind speed. Considering the most demanding scenarios for different demand/generation dispatch configurations, from the results obtained, it can be inferred that, given the current conditions, the transmission subsystem is not capable of operating within the operating margins, requiring wind discharge.

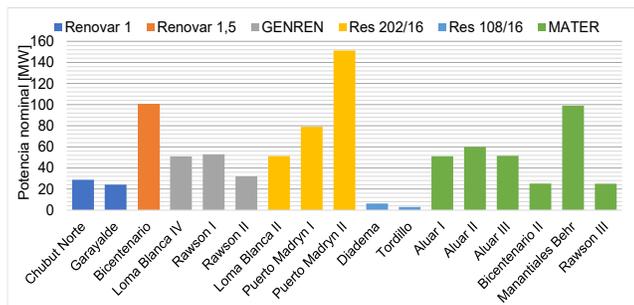
**Keywords:** Wind Energy, Weibull Distribution, Static Regime, Power Fluctuations.

### Introducción

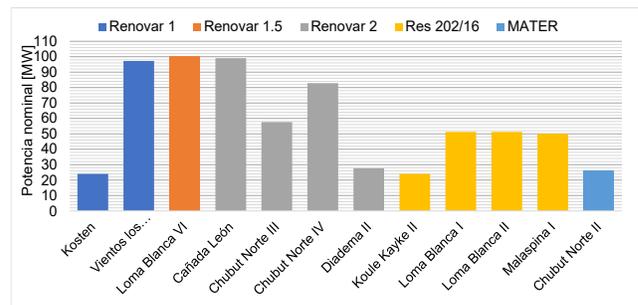
En las últimas dos décadas Argentina ha puesto énfasis en la producción de generación de energía eléctrica (GEE) a partir del uso de fuentes renovables como una alternativa de abastecimiento sustentable, con fines de aumentar su participación en la matriz energética y reemplazar la generación de origen térmico (Neuman et al., 2020: 2-15). Por ello, en el año 2006 se sanciona la Ley 26.190 que declara de interés nacional la generación de energía eléctrica por medio de energías renovables (ER). Dicha promoción continúa con la promulgación de la ley N° 27.191 reglamentada en 2016 a través del decreto 531/2016 y el programa RenovAr, otorgando una serie de beneficios fiscales dirigido a los desarrolladores de los parques eólicos (PEs), trazando como objetivo

alcanzar el 20% de la GEE a partir de ER en el año 2025 (HCNA, 2006; HCNA, 2015). Para completar el panorama sobre la EE, no hay que olvidar el Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (MATER) que permite a los grandes usuarios la libre negociación y compra de ER. La Resolución 281-E/2017 es la que crea y regula el funcionamiento del MATER y contribuyendo con el objetivo de que la producción del 20% de energía eléctrica provenga de ER (MINEM, 2017). Los programas descriptos anteriormente incrementaron la participación de las ER en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y de acuerdo con el informe mensual de CAMMESA, a enero 2021 Argentina cuenta con una potencia instalada de 42.057 MW donde el 60 % corresponde a fuentes convencionales, y solamente un 10 % de la participación se la llevan las ER. A partir de la correcta gestión de los nuevos proyectos de ER y la disponibilidad del recurso primario de energía, se ha alcanzado un cubrimiento instantáneo de la demanda máxima del 30,4% en abril de 2022. (MINEM, 2017; CAMMESA, 2019; CAMMESA, 2022).

En este marco, se plantea como objetivo determinar los valores de potencia de despacho de los PE en la región patagónica para condiciones de mayor probabilidad y de máxima velocidad de viento. Considerando escenarios de mayor exigencia del subsistema de estudio para diferentes configuraciones de despacho de generación y demanda. Teniendo en cuenta los datos disponibles en CAMMESA (2022), del total de ER utilizadas para la GEE, la EE es la que predomina. Esto no es casualidad, dado que nuestro país presenta elevadas velocidades medias anuales de vientos en la región patagónica. En este marco, se realiza un relevamiento de los PEs de la región patagónica con motivo de determinar y discriminar los proyectos en servicio y en desarrollo. Los primeros son aquellos que tienen habilitación comercial para funcionar y vender energía al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), mientras que los segundos son aquellos que se encuentran en etapa de desarrollo o que no presentan habilitación comercial. En la Figura 1.a y Figura 1.b se detallan los PEs considerados para el estudio.



a) Parques eólicos en servicio – Totalizan 892,3 MW



b) Parques eólicos en proyecto – Totalizan 690,6 MW

Figura 1. Detalle de PEs considerados para el estudio

## Metodología

### Análisis del recurso eólico

Para lograr una evaluación aceptable del recurso eólico y conocer la productividad energética de los aerogeneradores, se debe disponer de un registro de datos de velocidades de vientos para un período de al menos un año. Debido a que no se cuenta con información real de las velocidades de viento en el lugar de emplazamiento de cada PE en proyecto, se recurre al Servicio Retrospectivo de la Era Moderna para Investigación y Aplicaciones, Versión 2 (MERRA-2), el cuál brinda datos de velocidades de vientos a 10 m del nivel del suelo con valores promedios en intervalos de 10 min. En la Figura 2, se presenta el flujograma de actividades desarrollado para el análisis del recurso eólico en el lugar de emplazamiento de cada PE en servicio y en desarrollo.

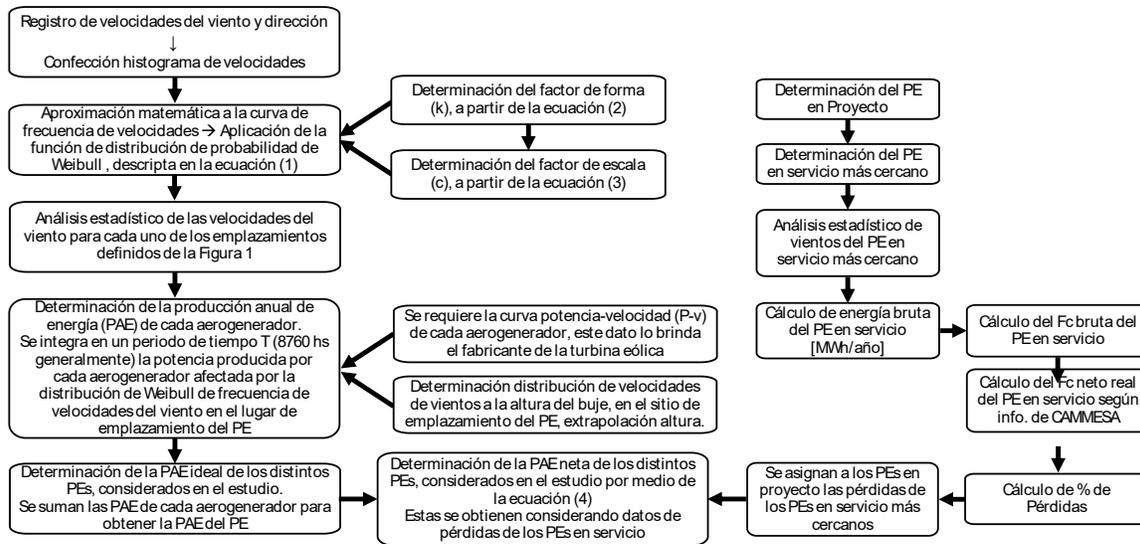


Figura 2. Flujograma de actividades para el desarrollo del estudio del recurso eólico

A continuación, se describe el sistema de ecuaciones utilizado para el estudio del recurso eólico. La distribución de probabilidad de Weibull se calcula a partir de la ecuación (1)

$$f(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad [1]$$

Donde:  $k$  es el factor de forma,  $c$  el factor de escala,  $V$  velocidad del viento

Mediante el método de la desviación estándar, se determina  $k$ . Conociendo la velocidad media ( $V_m$ ) y la desviación estándar ( $\sigma_v$ ), el  $k$  se calcula según la ecuación (3):

$$k = 0,9791 \left(\frac{V_m}{\sigma_v}\right)^{1,1058} \cong 0,98 \left(\frac{V_m}{\sigma_v}\right)^{1,1058} \quad [2]$$

A partir de (2), se obtiene el parámetro  $c$  implementando la ecuación (3):

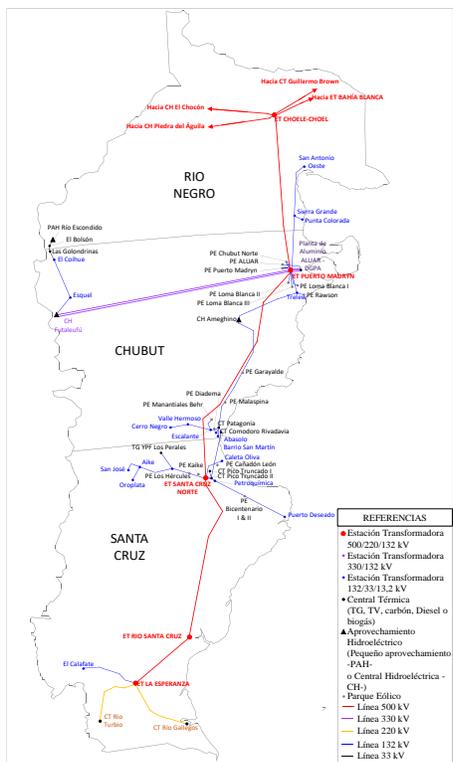
$$\frac{V_m}{c} = \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \rightarrow c = \frac{V_m}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad [3]$$

La producción anual de energía (PAE) de un PE se obtiene sumando la PAE de todos los aerogeneradores que componen el mismo, a partir de la ecuación (4).

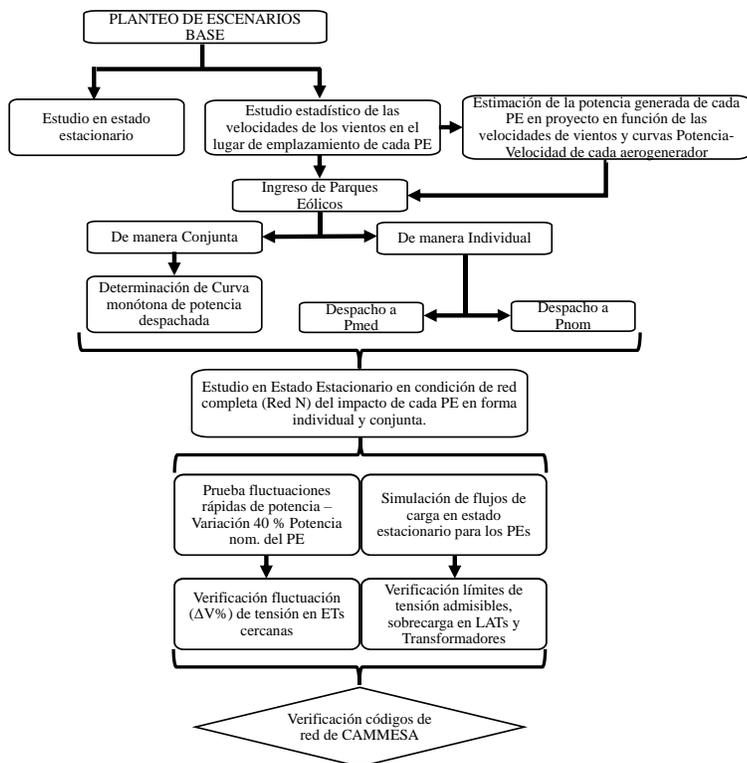
$$PAE_{PE_{neta}} = PAE_{PE_{ideal}} * \left(\frac{100 - \%p\u00e9rdidas}{100}\right) [kWh] \quad [4]$$

### Descripción de la red y estudio en estado estacionario

En la Figura 3.a se presenta un esquema geográfico del subsistema bajo estudio, que abarca las líneas de transmisión en alta tensión (LAT) de la región patagónica, la cual comprende el corredor de 500 kV que inicia en la estación transformadora (ET) Choele Choele 500/132 kV y se extiende en forma radial hasta la ET Esperanza 500/220/132 kV. A lo largo del corredor de extra alta tensión (EAT) se presentan interconexiones con la ET Puerto Madryn 500/132/33 kV, ET Santa Cruz Norte 500/132/33 kV y ET Río Santa Cruz 500/132/33 kV. En escenarios de valle de demanda, el consumo del subsistema es aproximadamente 246 MW, alcanzando en escenarios de pico niveles cercanos a los 350 MW. Se destaca que gran parte de la red es operada en forma radial, exceptuando el anillo de 132 kV que se cierra a través del circuito conformado por: la ET Puerto Madryn, ET Santa Cruz Norte, ET Pico Truncado, ET Comodoro Rivadavia, nodo de la Central Térmica Patagonia, nodos de los PEs Garayalde y Malsapina, nodo de la Central Hidroeléctrica Ameghino, ET Trelew, y culminando en 132 kV en la ET Puerto Madryn.



a) Esquema geográfico del sistema patagónico



b) Flujograma de estudio de estado estacionario

Figura 3. Esquema geográfico del subsistema patagónico y flujograma de actividades para el análisis del subsistema.

Se analizan los niveles de tensión y la transferencia de potencia en todas las condiciones que revisten interés tanto en condiciones normales (Condición N) como en condiciones de contingencia simple (Red N-1), en concordancia con lo establecido en los procedimientos técnicos N° 4 (CAMESA, 2011: 2-7). En el flujograma de la Figura 3.b, se presenta la secuencia de actividades desarrolladas para el análisis del impacto de los PEs en el subsistema (ver Figura 3.a), para lo cual se utiliza un software específico en el modelado y simulación de sistemas eléctricos de potencia, fundamentalmente a partir de sus herramientas de cálculo de flujo de potencia en estado estable. Para determinar el impacto de los PE se modelan diversos escenarios de carga considerando las condiciones más exigentes de demanda-generación, a fin de identificar los puntos más críticos de la red existente. En la **Error! Reference source not found.** se resumen los escenarios definidos de despacho de generación térmica, hidráulica y eólica existente, para estudiar el comportamiento del sistema ante las condiciones más probables y extremas de operación.

01-PICO_BASE	02_PICO_BASE_HIDRO_EOL_EX_MAXIMO	03-PICO_BASE_HIDRO_EOL_EX_MEDIO
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demanda pico verano 20/21.</li> <li>• Generación hidráulica al mínimo admisible.</li> <li>• Generación eólica a cero.</li> <li>• Generación térmica mínima para abastecer el caso.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demanda pico verano 20/21.</li> <li>• Generación hidráulica al máximo</li> <li>• Generación eolia a potencia máxima simultánea.</li> <li>• Generación térmica del escenario PICO BASE.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demanda pico verano 20/21.</li> <li>• Generación hidráulica al máximo</li> <li>• Generación eolia a potencia media.</li> <li>• Generación térmica del escenario PICO BASE.</li> </ul>
04-VALLE_BASE_MAXIMO:	05-VALLE_BASE_MEDIO:	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demanda valle verano 20/21.</li> <li>• Generación hidráulica al máximo</li> <li>• Generación eolia a potencia máxima simultánea1.</li> <li>• Generación térmica del escenario PICO BASE.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demanda valle verano 20/21.</li> <li>• Generación hidráulica al máximo</li> <li>• Generación eolia a potencia media.</li> <li>• Generación térmica del escenario PICO BASE.</li> </ul>	

Tabla 1. Escenarios planteados para los casos base de estudio y con la inserción de los PEs

## Resultados y discusión

### Potencia máxima despachada en simultáneo de los Parques Eólicos

Ciertos escenarios de estudios presentan el despacho en simultáneo del conjunto de los PEs en servicio. Con la finalidad de considerar escenarios más realistas, se trazan curvas monótonas de potencia máxima despachada horaria (ver Figura 4). Para ello, se suman la potencia que genera cada PE hora a hora y se ordenan dichos valores en función de su probabilidad de ocurrencia. Una vez definida la curva monótona, como se observa en la Figura 4.a se calcula el factor de simultaneidad 1 ( $FS_1$ ) para el percentil 99 a partir de la ecuación (5), para el cual se obtiene un valor de 89,66%.

$$FS_1 = \frac{P_{\text{m}\acute{a}\text{x}(p99)}}{P_{\text{m}\acute{a}\text{x}\text{Conjunto PE}s} \quad [5]$$

Afectando a la potencia nominal de cada PE en servicio por  $FS_1$ , se obtiene la potencia que cada PE debe despachar para cumplir las condiciones del escenario de carga en estudio. En la Figura 4.c se detallan los despachos de potencia de los PEs en servicio. El ingreso de los nuevos PEs se realiza incorporando cada PE de manera individual y luego en forma conjunta. Esto hace que sea necesario definir un nuevo  $FS$ , denominado  $FS_2$ , el cual se obtiene de igual forma al  $FS_1$  pero considerando la totalidad de los PEs. En la Figura 4.b se presenta la curva monótona para los PEs en servicio en conjunto con los PEs en proyecto, para los cuales se obtiene un  $FS_2 = 92,12\%$ , mientras que en la Figura 4.a se presenta el despacho de todos los PEs afectados por  $FS_2$ .

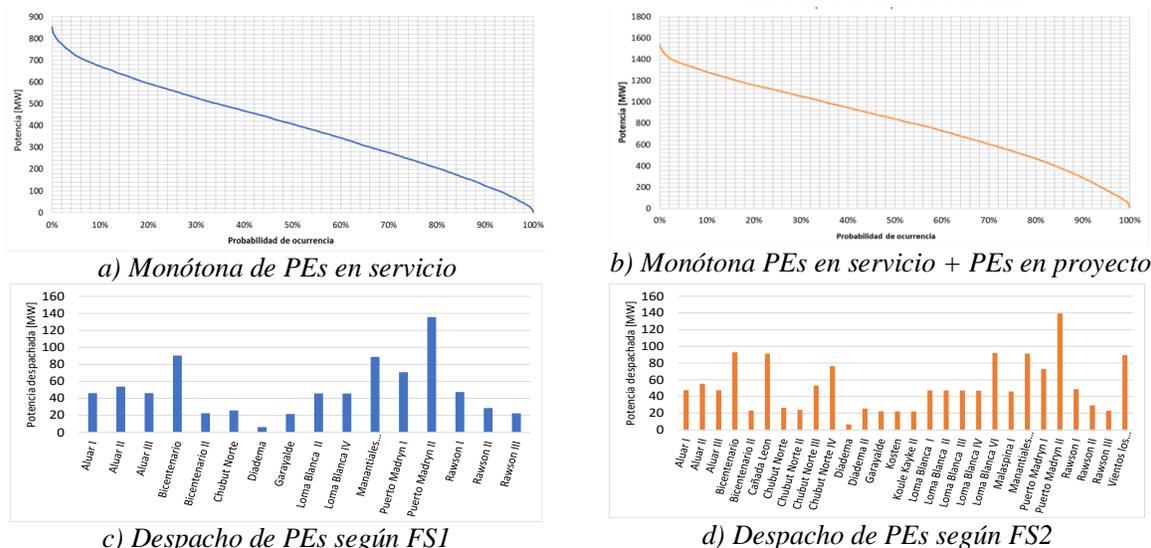


Figura 4. Curva monótona y Potencia despachada en simultáneo

## Resultados del estudio en estado estacionario del subsistema patagónico

Una vez desarrollados los casos base, se realiza el ingreso de los PEs en proyecto a potencia media y a potencia nominal, analizando la respuesta del sistema en ambos casos. Los resultados dejan entrever que, en primera instancia, el ingreso de los PEs en proyecto a potencia media de manera individual en los escenarios 01 y 03 (ver **Error! Reference source not found.**) no alteran el funcionamiento del sistema, y las condiciones de operabilidad se mantienen similares a los escenarios base, no sucediendo lo mismo en los escenarios restante, donde ciertos PEs impactan de manera negativa, destacándose los PEs Chubut Norte II, Chubut Norte III y Malaspina que producen sobrecarga en el transformador 1 de 500/330/132 kV de la ET Puerto Madryn en todos los casos. Esto se debe a que dichos PEs canalizan el total de su potencia erogada a través de la ET Puerto Madryn. Se destaca que estos resultados se ven intensificados antes el ingreso de los PEs en proyecto a potencia nominal.

En la Tabla 2, se resumen los casos en donde el ingreso de los PEs en conjunto impacta de manera negativa. A excepción del escenario 01-PICO\_BASE, se presentan desmejoras en las condiciones para los escenarios base planteados, ya sea los perfiles de tensión por fuera de los límites o incremento de la cargabilidad de transformadores y LATs. Del análisis de los resultados se infiere que, el ingreso en conjunto provoca grandes sobrecargas principalmente en transformadores de la ET de Puerto Madryn dado que a través de ella se canaliza la mayor parte del flujo de potencia que se exporta al SADI a través de la ET Choele Choele de 500 kV. Por otro lado, las LAT Comodoro Rivadavia A1 – P. Truncado 1 de 132 kV, 138 km y 91,4 MVA de capacidad nominal, se presenta como la línea más sobrecargada con 149%, seguida de P. Madryn – Choele Choele de 500 kV con 139% y Trelew- DGPAL con 130%.

LIMITANTE	ESCENARIOS			
	02	03	04	05
Tensión en barras			<ul style="list-style-type: none"> <li>3 nodos de 500 kV &lt; 0,97 p.u</li> <li>5 nodos de 330 kV &lt; 0,95 p.u</li> <li>7 nodos de 132 kV &lt; 0,95 p.u</li> <li>2 nodos de 132 kV &gt; 1,05 p.u</li> </ul>	
Sobrecarga en transformadores de potencia	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sobrecarga 44% - Trafo 1 PUERTO MADRYN 500/330/132 kV</li> <li>Sobrecarga 9% -Trafo 2 PUERTO MADRYN 330/220/132 kV</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sobrecarga 03%</li> <li>T1 PUERTO MADRYN 500/330/132 kV</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sobrecarga 80% - Trafo 1 PUERTO MADRYN 500/330/132 kV</li> <li>Sobrecarga 5% - Trafo 2 PUERTO MADRYN 500/330/132 kV</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sobrecarga 31% - Trafo 1 PUERTO MADRYN 500/330/132 Kv</li> </ul>

			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sobrecarga 63% - Trafo 1 PUERTO MADRYN 330/220/132 kV</li> <li>• Sobrecarga 42% - Trafo 2 PUERTO MADRYN 330/220/132 kV</li> </ul>	
<b>Sobrecarga en LATs</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sobrecarga 8% - CH.CHOEL-NPMADRYN</li> <li>• Sobrecarga 15% - P.PAT132-C.RIV.A1</li> <li>• Sobrecarga 30 % - P. TRUNC_1 - COM_RIV_A1</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sobrecarga 39% - CH.CHOELE-NPMADRYN</li> <li>• Sobrecarga 16% - PMADRYN1-TRELEW</li> <li>• Sobrecarga 49%</li> <li>• P.TRUNC_1-COM_RIV_A1</li> <li>• Sobrecarga 30%</li> <li>• DGPAL-TRELEW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sobrecarga 13% - P.TRUNC_1-COM_RIV_A1</li> </ul>

Tabla 2. Resumen de resultados obtenidos del ingreso en conjunto de los PEs

Es de destacar que, las variaciones de tensión en barras debido a fluctuaciones de la potencia de los PEs, no superan en ningún caso los valores máximos admisibles en ningún nivel de tensión, de acuerdo a lo estipulado en el Anexo 40 de los procedimientos de CAMMESA.

## Conclusiones

De todos los escenarios analizados, el 04 resulta el más crítico, exigiendo en mayor medida a LATs y transformadores de potencia con respecto a los demás y es el que presenta las sobrecargas más elevada de todo el equipamiento de red, mientras que, en el escenario 01 el subsistema pasa de ser una región importadora de energía a una región exportadora consumiendo la energía generada por los PEs dentro del subsistema, aliviando LATs y transformadores.

Los resultados obtenidos dejan entrever que el sistema no es capaz de operar dentro de las condiciones mínimas impuestas por CAMMESA para ciertos escenarios de demanda-generación, tanto para los escenarios base planteados como para el ingreso de los PEs en conjunto. Esto hace que sea necesario tomar medidas sobre el sistema para cumplimentar con las exigencias mínimas operativas, evitando posibles problemas que lleven al colapso del subsistema, entre las alternativas exploradas, se destaca el diseño de un sistema RAG/DAG que garantice condiciones de operación admisibles de la red, tanto para escenarios de red completa como ante fallas simples.

## Referencias bibliográficas

Honorable Congreso de la Nación Argentina [HCNA] (2006). “Ley 26.190: Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”. Dirección URL: <<https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/123565/texto>>

Honorable Congreso de la Nación Argentina [HCNA] (2015). “Ley 27.191: Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación”. Dirección URL: <<https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/253626/texto>>

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA]. (2011). “Anexo: 4 Control de tensión y despacho de potencia reactiva”. Disponible en: <<https://cammesaweb.cammesa.com/los-procedimientos/>>

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A [CAMMESA] (2019). “Mercado a término de energías renovables [MATER]. Informe Renovables agosto 2019” páginas 1-25. Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Dirección URL: <<https://cammesaweb.cammesa.com/mater/>>

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) (2022). “Energías Renovables”. Disponible URL: <<https://cammesaweb.cammesa.com/erenovables/>>

Marcelo Neuman, Jorge Nicolini y Jorge Malco (2020). Panorama de la energía eólica en Argentina. Documento de trabajo: DT IDEI 3-2020. *Revista del Centro Argentino de Ingenieros*, 2-24. Dirección URL: <<https://www.ungs.edu.ar/idei/publicacion-idei/documentos-de-trabajo-2>>

Ministerios de Energía y Minería [MINEM] (2017). “Resolución E 281/2017: Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable”. Dirección URL: <<https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-281-2017-278429>>