

DISEÑO DE UN SISTEMA DE REDUCCIÓN Y/O DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN A IMPLEMENTAR EN LA RED DE ALTA TENSIÓN PATAGÓNICA PARA VIABILIZAR EL ACCESO DE LOS PROYECTOS DE PARQUES EÓLICOS ADJUDICADOS

Tutor: Ulises Manassero

Autores: Ariel Loyarte, Pablo Marelli, Matías Orue, Ignacio Sanseverinatti

Afiliación: UTN, FRSF, Centro de Investigación en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Lavaise 610, Santa Fe, Argentina. Tel: +54-342-4601579, ulisesmanassero@hotmail.com

Resumen: actualmente, en la región patagónica, dada la abundancia del recurso eólico, se encuentra un 44% de la potencia eólica instalada en Argentina. El presente trabajo tiene por objetivo diseñar un sistema de regulación/desconexión automática de generación a implementar en la región patagónica, con motivo de viabilizar técnicamente el acceso de los proyectos de generación Eólica adjudicados en la región Patagónica. La metodología de trabajo consiste en la propuesta de obras para la inserción de los parques eólicos en la red de transmisión, seguidamente, se realizan simulaciones de flujos de potencia para escenarios de demanda específicos ajustando los modelos eléctricos de la región patagónica. Luego, se procede a detectar las restricciones acontecidas en la red y se proponen las soluciones, basadas en redespachos de la generación existente. Posteriormente, se procede al diseño de un sistema de recorte de generación local que garantice condiciones de operación admisible en la red, tanto para escenarios de red N como N-1.

Los resultados muestran que el acceso de los parques eólicos en proyecto provoca incrementos de carga importantes en las líneas y transformadores, y además los perfiles de tensión se elevan por encima de niveles admisibles. En función los esquemas de recorte de generación, exigen valores máximos que pueden oscilar en el rango de 1,3 a 4,3%, según la falla y el valor de potencia eólica.

Palabras clave: Parque Eólico, Desconexión Automática de Generación, Reducción Automática de Generación, Flujo de Carga

INTRODUCCIÓN

A medida que la tecnología de generación eólica madura y se vuelve más competitiva con las tecnologías de generación convencionales, su penetración e impactos en los sistemas de energía continuarán creciendo. Por lo tanto, los operadores del sistema y los organismos reguladores deben estar preparados no solo para los beneficios prometidos por la energía eólica, sino también para los nuevos desafíos operativos y regulatorios que traerá una mayor penetración de la energía eólica (Kabouris J. y Kanellos, F. D.,2009). Debido a sus diferentes características operativas, los generadores de energía eólica pueden convertirse en un desafío sustancial para incorporar en las redes eléctricas dominadas durante mucho tiempo por las tecnologías térmicas e hidráulicas convencionales. Dependiendo del alcance del estudio, los desafíos planteados por la integración de tecnologías renovables se encontrarán en una de estas tres categorías: i) desafíos operativos, como problemas de estabilidad transitoria del sistema causados por la baja inercia de los parques eólicos, o carga operativa adicional debido a la naturaleza intermitente o inalcanzable de la energía eólica; ii) desafíos de planificación, como cuánta energía eólica se puede incorporar al mercado para mantener una confiabilidad aceptable del sistema; y iii) cambios regulatorios, tales como cambios de política necesarios para incentivar las inversiones en tecnologías renovables y con el propósito de capitalizar sus beneficios percibidos. Por supuesto, muchos de los problemas de integración planteados por la energía eólica también abarcan esfuerzos de modelado complejos para representar sus características particulares y regímenes operativos especiales de manera adecuada (Kabouris, J. y Hatziargyriou, N.,2006).

Se han realizado muchos estudios diferentes sobre la integración de la energía eólica en las redes existentes (De Cesaro, J.,2009; Milligan, M.,2010; Piwko, R.,2005). En particular, muchos de estos estudios tratan de evaluar el impacto que la incertidumbre en la producción eólica tiene en los sistemas eléctricos, generalmente con uno o ambos de estos objetivos:

- 1) Estimar el valor de la capacidad del recurso eólico, es decir, la contribución de cada generador de energía eólica para la adecuación del sistema de energía, y

- 2) Determinar la cantidad adicional de reservas operativas que el sistema debe tener para tener en cuenta la incertidumbre en la producción de energía eólica.

Así, mientras que el primer objetivo está orientado a evaluar la contribución a la confiabilidad del propio generador, el segundo objetivo intenta evaluar las acciones preventivas que el operador del sistema debe tomar ante la incertidumbre adicional de manera que la confiabilidad del sistema se mantenga dentro de límites aceptables. Cualquiera de estos objetivos requiere comprender las adecuaciones necesarias del sistema eléctrico, es decir, la capacidad del suministro del sistema para satisfacer su demanda, teniendo en cuenta las interrupciones inesperadas de los generadores o la infraestructura de transmisión requerida y las posibles limitaciones del recurso de energía primaria (ERCOT,2011).

En términos estadísticos, la energía eléctrica generada por todos los Parques Eólicos (PE) instalados a finales del año 2019 cubren más del 6,0% de la demanda mundial de electricidad, donde la tasa de crecimiento de la energía eólica instalada en 2019 fue del 10,1%, superior al 9,3% del año anterior (NERC Board of Trustees,2019).

En el ámbito local, Argentina se presenta como un país de gran atracción para el desarrollo de este tipo de energías debido a sus elevadas velocidades de vientos, logrando ser el onceavo mercado más adecuado para el desarrollo de nuevos proyectos energéticos sustentables (E&Y,2019).

Como consecuencia de las expectativas técnico-económicas que brindan los proyectos renovables y con motivo de lograr una menor dependencia de la generación eléctrica a base de hidrocarburos, el Ministerio de Energía y Minería de la Nación impulsó la ley 21.191 "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica" decreto 531/2016, en donde se pretende cubrir el 20,0% de la matriz energética con energías renovables. En este contexto, y bajo las rondas licitatorias de los programas "RenovAr" (MEyM, 2016; MEyM,2017; MEyM,2016), cada vez son más los proyectos renovables que entran en servicio en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

En el presente trabajo se propone una metodología para evaluar el acceso a la red de los PE adjudicados en las rondas RenovAr que se vincularán al SADI en la región patagónica, con el propósito de evaluar su impacto en las condiciones de operación estacionarias, bajo diferentes escenarios de generación de energía del PE relacionadas al estudio de los vientos de su lugar de emplazamiento. En segundo lugar, para las condiciones de operación en régimen de emergencia, se identifican las centrales de generación seleccionadas para aplicar esquemas de regulación automática de generación (RAG)/desconexión automática de generación (DAG), así como también se calculan los valores de corte para diversos escenarios probables de demanda/generación.

METODOLOGÍA

Descripción de la red de transmisión de estudio

El subsistema de estudio abarca las redes de transporte y transmisión de la región patagónica, que comprende el extenso corredor de 500 kV desde la ET Choele Choele 500/132 kV (Provincia de Río Negro) y se extiende hasta la ET La Esperanza 500/330/132 kV (Provincia de Santa Cruz), con una longitud aproximada de 1.500 km. Presenta una topología radial con ETs de rebaje a 132 kV en las ETs Puerto Madryn (500/220/132 KV) y Santa Cruz Norte 500/132 kV. En la Figura 1 se observan las trazas de las líneas de alta tensión (LAT) de 132 y 500 kV del sistema patagónico en estudio.

En escenarios de pico de demanda, el Sistema Patagónico alcanza niveles cercanos a los 350 MW, siendo la potencia de generación instalada, en las redes de MT y AT, del orden a los 2500 MW, indicando la condición netamente exportadora de energía de la región. En la Tabla 1 se detalla la cantidad y la potencia total instalada de las diferentes fuentes de generación, donde se destaca que la potencia instalada de generación eólica es similar a la térmica convencional, con valores cercanos a 1 GW.

Respecto a los Proyectos de PE adjudicados para la región e incluidos en el estudio de acceso de este trabajo, el conjunto de nuevos PE totaliza una potencia de 672 [MW], que implica un incremento del 70,0% de la potencia de generación eólica instalada en la región. En la Figura 2 se detallan los módulos de potencia nominal de los diferentes proyectos de PE adjudicados, con valores que oscilan entre 21 y 100 MW.

El subsistema fue modelado con un software de simulación de sistemas eléctricos de potencia (ver Figura 3) y se utilizaron sus herramientas de cálculo de flujo de potencia en estado estable.



Figura 1. Mapa satelital con identificación de las trazas del subsistema en estudio.

Tabla 1. Resumen de la potencia instalada de las diferentes fuentes de generación existentes en la región patagónica

Tecnología de Generación	N° de Centrales	Potencia Total Instalada [MW]
Térmica	7	929
Hidráulica	2	578
Parques Eólicos Actuales	14	972

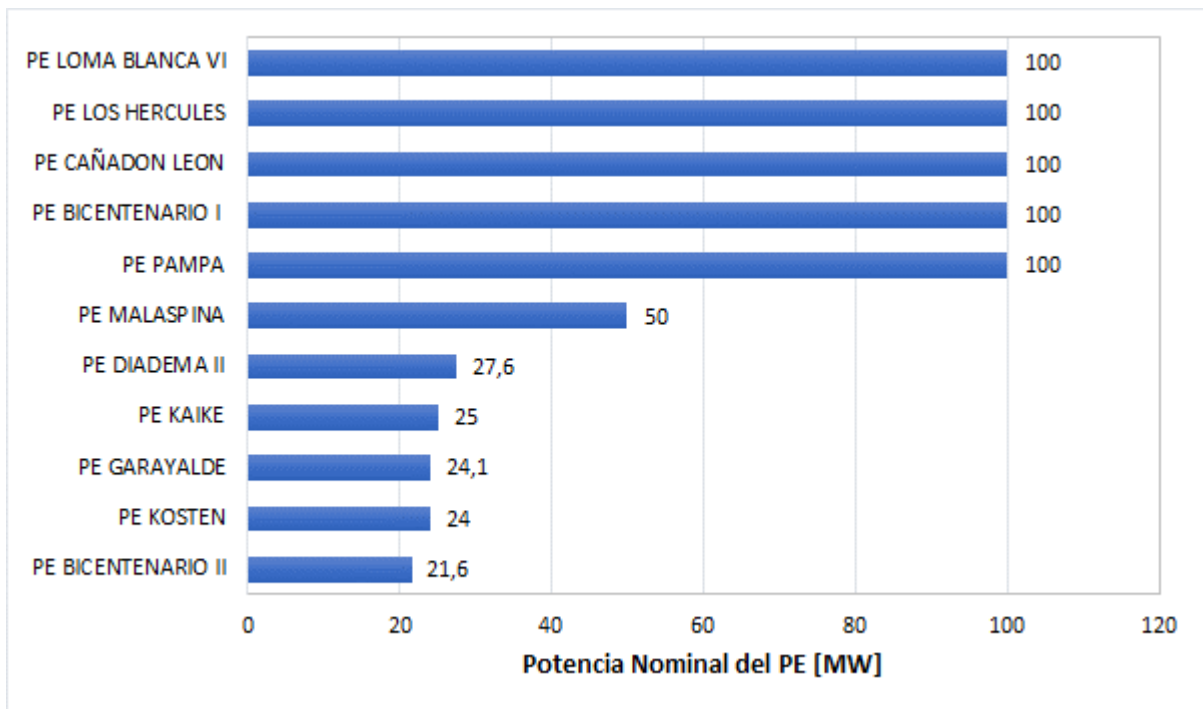


Figura 2. Detalle de Potencia Nominal de los Proyectos de PE a instalarse en la región Patagónica

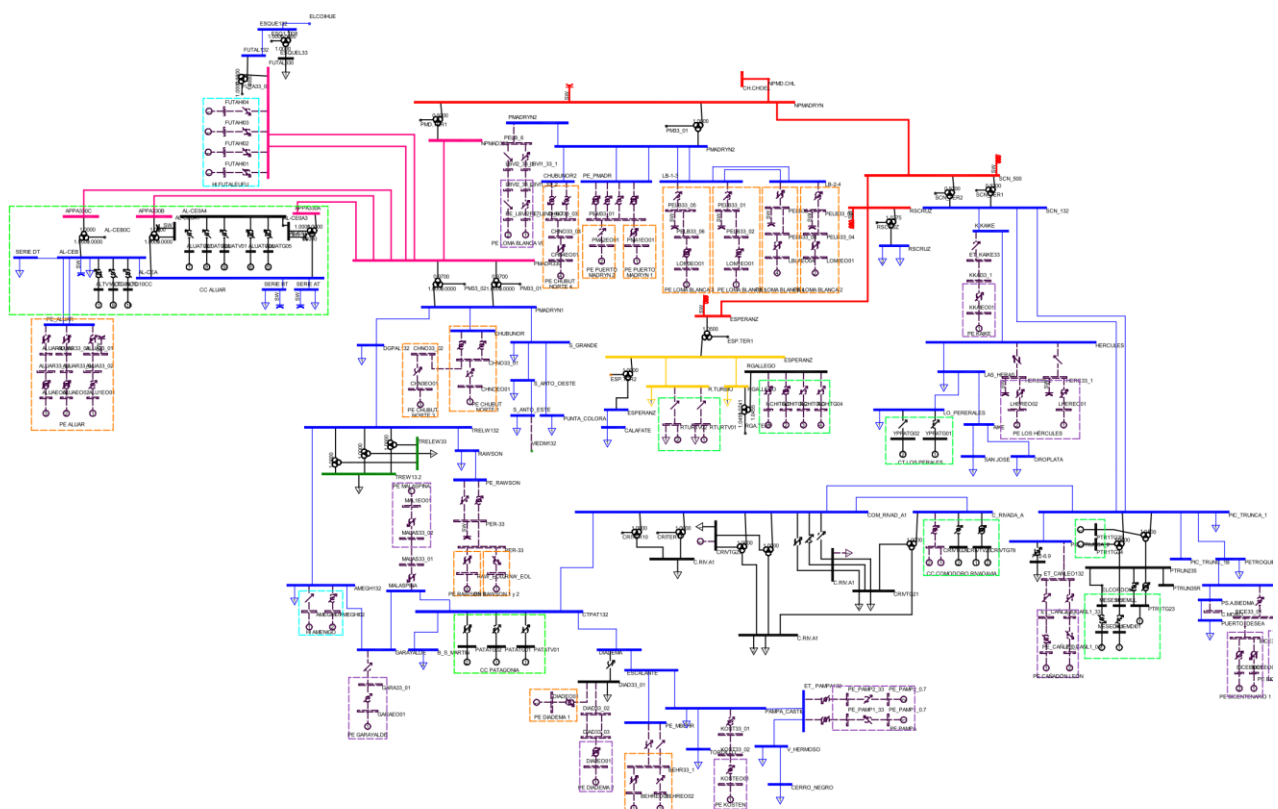


Figura 3. Modelo de la red de 500/220/132 kV de la región patagónica

Descripción del procedimiento de análisis

La metodología implementada para el estudio de inserción de los PEs en el Subsistema Patagónico de Transmisión en 132 kV se muestra en el flujograma de la Figura 4.

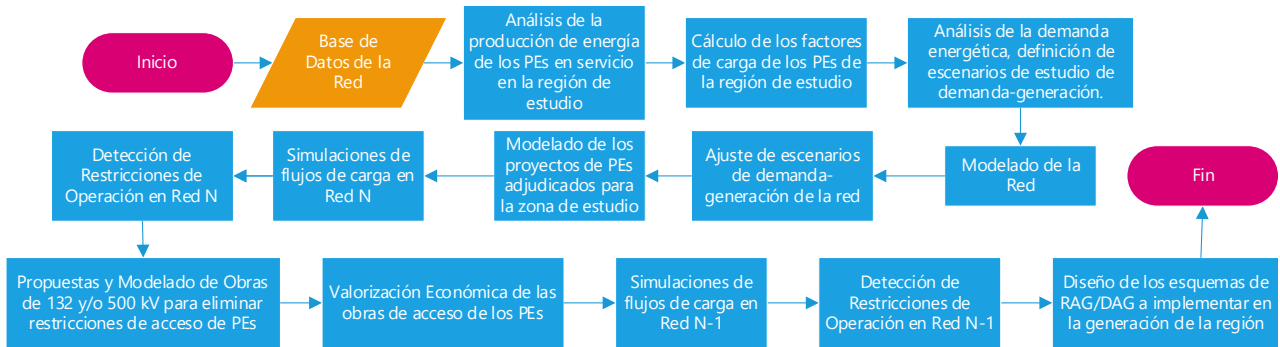


Figura 4. Flujograma de la metodología propuesta para análisis de inserción de PE en la red de potencia en estudio.

Hipótesis de Trabajo

Para el modelado y las condiciones de operación admisibles de la red de subtransmisión, se adoptaron los siguientes supuestos:

- El límite de capacidad de transmisión de potencia de las líneas aéreas corresponde al límite térmico-mecánico impuesto por sus conductores.
- El límite de operación admisible de transformadores de potencia (132/33/13,2 kV y 500/132/33 kV) corresponde a la capacidad nominal de la máquina, impuesta por el fabricante según su diseño.
- Se consideran aceptables niveles de tensión en barras de 132 kV que se encuentran en el rango de 0,90 a 1,10 pu para nodos radiales y 0,95 a 1,05 pu para nodos anillados. En 500 kV los niveles aceptables se encuentran dentro de un rango de 0,93 a 1,03 pu y, en contingencias, el rango utilizado se considera aceptable dentro de 0,95 a 1,05 pu, tal como lo exige el código de red vigente (CAMMESA, 2012).
- Los PE proyectados se modelan en bloques de generador equivalente de hasta 50 [MW], con una curva de capacidad de tipo pentagonal, de acuerdo a la definición de PE tipo Granja A especificada por el código de red vigente (CAMMESA, 2014).
- Los transformadores elevadores MT/AT de los bloques de generación de PE se modelan con una tensión de cortocircuito de 5,0%.

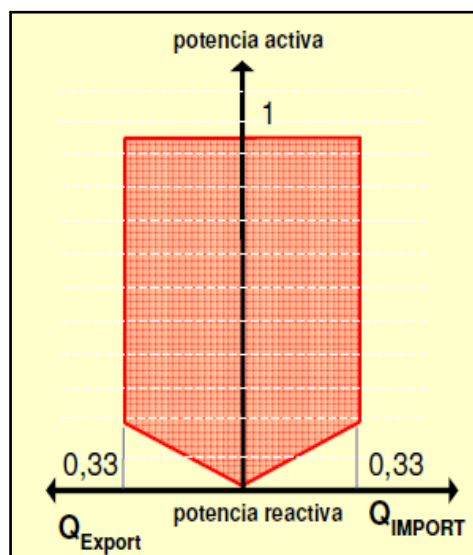


Figura 5. Curva de capacidad tipo A

Definición de los escenarios de estudio.

Los escenarios representan las situaciones de generación y demanda más desfavorables y se clasifican según su probabilidad de ocurrencia. Esta clasificación tiene como objetivo establecer una

prioridad en las obras propuestas, dividiéndose como de prioridad 1 “Imprescindibles y urgentes”, de prioridad 2 “Obras necesarias” y de prioridad 3 “Obras de desarrollo”.

Dada la intermitencia en la generación eólica, se establecen dos condiciones de despacho de los PEs, obtenidas a partir del análisis estadístico del registro de energía generada del último año móvil (ver Figura 6):

- Despacho de PE a potencia media: se obtiene a partir del factor de carga (FC) promedio anual de cada PEs.
- Despacho de PE a potencia máxima: obtenida como el valor máximo probable de potencia despachada en simultaneo por los PEs.

Es dable destacar que el FC se define como la relación entre la potencia media generada (en un período de tiempo establecido, por ejemplo, un año) y la potencia disponible y/o nominal del PE. En este sentido, en la Figura 7 se muestra la evolución de los FC mensuales de cada uno de los PEs que en la actualidad aportan energía a la Región Patagónica, y en la Figura 8 se presentan los FC promedio mensuales del conjunto de PEs que se ubican en un rango elevado entre 42,0 y 55,0%, con valores máximos acontecidos en los meses de primavera-verano.

En base a lo anterior, se definen los siguientes escenarios de estudio:

- PICO BASE: Generación Eólica existente (GE) a cero, Generación Hidráulica (GH) a cero, Generación Térmica (GT) a potencia mínima para abastecer la demanda pico del subsistema.
- PICO HI-EO_{MED}: GE existente a potencia media, GH a potencia máxima, GT igual al valor de escenario PICO BASE y demanda pico.
- VALLE HI-EO_{MED}: GE existente a potencia media, GH a potencia máxima, GT igual a valores de escenario PICO BASE y demanda valle.
- PICO HI-EO_{MAX}: GE existente a potencia máxima, GH a potencia máxima, GT igual a valores de escenario PICO BASE y demanda pico.
- VALLE HI-EO_{MAX}: GE a potencia máxima, GH a potencia máxima, GT igual a valores de escenario PICO BASE y demanda valle.

Para cada escenario definido, se ajustan los modelos eléctricos de generación y demanda correspondientes a la Región Patagónica. Luego, se modelan las obras eléctricas de acceso de cada uno de los proyectos de PE adjudicados y se efectúan las simulaciones de flujo de carga en régimen de red N y N-1 con el objetivo de analizar la viabilidad de inserción a la red de cada PE. En este aspecto, se buscan detectar restricciones que puedan acontecer en la red (sobrecargas en líneas y transformadores, subtensiones y sobretensiones en los nodos). Con el objetivo de mitigar las restricciones de operación de la red, se definen obras en los sistemas de alta y extra alta tensión. Posteriormente, se realizan simulaciones con las obras propuestas para verificar la normalización de las variables de operación de la red.

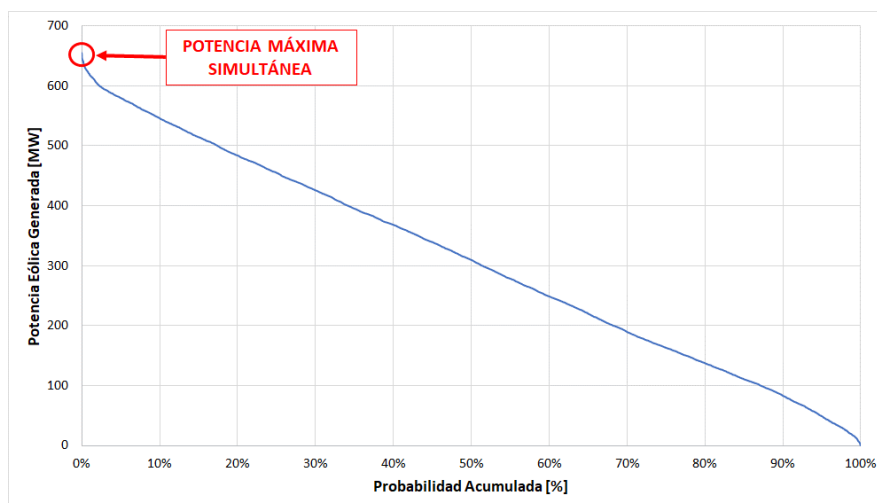


Figura 6. Curva de probabilidad acumulada de potencia despachada en simultaneo por PEs de la Región Patagónica.

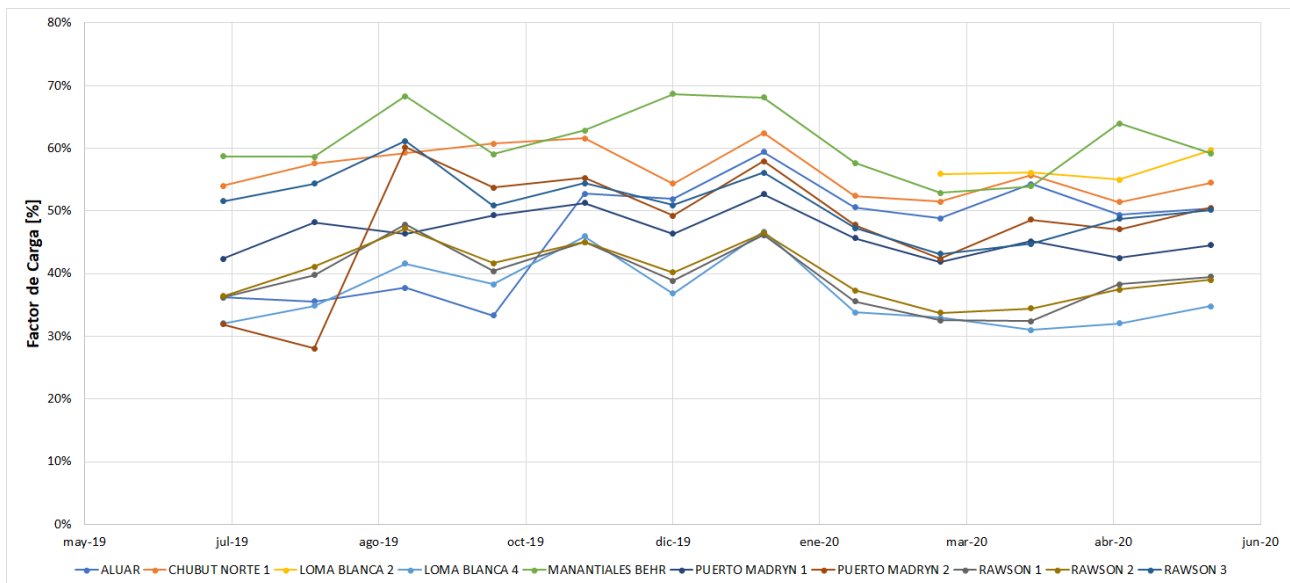


Figura 7. Evolución mensual del factor de carga de los PEs en servicio de la Región Patagónica

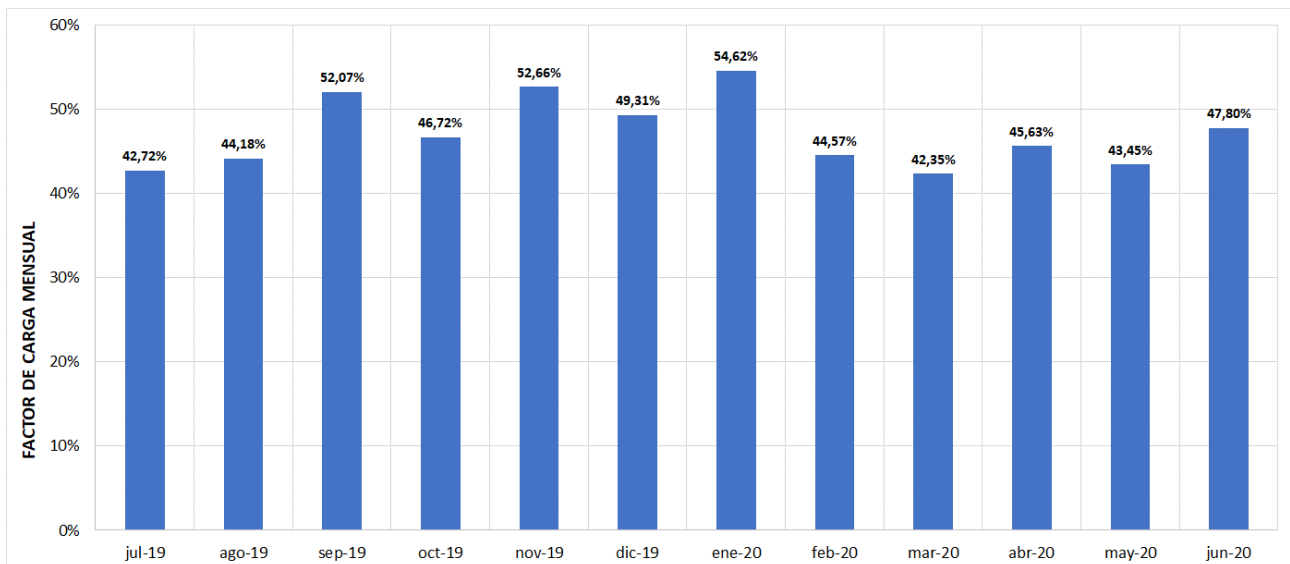


Figura 8. Factor de carga promedio mensual de los PEs en servicio en la Región Patagónica

RESULTADOS

Para cada alternativa de obra se llevaron a cabo simulaciones de flujo de carga en estado estacionario para red en condiciones de operación tanto normales (red N) como de emergencia (red N-1). A continuación, se presentan los resultados obtenidos para la inserción del conjunto de PEs.

Ingreso conjunto de PEs al SADI – Condición de red N

Con motivo de evaluar el impacto de acceso a la red de los PE adjudicados, se realiza el análisis de ingreso de cada PE de manera conjunta, según los requerimientos del Procedimiento Técnico N°1 de CAMMESA (CAMMESA, 2014) y el Anexo 40 de Generación Eólica (CAMMESA, 2014) que especifica el modo de operación de los PEs.

Se realizan sucesivas simulaciones de flujo de potencia del sistema para evaluar el ingreso de los PEs para cada uno de los escenarios definidos de demanda/generación.

Los resultados de las simulaciones evidencian sobrecargas en líneas y transformadores, además de subtensiones en nodos. A continuación, se listan las restricciones detectadas en el sistema:

- Sobrecargas en transformador de la ET de Santa Cruz Norte Madryn 500/132 kV. Solo en escenario PICO BASE no se advierten sobrecargas (ver Figura 9).
- Sobrecargas en varias líneas de 132 kV de la Región Patagónica para todos los escenarios de demanda, con excepción del escenario de PICO BASE (ver Figura 9).
- Subtensiones en las barras de 500 kV de la ET Choele Choel y Santa Cruz Norte en el escenario de VALLE HI-EO_{MAX} (ver Figura 10).
- Subtensiones en las barras de 132 kV de la ET Pico Truncado y Petroquímica en el escenario de VALLE HI-EO_{MAX} (ver Figura 10).

Como solución a los problemas de la red para evacuar los bloques de potencia generada por los PEs, se proponen un conjunto de obras de 132 y 500 kV, con motivo de asegurar condiciones operativas admisibles de la red en configuración normal. El detalle de las obras propuestas se lista a continuación:

- Nueva ET 500/132 kV “Comodoro Rivadavia” con una potencia de transformación instalada de 300 MVA, inserta en la línea de 500 kV Puerto Madryn-Santa Cruz Norte y con tres campos de salida en 132 kV.
- Repotenciación de ET Santa Cruz Norte”, incrementando su potencia de transformación instalada en 150 MVA”.
- Tendido de una línea de 132 kV Escalante – Pampa Castillo de 19,5 km.
- Instalación de un banco de capacitores shunt de 150 MVar en barras de 500 kV de la ET 500/132 kV “Choele Choel”.

En términos económicos, la inversión total requerida por el conjunto de obras necesarias para el acceso de los PEs, alcanza un valor de USD 64.000.000.

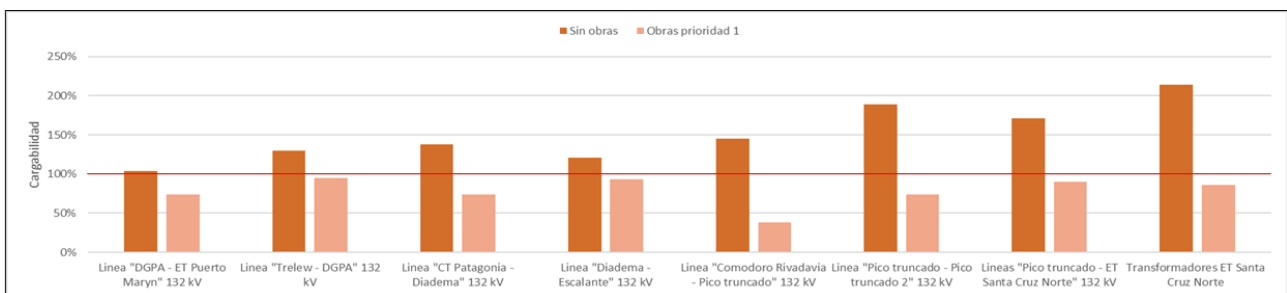


Figura 9. Cargabilidad de los componentes eléctricos más comprometidos de la Región Patagónica

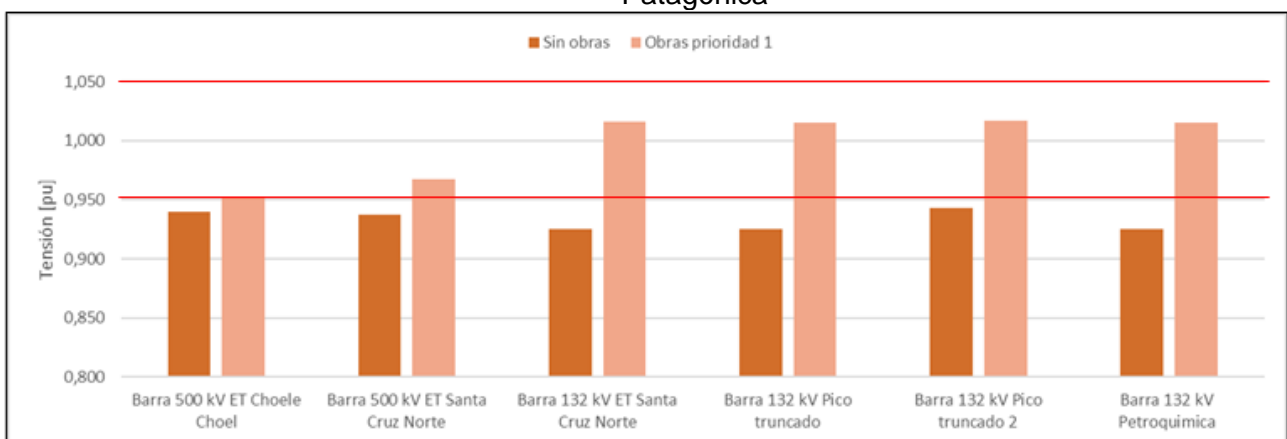


Figura 10. Niveles de tensión en las barras más comprometidas de la Región Patagónica

Ingreso conjunto de PEs al SADI – Condición de red N-1

En condiciones de emergencia de la red, se analizan aquellas fallas de LATs que conllevan a la operación radial del sistema, inicialmente con configuración anillada. Por el contrario, se omiten aquellas fallas que ocasionan condiciones de isla de algunos nodos, en redes con topología radial.

De acuerdo a este criterio, se realizan simulaciones de flujos de carga para situaciones de falla en el corredor de 132 kV Pico Truncado-Comodoro Rivadavia-Trelew.

La Región Patagónica constituye un sistema netamente exportador de energía, por lo cual generalmente la potencia generada en el nivel de 132 kV es evacuada hacia la red de transporte en 500 kV. Por caso, el ingreso de los 11 proyectos de PE analizados en este trabajo, ante escenarios de generación eólica más probable, la potencia total generada por la región (incluyendo otras fuentes de generación despachadas) resulta entre 2,5 y 3 veces mayor a la demanda de la región, para los escenarios pico y valle respectivamente.

Por estas razones, ante la detección de condiciones de operación de la red por fuera de los niveles admisibles, en caso de que las posibles configuraciones de post-falla posibles de ejecutar en la red no alcancen normalizar la operación, se procede a la actuación de esquemas de RAG/DAG, hasta alcanzar nuevamente niveles de operación normales, obteniendo finalmente los valores de recorte de potencia de generación requeridos por contingencia, para un escenario de demanda determinado.

Los valores obtenidos de RAG/DAG, se presentan en la Figura 11, donde se advierte que el escenario más crítico para la red es el correspondiente a la combinación de bajos niveles de demanda del subsistema e inyección de bloques de generación de potencia eólica máximos. En este caso, el conjunto de contingencias totaliza un valor de RAG/DAG, del orden a nueve veces superior a los correspondientes a los escenarios de VALLE HI-EO_{med} y PICO HI-EO_{max}. En este sentido, se advierte que el escenario PICO HI-EO_{med}, es el único que no ocasiona condiciones de operación inadmisibles de la red, a causa de los mayores niveles de demanda, en combinación con la inyección de bloques de potencia de generación moderados.

Luego, del análisis particular de cada una de las contingencias simuladas, los mayores niveles de DNA se presentan para las fallas en las LAT CT Patagonia-Diadema y LAT Trelew-DG PAT (Aluar), con valores que resultan entre 2 y 4 veces a los obtenidos en el resto de las fallas, para el escenario de demanda más crítico.

Por último, se infiere que, para niveles de generación de energía eólica máxima, para ciertas contingencias probables de producirse en el sistema puede requerirse un recorte de hasta el 4,3% de la potencia generada en la región, mientras que para valores medios de despacho de generación eólica (valores más probables), los valores de RAG/DAG máximos por contingencia representan alrededor del 1,3% de la potencia generada.

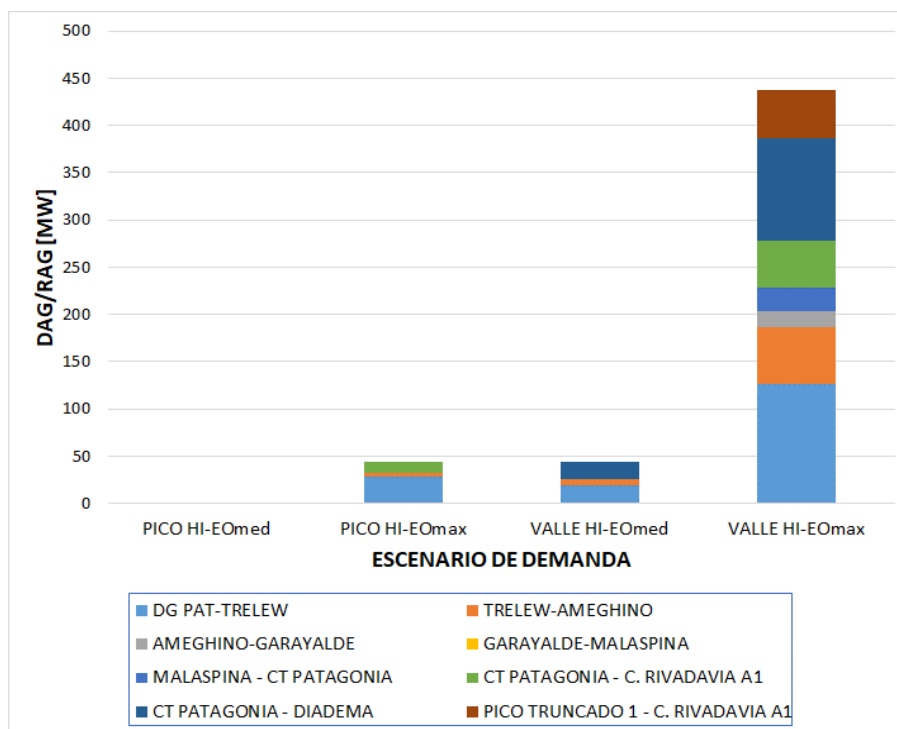


Figura 11. Resumen de niveles de RAG/DAG requeridos en el parque generador de la Región Patagónica para las contingencias evaluadas

CONCLUSIONES

En este trabajo se ha desarrollado una metodología para evaluar el ingreso individual y conjunto de PE en una región eléctrica “exportadora de energía”, caracterizada por redes de transmisión de 132 kV de gran extensión, con topologías de operación mayormente radial y circuitos de alta impedancia. Se destaca que la condición netamente exportadora de energía del subsistema requiere de importantes obras de infraestructura eléctrica, a los fines de evitar la saturación de líneas y transformadores, principalmente para aquellos escenarios que combinan baja demanda y alta generación eólica.

Ante eventuales contingencias en la red de 132 kV, la región exige el recorte de generación para evitar sobrecargas en líneas y/o transformadores, a diferencia de regiones importadoras de energía, donde generalmente se requiere el recorte de demanda. En este caso, los esquemas de RAG/DAG a implementar en la región, exigen valores máximos de recorte de potencia que pueden oscilar en el rango de 1,3 a 4,3%, según la falla y el valor de producción de potencia eólica. Es dable destacar que una estrategia de recorte de generación, constituye una opción económica y de fácil implementación, en comparación con la construcción de obras adicionales importantes para garantizar condiciones de operación admisibles, en caso de contingencias simples.

Finalmente, la metodología desarrollada en el presente trabajo es apta para efectuar el estudio de maximización de grandes bloques de energía eólica, según el análisis y definición de obras de infraestructura y esquemas de RAG/DAG a implementar en un sistema eléctrico netamente exportador de energía.

REFERENCIAS

- CAMMESA (2012). “Anexo 27: Reglamentación aplicable a la prestación adicional de la función técnica de transporte de energía eléctrica firme en el Mercado Eléctrico Mayorista”. Pp: 1-12.
- CAMMESA (2014). “Anexo 40: Generación eólica”. Los Procedimientos de CAMMESA, Pérez.
- CAMMESA (2014). “Procedimiento Técnico N° 1: Estudios requeridos para la presentación de la solicitud de acceso y ampliaciones al sistema de transporte”. Los Procedimientos de CAMMESA, Pérez.
- De Cesaro, J. (2009). “Wind Energy and Power System Operations: A Review of Wind Integration Studies to Date”. The Electricity Journal, Vol. 22, N°10, pp.33-43.
- ERCOT (2011). ERCOT Methodologies for Determining Ancillary Service Requirements [Online]. Available: www.ercot.com.
- E&Y (2019). “Renewable Energy Country Attractiveness Index (recai)”. EY Global Power & Utilities Corporate Finance Leader, United Kingdom.
- Kabouris, J. y Kanellos, F. D. (2009). “Impacts of Large Scale Wind Penetration on Energy Supply Industry”. Energies, Vol. 2, pp. 1031-1041.
- Kabouris, J.; Hatziargyriou, N. (2006). “Wind Power in Greece—Current Situation Future Developments and Prospects”. Proceedings of the IEEE 2006 General Meeting, Montreal, Canada, pp. 18–22 June, 2006.
- MEyM (2016). “Resolución N° 71-2016: Convocatoria Programa RenovAr Ronda 1”.
- MEyM (2017). “Resolución N° 275-2017: Convocatoria Programa RenovAr Ronda 2”.
- MEyM (2016). “Resolución N° 252/2016: Convocatoria Programa RenovAar Ronda 1.5”.
- Milligan, M. (2010). “Operating reserves and wind power integration: an international comparison”. Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants Conf., Québec, Canada.
- NERC Board of Trustees (2019). “Glossary of terms used in reliability standards”. NERC, Tech. Rep.
- Piwko, R. (2005). “The Effects of Integrating Wind Power on Transmission System Planning, Reliability, and Operations: Report on Phase 2”. The New York State Energy Research and Development Authority, New York, NY, Tech. Rep.