

Acceso de parques eólicos a redes de media y alta tensión

Ulises Manassero

*Facultad Regional Santa Fe
Universidad Tecnológica Nacional, Argentina
ulisesmanassero@hotmail.com*

Resumen

En este trabajo, se modela una red radial extensa de 132 kV con aporte de generación eólica en su nodo extremo de carga. Se simuló flujos de potencia para conexión del parque a la red en 132 y en 33 kV. Los resultados obtenidos demuestran que la potencia de cortocircuito de la red y las variaciones rápidas de la velocidad del viento, constituyen los factores más importantes a considerar para decidir tanto la factibilidad técnica de la instalación del parque, como así también su capacidad nominal.

Palabras clave: Parque Eólico, Fluctuación de Tensión, Corriente de Cortocircuito, Capacidad Nominal.

Wind farms to access network media and high voltage

Abstract

In this paper, an extensive network of 132 kV radial with contribution of wind generation at its loading end node is modeled. Power flows wind farm for connection to the network at 132 kV and 33 were simulated. The results show that the short-circuit power of the network and the rapid changes in wind speed, are the most important factors to consider in deciding both the technical feasibility of the installation of the park, as well as its nominal capacity.

Keywords: Wind farms, Voltage fluctuation, Short-circuit current, Rated capacity.

1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, los problemas medioambientales del planeta, unidos al conocimiento y al avanzado desarrollo tecnológico en materia de energías renovables no convencionales, han permitido una creciente incorporación de este tipo de fuentes de energías en el mundo. Dentro de estas alternativas renovables, la energía eólica se destaca por el crecimiento exponencial que ha experimentado en las últimas décadas y por la confianza ganada tanto del sector eléctrico como de la opinión pública (Kang et al., 2010). Asimismo, con el tiempo el costo de producción de este tipo de energía se ha reducido considerablemente, pudiendo así competir en lugares de condiciones de viento favorables con otro tipo de fuentes de energía.

Gracias al rápido avance tecnológico que han tenido los aerogeneradores en las últimas décadas, es posible que en la actualidad se puedan incorporar a sistemas interconectados o sistemas aislados de parques eólicos (PE) con un gran número de aerogeneradores y con una potencia instalada de hasta los cientos de megawatts.

Generalmente, la inserción de estos PE se localiza en regiones de baja densidad de demanda de energía, con redes radiales extensas, caracterizadas por ser de alta impedancia y bajo nivel de potencia de cortocircuito.

En este contexto, se avistan potenciales inconvenientes en el despacho de potencia del parque. Al tratarse de un recurso energético de tipo intermitente, ocurren importantes fluctuaciones de potencia a la salida del aerogenerador (Chun, 2011). Ello repercute principalmente en redes débiles, donde dicha variabilidad en la inyección de potencia, se traduce en severas fluctuaciones de voltaje en la red. A nivel mundial, varios centros de I+D han realizado numerosos estudios estadísticos, con el objeto de inferir acerca de la probabilidad de ocurrencia y magnitud de las fluctuaciones de potencia en el PE, cuando se produce una variación brusca de la velocidad del viento, principalmente ráfagas y calmas (Gjukaj et al, 2013; Milligan et al, 2010; IEA, 2009).

En este trabajo, se modela una red radial de 132 kV caracterizada por su gran longitud –del orden de 220 km–, con una demanda de potencia importante que suele superar los 100 MVA y con graves inconvenientes de regulación de tensión. Se analiza las condiciones de acceso a la red de un PE a conectar al nodo de carga extremo del corredor radial. Se evalúan dos posibles tipos de interconexión del mismo a la red; una a barras

de 132 kV de la estación transformadora (ET) y la otra a barras de media tensión de 33 kV.

Se simularon flujos de carga en estado estacionario para diversos escenarios de porcentaje de fluctuaciones rápidas de potencia en el parque. Luego se efectúa un análisis de estabilidad de tensión, con motivo de evaluar las restricciones de inyección de potencia del PE a la red.

2. METODOLOGÍA

El PE a analizar pretende instalarse en barras de la ET Rufino (RUF) de 132/33/13,2 kV. En la actualidad, esta ET representa el nodo extremo de carga del corredor radial de 132 kV que es alimentado desde el nodo SADI correspondiente a la ET Rosario Oeste (ROE) de 500/220/132 kV. En su recorrido se abastecen también las demandas de las ETs Chabás, Firmat y Venado Tuerto. Este subsistema presenta, para escenarios de pico de demanda, graves inconvenientes para su operación normal, debido a perfiles de tensión comprometidos en los nodos de carga más alejados de la fuente, así como también elevados niveles de carga en las líneas cercana a la ET ROE (encargadas de evacuar la potencia hacia el corredor).

Frente a este escenario, resulta de gran interés para el subsistema la inyección de potencia en el nodo extremo de carga a partir de generación proveniente de recursos eólicos.

En la Figura 1 se expone el flujograma con la secuencia de actividades seguidas para determinar la capacidad máxima de inyección de potencia del PE, para dos variantes de vinculación a la red: en barras de 33 y 132 kV.

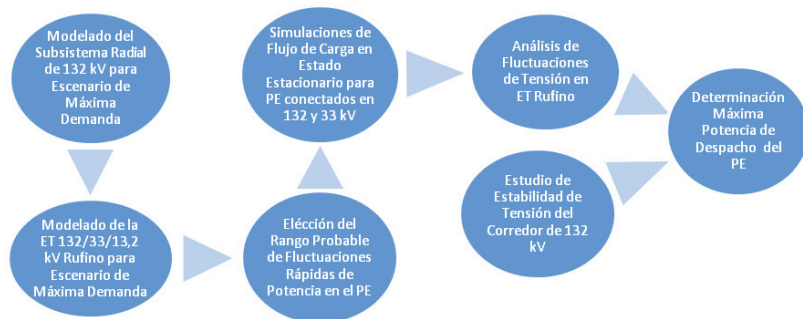


Figura 1. Flujograma de las actividades desarrolladas para la ejecución del proyecto

2.1. Modelo del subsistema e hipótesis adoptadas

El subsistema donde se pretende instalar el PE presenta una topología netamente radial, con un nodo fuente en la ET ROE del SADI y con un nodo extremo de carga localizado en la ET RUF. Los enlaces de 132 kV del corredor totalizan 252 km y la capacidad de potencia instalada en sus ETs es de 195 MVA.

El subsistema fue modelado con el software de simulación de sistemas eléctricos de potencia PSSE, versión 33 universitaria (ver Figura 2). Fueron utilizadas sus herramientas de cálculo de flujo de potencia en estado estable y análisis de curvas PV y QV.

Para el escenario en estudio, la demanda del subsistema radial es de 124 [MVA], siendo los centros de consumo más importantes la ET FIR (47 [MVA]) y la ET VTU (70 [MVA]), pues entre ambos representan más del 80% de la demanda del corredor. Por otra parte, la fuente de suministro de potencia del corredor proviene desde la ET ROE perteneciente a Transener.

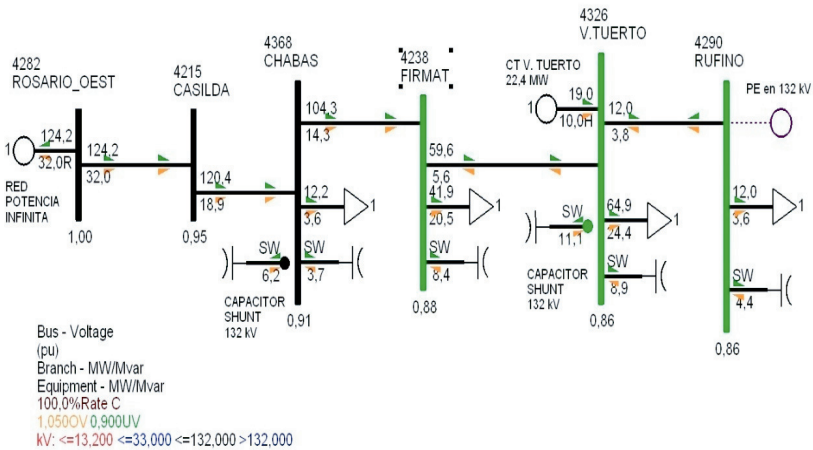


Figura 2. Modelo del subsistema ROE-RUF de 132 kV

Los criterios adoptados para el modelado del subsistema fueron los siguientes:

- Modelos de demandas de potencia constante y factor de potencia 0,9 inductivo.
- Demandas del subsistema correspondientes al escenario de pico diurno de verano.

- Líneas modeladas como líneas de longitud media (circuito π).
- Fuentes de generación distribuida (GD) funcionando con factor de potencia 0,8 inductivo y potencia nominal.
- Rango de tensiones de operación normal del subsistema entre 0,9 y 1,05 [pu].
- Condiciones de sobrecarga de las líneas basadas en el límite térmico y mecánico de sus conductores.
- Central Térmica Venado Tuerto despachada a potencia nominal.
- PE con control de tensión.
- El modelo de la red de la ET RUF, donde se vincula el PE, presenta una distribución de las demandas en barras de 13,2 y 33 kV según los registros históricos de evolución de los consumos de sus salidas de 13,2 kV y 33 kV. En la figura 3 se muestra el modelo de la ET RUF con las variantes de conexión del PE a barras de 132 y 33 kV.

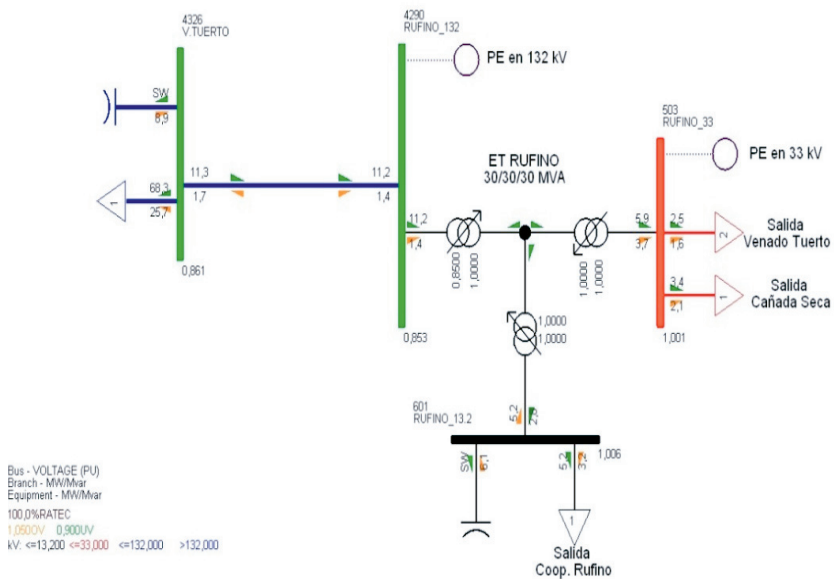


Figura 3. Modelo de la ET Rufino 132/33/13,2 kV con conexión del PE en barras de 132 y 33 kV

La potencia nominal a instalar en un PE presenta también una estrecha relación con la potencia de cortocircuito en la barra donde se conecta la generación. En general, la experiencia de numerosos análisis realizados por Galván y otros (Galván et al., 2010) han demostrado que una relación de 10 entre la potencia de cortocircuito (S_{cc}) en el punto común de conexión y la potencia instalada en el PE es un valor mínimo de umbral de riesgo. Entre 5 y 10 puede ser aceptable según circunstancias particulares (relación X/R, consumo en la zona, etc.), y por debajo de 5 no es aceptable, en general. Por otra parte, la reglamentación española (MITC, 2007) establece que la potencia máxima que se puede evacuar, en cada punto de conexión al sistema eléctrico, no debe superar al 5% de la S_{cc} mínima en dicho punto sin la aportación del PE.

En este aspecto cabe destacar que actualmente, en la ETRUF se tienen S_{cc} relativamente bajas, que reflejan en parte la debilidad de la red de 132 kV. Los niveles de cortocircuito son los siguientes: en 132 kV de 180 MVA y en 33 kV de 110 MVA.

En función a estas recomendaciones, en este trabajo se adoptó como nivel mínimo, una relación de 10 entre la S_{cc} y la potencia nominal del PE.

2.2. Fluctuaciones de potencia rápidas y frecuentes del PE.

En un PE, las fluctuaciones rápidas de potencia se deben al efecto de turbulencias, ráfagas y/o variaciones rápidas de la velocidad del viento. Se caracterizan por variaciones bruscas de la potencia generada en intervalos de tiempo que comprenden desde 10 min (variaciones rápidas) y hasta una hora (variaciones frecuentes).

Numerosos trabajos de investigación de campo han llevado a cabo estudios estadísticos con el propósito de establecer, para diferentes intervalos de confianza, la probabilidad de ocurrencia de tales fluctuaciones rápidas de potencia a la salida de los PE.

En líneas generales, el conjunto de estos estudios concluyen en que la severidad de estas fluctuaciones de potencia no sólo se encuentran influenciada por la localización del PE y las condiciones climáticas, sino también, por su extensión, cantidad y tipo de turbinas, y separación entre las turbinas.

En la Tabla 1 se pueden ver las diferencias que existen en las variaciones de potencia asociadas a diferentes PE instalados en el mundo.

Tabla 1. Variaciones de potencia rápidas y frecuentes en PE

Caso de Estudio	Máxima Fluctuación de Potencia Generada [%]				Datos del Parque
	Rápida (10 minutos)		Frecuente (1 hora)		
	P95	P99	P95	P99	
Bosnia (Gjukaj et al., 2013)	20	30	20	30	PE de 1,35 MW (3 turbinas)
Dinamarca (Milligan et al., 2010)		17			Dos PE Off-shore de 160 y 290 MW
USA(IEA, 2009)		39		36	3 PE
CAMMESA (Molina, 2012)		20		50	Sugerido, sin datos de PE instalados

En este estudio se adoptaron cuatro porcentajes de variaciones rápidas de potencia del PE. El nivel más conservador asume cambios del 50% de la potencia generada por el PE con una probabilidad de ocurrencia acumulada del 99%, es decir, tres desviaciones estándar de una distribución normal; luego dos criterios de carácter levemente conservador con porcentajes de variación del 40 y del 30%; y un último criterio optimista que considera cambios de potencia en el PE del 20% para una probabilidad de ocurrencia del 5% (dos desviaciones estándar).

En el Anexo 40 de Los Procedimientos de CAMMESA se establece que ninguna variación rápida y/o frecuente de energía eólica debe producir, para la condición operativa más desfavorable, una variación de tensión en barras mayores que: $\pm 2\%$ en barras de AT ($35 \text{ kV} < V = 132 \text{ kV}$) y $\pm 3\%$ en barras de MT ($V = < 35 \text{ kV}$).

3. RESULTADOS

3.1. Fluctuaciones de tensión en barras de la ET según diferentes porcentajes de variaciones rápidas de potencia

Las simulaciones de flujos de carga en estado estacionario fueron llevadas a cabo para casos de conexión del PE en barras de 33 kV y barras de 132 kV de la ET RUF. En ambos casos se simularon diferentes porcentajes de variaciones rápidas de potencia. Los niveles porcentuales de fluctuaciones de tensión obtenidos en cada caso de conexión son presentados en la Figura 4 y en la Figura 5.

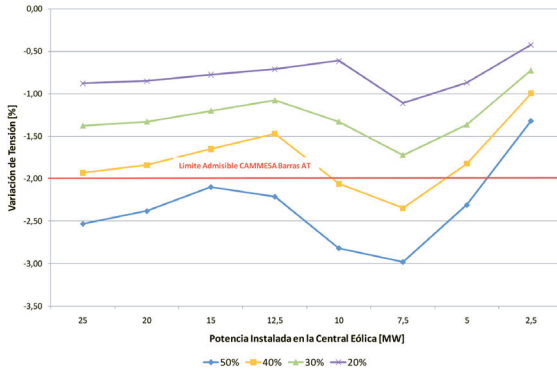


Figura 4. Fluctuaciones de tensión en barra de 132kV para diferentes porcentajes de variaciones rápidas de potencia en el PE conectado en 33 kV

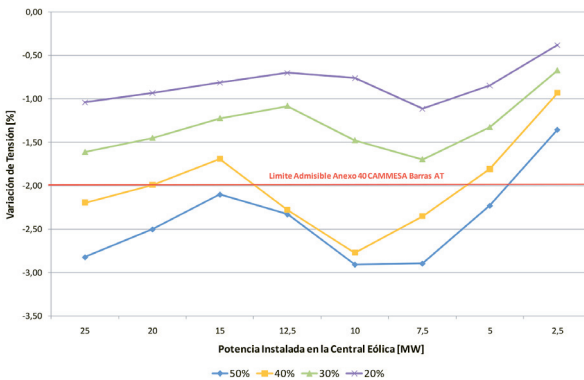


Figura 5. Fluctuaciones de tensión en barra de 132 kV para diferentes porcentajes de variaciones rápidas de potencia en el PE conectado en 132 kV

Los resultados permiten afirmar que para un mismo valor porcentual de variaciones rápidas de potencia, las magnitudes de capacidad de potencia admitida para el PE, resultan independientes de su punto de conexión a la ET. Luego, para los diferentes niveles porcentuales de cambios bruscos de la potencia generada por el PE, se tienen las siguientes apreciaciones:

- La mayoría de las limitaciones de potencia máxima del PE por fluctuaciones de tensión, se presentan en la barra de 132 kV; donde la fluctuación máxima admitida resulta más exigente que en los niveles de MT (2% frente al 3%).

- Para variaciones rápidas de potencia menores al 30%, no se presentan problemas de fluctuaciones de tensión para PE de hasta 25 MW. En estos casos, la limitación de potencia del PE queda definida por la mínima relación admitida de S_{cc} y potencia nominal del PE, que queda definida en 10 MW para conexión a barras de 33 kV y en 17 MW para vinculación a barras de 132 kV.
- Para porcentajes de variaciones rápidas de potencias mayores o iguales del 40%, las fluctuaciones de tensión en barras de MT y AT de la ET cobran gran importancia, reduciéndose entonces la capacidad admisible del PE. En el caso de variaciones de potencia del 40%, solo admiten un PE de capacidad máxima 5 MW, mientras que para variaciones rápidas de potencia del 50% solo admiten un PE de capacidad máxima 2,5 MW.

3.2. Impacto en la estabilidad de tensión en el corredor radial de 132 kV por despacho del PE

En este estudio, se utilizó una metodología gráfica para el análisis de la estabilidad de tensión (EDT) de la red. El software PSSE brinda la posibilidad de conocer las características P-V y Q-V en cada una de las barras que conforman el subsistema. A partir de ello, es posible conocer diversos aspectos que caracterizan su estabilidad y capacidad remanente para albergar potencia y satisfacer la demanda en constante crecimiento.

3.2.1. Análisis Curvas P-V

La curva P-V representa la variación de tensión para una barra en particular en función del total de potencia activa suministrada a las cargas. En el “codo” de la curva P-V, el voltaje cae rápidamente cuando se produce un aumento en la demanda de carga. Las soluciones de los flujos de potencia no convergen más allá de este punto, lo que indica que el sistema se ha convertido en inestable. Este punto se denomina punto crítico y se identifica con el colapso de tensión del subsistema. En general, los puntos de funcionamiento por encima del punto crítico implican un sistema estable.

Las curvas PV obtenidas según la vinculación del PE a barras de 132 o 33 kV de la ET RUF, evidencian la debilidad del corredor radial de 132 kV, signada por bajas S_{cc} y grandes déficits de reactivo. En las condiciones actuales, el subsistema presenta agotado su horizonte de crecimiento, manifestando en sus nodos extremos perfiles de tensión por de-

bajo de los mínimos admisibles y con una condición comprometida de colapso de tensión para un valor de voltaje de 0,78 pu en la barra RUF, para un incremento ínfimo de la demanda del corredor de solo 5 MW.

Según se observa en la curva P-V de la Figura 6, con un aporte mínimo de generación de 5 MW, se alcanzan condiciones admisibles de operación en el corredor. En caso de vinculación del PE a barras de 33 kV, el nivel de tensión en la barra de 132 kV de la ET RUF mejora aproximadamente un 5% su perfil de tensión de 132 kV. Luego, para igual magnitud de potencia del PE conectada a barra de 132 kV, su perfil de voltaje se incrementa un 7%.

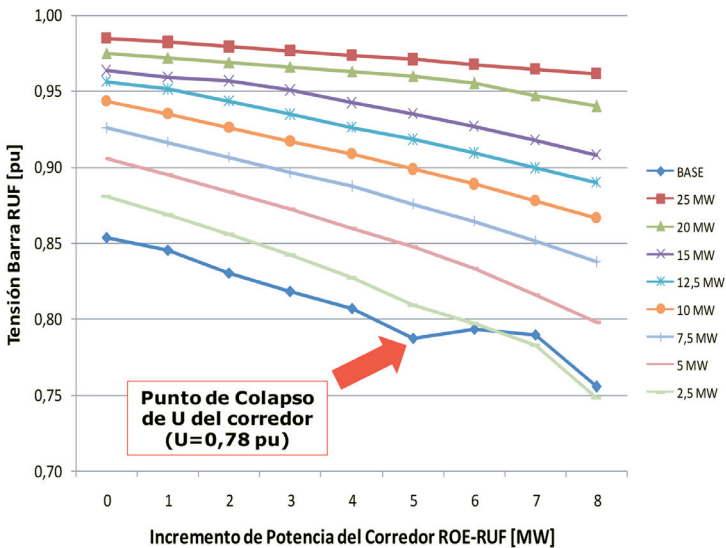


Figura 6. Comparación curvas P-V sobre la barra RUF para diferentes módulos de inyección de potencia del PE en barra de 33 kV de la ET RUF

3.2.2. Análisis Curvas Q-V

El análisis de las curvas Q-V, efectuadas por el software PSSE para los diferentes casos planteados, fueron evaluadas sobre la barra RUF que es la más lejana de la fuente y que también presenta la mayor sensibilidad de la tensión frente a la variación de reactivo (ver Figura 7).

Los resultados obtenidos de las curvas Q-V para conexión del PE a barras de MT y AT permiten arribar a las siguientes conclusiones:

- Niveles de operación admisibles en barra de 132 kV de RUF se obtienen con capacidades de PE superiores a 5 MW.
- Con aportes de potencia superiores a 10 MW se presenta un incremento de la pendiente $\Delta Q/\Delta V$ para niveles de tensión en barra de aproximadamente 0,95 pu.
- Para la tensión mínima admisible de operación (0,9 pu), el margen de reactivo varía de 2 MVAR para un PE de 7,5 MW a 10 MVAR para un PE de 25 MW.
- El colapso de tensión se produce en voltajes cercanos a 0,66 pu. Se evidencia un escaso margen de reactivo en el escenario base para evitar esta condición –Alrededor de 5 MVAR–

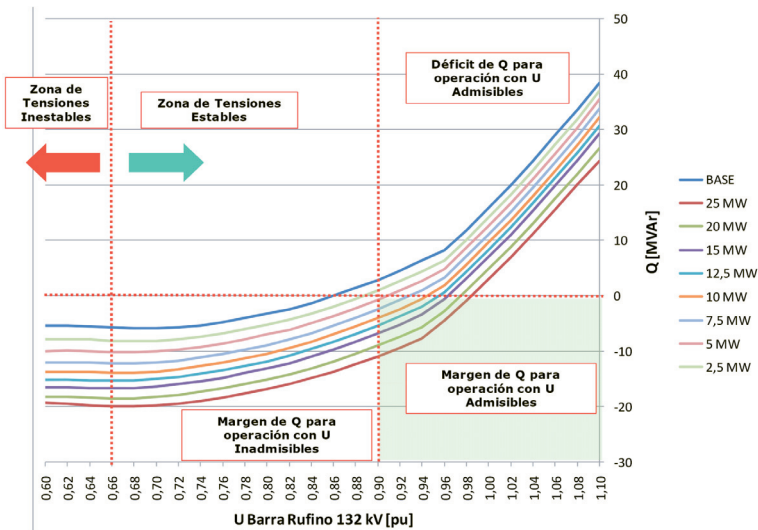


Figura 7. Comparación curvas Q-V sobre la barra RUF para diferentes módulos de inyección de potencia del PE en barra de 33 kV de la ET RUF

4. DISCUSIÓN

La potencia máxima del PE según su vinculación en barras de 33 y 132 kV fue determinada de acuerdo a condiciones sugeridas de relación S_{cc}/P_{nom} y a los porcentajes de fluctuación de tensión obtenidos de las simulaciones de flujos de carga en estado estacionario. Por otra parte, la

potencia mínima de generación del PE requerida por el corredor, fue obtenida según los resultados del análisis de EDT de la red. En la tabla 2 se muestran las máximas capacidades admisibles del PE según su punto de conexión a la red.

Tabla 2. Máxima Capacidad de Potencia en el PE

Punto de Conexión	Máxima Capacidad PE [MW]					Mínima Capacidad del PE [MW]
	Condición S_{cc} / P_{nom}	Fluctuaciones de U				
		20%	30%	40%	50%	
MT	10	25	25	5	2,5	5
AT	17	25	25	5	2,5	5

Los resultados obtenidos permiten arribar a las siguientes conclusiones:

- Las fluctuaciones de tensión debidas a las variaciones bruscas de potencia en el PE resultan importantes y según el porcentaje de variación de potencia adoptado, pueden constituir el factor restrictivo de la potencia nominal del PE. Ello se debe principalmente a la topología del corredor de 132 kV, caracterizado por su radialidad y gran longitud, lo cual implica bajos valores de S_{cc} y por ende gran sensibilidad a las fluctuaciones de potencia.
- Las condiciones mínimas admisibles de voltaje de operación del corredor requieren la inyección de al menos 5 MW en la barra RUF. Esta potencia mínima de generación se logra para variaciones rápidas de potencia menores al 40%.
- La adopción de criterios optimistas de variaciones rápidas de la potencia del PE (niveles menores al 35%), admiten niveles de inyección de potencia superiores a los 25 MW, para ambos niveles de tensión de conexión del PE. En este caso, la potencia máxima a inyectar por el PE queda restringida a S_{cc} del nivel de conexión, siendo de 10 MW para el nivel de 33 kV y de 17 MW para el nivel de 132 kV.

5. CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos en este trabajo permiten corroborar que la instalación de PE en redes débiles de tipo radiales y con elevada impedancia, presentan como factores condicionantes de su potencia nominal admitida, la S_{cc} y el porcentaje de variaciones rápidas en la potencia de salida del PE.

En este caso, puede ocurrir que ante bajos niveles de S_{cc} en la barra de vinculación del PE, resulte inviable su instalación debido a las altas fluctuaciones de tensión originadas en la red ante su inyección potencia. Para niveles bajos de S_{cc} resulta recomendable realizar mediciones de campo y estudios estadísticos exhaustivos de los niveles de velocidad y dirección del viento del emplazamiento donde se pretende instalar el PE, pues como bien se ha demostrado, ante niveles bajos de S_{cc} , la potencia nominal del PE adquiere una mayor dependencia respecto a los porcentajes de variaciones rápidas de potencia más probables de ocurrir y por ello, la elección de tal porcentaje puede resultar clave y determinante en la decisión de instalar el PE en el emplazamiento preseleccionado, así como también para determinar su capacidad nominal.

Referencias Bibliográficas

- CHUN, W.; HAN, M.; YAN, W. 2011. **Voltage fluctuation and flicker assessment of a weak system integrated wind farm**. Power and Energy Society General Meeting. IEEE, pp.1-5 (Estados Unidos).
- GALVÁN, D.; LUENGO, G.; TOMANOVIC, S. y PORTALES, R. 2010. **Análisis de generación eólica en sistemas eléctricos de potencia**. Revista Energía, pp: 60-70 (España).
- GJUKAJ, A.; BUALOTI, R.; ÇELO, M. y KULLOLLI, M. 2013. **Wind Power Plant Data Monitoring and Evaluating**. WSEAS Transactions on Power Systems. Vol. 8 (Alemania).
- IEA Wind Task 25. 2009. **Design and operation of power systems with large amounts of wind power**. IEA Wind. VTT RESEARCH NOTES 2493 (Finlandia).
- KANG, J.; LIANG, H.; Li, G.; ZHOU, M.; YANG, H. 2010. **Research on grid connection of wind farm based on VSC-HVDC**. Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference, pp.1,6 (China).
- MILLIGAN, M., DONOHOO, P., LEW, D., ELA, E., KIRBY, B., HOLTTINEN, H., LANNOYE, E., FLYNN, D., O'MALLEY, M., MILLER, N.,

- BØRREERIKSEN, P. B. 2010. **Operating Reserves and Wind Power Integration: An International Comparison.** 9th Annual International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems (Canada).
- MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO (MITC). 2007. **Real Decreto 661- 2007. Regulación de Actividad de Producción de Energía Eléctrica en Régimen Especial** (España).
- MOLINA, R. 2012. **Integración de energía eólica al SADI.** CIGRE (Argentina).