



# APLICACIÓN DE LA COMPUTACIÓN

## Penetración eólica con diferentes tecnologías de aerogeneradores en presencia de una red débil

### *Wind Penetration with different wind turbine technologies in a weak grid*

Ariel - Santos Fuentefría  
Miguel - Castro Fernández

Antonio - Martínez García

Recibido: Enero del 2012

Aprobado: Abril del 2012

#### Resumen/ Abstract

La integración de la energía eólica en los sistemas eléctricos puede ocasionar problemas de estabilidad ligados fundamentalmente a la variación aleatoria del viento, lo que provoca que la tensión en el nodo de conexión varíe. Si el sistema al que se conecta es débil esta variación tiene una mayor influencia. Otro factor importante es el tipo de tecnología utilizada, ya que los aerogeneradores de velocidad fija conectados directamente a la red tienen un gran consumo de potencia reactiva, esta puede ser compensada utilizando diferentes dispositivos (banco de condensadores, SVC o STATCOM). Los aerogeneradores de velocidad variable poseen un convertidor que controla el consumo de reactivo para mantener la tensión en el nodo de conexión lo más estable posible. En este trabajo se hace una comparación entre los diferentes tipos de tecnologías de aerogeneradores utilizadas y su impacto en el límite de generación eólica cuando el sistema se va debilitando.

**Palabras clave:** aerogeneradores, estabilidad, penetración eólica, sistemas débiles.

*The insertion of wind energy into electric network may provoke stability problems due to stochastic character of wind. The variation in the wind causes voltage variation in the Point of Common Coupling (PCC). In a weakest system that variation is high. Another important factor is wind turbine technology. The use of grid-connected fixed speed wind generator introduces a great consumption of reactive power that can be compensated using different devices as capacitors bank or static var compensator (SVC or STATCOM). In the other hand the variable speed wind turbine have an electronic converter to control the reactive consumption to maintain the PCC voltage more stable. In this paper a comparison between the different types of wind turbines technology is show. It's analyzing the impact in wind power limit for different wind turbine technologies in a weak system.*

**Key words:** stability, weak systems, wind generator, wind penetration.

## INTRODUCCIÓN

Uno de los principales problemas del uso de la energía eólica es que debido a la variación aleatoria del viento, la potencia generada puede variar de manera brusca, lo que puede provocar cambios no deseados en la tensión y la frecuencia del sistema que pueden llevar al mismo a perder la estabilidad.

Es por eso que resulta sumamente importante conocer el límite de generación eólica que puede ser introducido en un sistema determinado sin que esta afecte las características del mismo.

Cada país o sistema eléctrico en general puede tener sus propias normas, adaptadas al tipo y características particulares del mismo; por ejemplo, en cuanto a las regulaciones de tensión en el punto de conexión, algunos plantean que los cambios bruscos de tensión (en % de la tensión nominal en el punto de conexión) no puede ser superior al 2%, mientras que otros plantean un 3 % como límite [1].

Existen tres conceptos fundamentales para calcular el porcentaje que representa la generación eólica en un sistema eléctrico determinado [2-3]. En este trabajo sólo se analizará uno de ellos: el conocido como penetración de potencia, el cual representa de manera porcentual la relación entre la potencia eólica total entregada en un instante de tiempo dado y la demanda total del sistema en ese mismo instante, tal y como se muestra en la ecuación 1.

$$PP = \frac{\text{Potencia entregada por generación eólica en el tiempo } t}{\text{Demanda total del sistema en el mismo tiempo } t} \quad (1)$$

Debido a la variabilidad del viento y al horario de influencia del mismo, conocer el efecto que en cada instante tiene la generación eólica en la red es sumamente importante, ya que el sistema tiene que ser capaz de mantener la estabilidad en condiciones normales de trabajo en todo momento. Para ilustrar este concepto se tomará el siguiente ejemplo, en la figura 1, se muestra una comparación entre la demanda y la generación en el mes de enero del 2006 en Dinamarca Occidental [4].

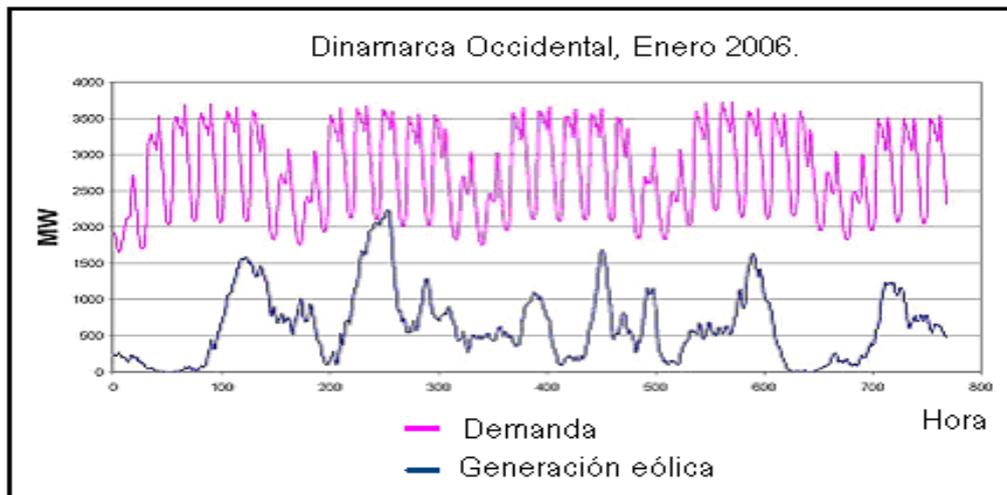


Fig. 1. Relación entre la Demanda y la Generación Eólica en enero del 2006 en Dinamarca Occidental.

Como se aprecia en la figura hay horas en las que la producción eólica es casi nula, sin embargo los puntos que deben analizarse son aquellos en los que la generación eólica cubre la mayor cantidad de carga posible, para comprobar si ese momento el sistema se mantiene estable y como sería el trabajo bajo esas condiciones ante la variación del viento o ante algún tipo de contingencia; en el caso mostrado, el mayor índice de penetración de potencia ocurre sobre la hora 250 y sobrepasa el 90% de la demanda. En un sistema eléctrico las dos situaciones críticas de trabajo en condiciones normales de operación son:

- Cuando la demanda es máxima, donde las tensiones en los nodos alcanzan su valor mínimo
- Cuando la demanda es mínima, siendo las tensiones máximas.

Si se agregara en cualquier punto del sistema una generación determinada, en estado estable, la tensión en los nodos cercanos aumentaría, tanto para demanda máxima como para mínima, por lo que la condición más crítica es cuando las tensiones son máximas, ya que ante el nuevo aumento que experimentarán pueden alcanzar los límites de trabajo permitido.

La introducción de una determinada generación eólica plantea entonces dos condiciones críticas, desde el punto de vista de la generación y la demanda:

- Cuando la demanda es máxima y la generación eólica es mínima,
- Cuando la demanda es mínima y la generación eólica es máxima.

Por otro lado, para hacer un análisis de caso es necesario tener en consideración que el impacto de la generación eólica en un sistema eléctrico determinado depende también de otros factores; entre los más importantes se encuentran el tipo de aerogenerador utilizado y la flexibilidad y fortaleza del sistema, por ejemplo: qué efectos introduce en el sistema el uso de aerogeneradores de velocidad fija o de velocidad variable, o hasta donde puede afectar estas tecnologías si el sistema al cual se conectan es fuerte o débil. Para el cálculo del límite de generación eólica es importante conocer estas condiciones de trabajo del sistema.

El análisis sobre la penetración eólica es de suma importancia. Conocer el Límite de Penetración Eólica en un sistema eléctrico permite aprovechar al máximo la energía eólica, aumentando el ahorro de combustible, y reduciendo la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera. El análisis también permite conocer cuál es la mejor tecnología de aerogeneradores que puede ser conectada a redes débiles sin que el sistema pierda estabilidad. En el siguiente trabajo se explica brevemente cómo se comportan las tecnologías más utilizadas de aerogeneradores ante las caídas de tensión, se expone el sistema en el cual se realizan las simulaciones y los modelos de los aerogeneradores utilizados, se explican cuales fueron las simulaciones realizadas, se analizan los resultados obtenidos, y por último se plantean las conclusiones.

## DESARROLLO

### CAPACIDAD DE LOS AEROGENERADORES ANTE CAÍDAS DE TENSIÓN

En los sistemas eléctricos de potencia pueden ocurrir fenómenos indeseados, que son producidos por diversas causas y provocan caídas bruscas en la tensión; las características típicas de esta caída de tensión se muestran en la figura 2, [5-6].

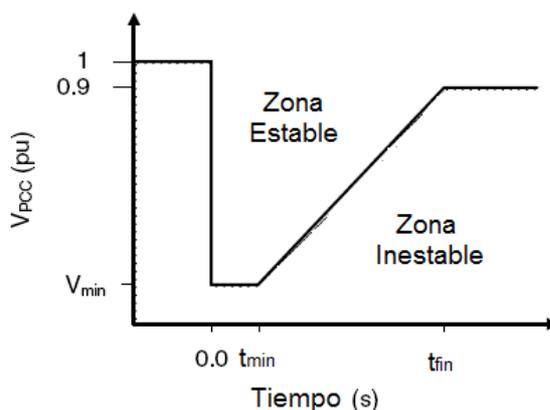


Fig. 2. Característica Típica de la Caída Tensión

La tensión disminuye hasta un valor determinado durante el tiempo de la falla, seguida por una rampa que aumenta hasta que en los terminales se recupera la tensión a su valor nominal; el ancho de la falla está determinado por el tiempo que está presente la misma y por el tiempo que las protecciones del sistema tardan en limpiarla. Sin embargo, la magnitud de la caída de tensión y el tiempo total hasta la recuperación del sistema están influenciados por varios factores, entre los que se encuentran las características del sistema, la ubicación y tipo de falla y las tecnologías de protección. El comportamiento de la turbina eólica difiere según el tipo de tecnología utilizada. Por ejemplo, en los aerogeneradores de velocidad fija la caída en la tensión limita la capacidad del

generador de inducción de suministrar potencia a la red; el resultado es la presencia de altos niveles de corriente debido al bajo valor de la tensión, los cuales pueden ser soportados por el generador durante un periodo corto de tiempo sin que la maquina tenga daños a largo plazo. Sin embargo, el desequilibrio entre las potencias mecánica y eléctrica hace que el generador se acelere y es posible que cuando el sistema limpia la falla el aerogenerador no puede desacelerar y tomar la velocidad de trabajo que tenía antes de la falla, y la protección correspondiente se dispara, se desconecta la turbina eólica de la red. Esto depende de la inercia del generador, su potencia nominal y la duración de la falla.

Sin embargo, el generador eólico de velocidad variable tiende a ser más tolerante en su funcionamiento ante una falla, ya que puede variar la velocidad y ajustar la excitación debido al control ejercido por el convertidor. La importancia de esta variabilidad es que el rotor de la turbina trabaja como un dispositivo almacenador de energía cinética, que es proporcional a la inercia y al cuadrado de la velocidad del rotor. Cuando ocurre la falla, la corriente aumenta en los terminales del rotor y del convertidor (esta corriente puede ser eliminada utilizando una tecnología conocida como *crowbar activo*) por lo que la tensión en el circuito de directa aumentará o disminuirá en dependencia de la velocidad de operación de la turbina antes de la falla. Sin embargo, en cualquiera de los casos la maquina tiende a acelerarse, por lo que la potencia aerodinámica se opondrá al torque eléctrico que permanece durante la falla y al cambio en la energía cinética desacelerando al generador y evitando el disparo de las protecciones. Si la maquina se encuentra trabajando a la velocidad nominal o si como consecuencia de la falla el generador alcanzó esta velocidad durante el proceso, el control por ángulo de paso se activaría para limitar la velocidad del rotor. A medida que aumenta el porcentaje de generación eólica en una región determinada del sistema, mantener la estabilidad de tensión ante la ocurrencia de una falla es un asunto de vital importancia, ya que el disparo de los aerogeneradores puede provocar perturbaciones locales que contribuyen a la amplificación de la falla, llevando al sistema al colapso por tensión. En las siguientes bibliografías [5, 7-8], se encuentran diferentes análisis del comportamiento de aerogeneradores de velocidad fija o velocidad variable ante fallas en el sistema. También existen dispositivos que se utilizan para mejorar la respuesta de los generadores eólicos ante fallas en el sistema; algunas de estas técnicas para generadores de velocidad fija se encuentran en [9-10] y para generadores de velocidad variable en [11-12], con el objetivo principal de aumentar el porcentaje de generación eólica sin perder estabilidad por tensión.

## SISTEMAS Y MODELOS

Para la realización de las simulaciones en este trabajo se utilizó el SimPowerSys del MatLab. El sistema analizado se muestra en la figura 3, el cual está representado por un bus infinito (equivalente del sistema en ese punto), una línea de interconexión y la carga, el Parque Eólico se conecta en el mismo nodo que la carga (nodo 1). En el nodo del sistema se fijó una potencia de cortocircuito (cc) de 250 MVA, a una tensión de 25 kV, con una relación X/R de 5. La relación X/R representa la debilidad de la red, ya que a medida que este valor disminuye el sistema se va haciendo más débil [5,7]. Para calcular los valores de la inductancia y la resistencia equivalente del sistema se utilizan las siguientes expresiones [13]:

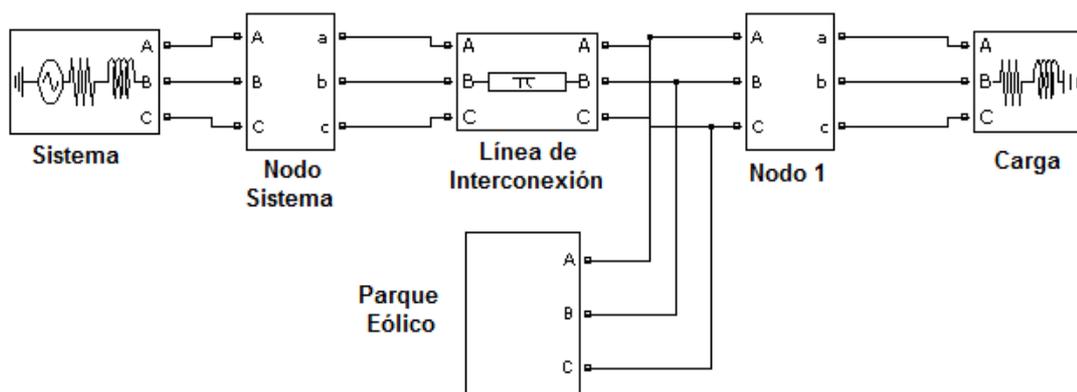


Fig.3. Sistema Eléctrico analizado.

$$L = \frac{(V_{base})^2}{P_{sc}} \cdot \frac{1}{2\pi f} \quad (2)$$

$$R = \frac{X}{X/R} = \frac{2\pi f L}{(X/R)} \quad (3)$$

donde:

L: es la Inductancia equivalente del sistema

Vbase: es la tensión base, en este caso 25 kV

f: es la frecuencia

R: es la resistencia equivalente del sistema

X: es la reactancia equivalente del sistema

X/R: es la relación entre la reactancia y la resistencia del sistema

Usando las ecuaciones 2 y 3 para realizar los cálculos se obtienen una resistencia y una reactancia equivalente del sistema de 0.5 y 2.5 ohms respectivamente.

El modelo de la línea de interconexión fue tomado de la base de datos del SimPowerSys y los valores correspondientes a la resistencia y reactancia por kilometro son 0.1062 y 0.3959 respectivamente. La carga es trifásica balanceada con una combinación en serie entre los elementos RLC, que a una frecuencia específica muestra una impedancia constante; la potencia activa consumida por la carga es de 10 MW a un factor de potencia de 0.9.

Cada generador eólico está conectado al sistema de a través de una línea de 1 kilometro y de un transformador de 2 MW, con una inductancia de 0.025 por unidad (pu) y una resistencia de 0.00083 pu. Para las simulaciones se utilizaron dos tipos de tecnologías de aerogeneradores: de velocidad fija conectado directamente a la red y de velocidad variable doblemente alimentado.

### **Aerogeneradores de Velocidad Fija**

El esquema del aerogenerador de velocidad fija conectado directamente a la red se muestra en la figura 4. La energía cinética del viento que es capturada por las palas es transmitida por el tren de fuerza hacia el generador de inducción que transforma esta energía mecánica en eléctrica y la transmite directamente a la red a través del devanado del estator.

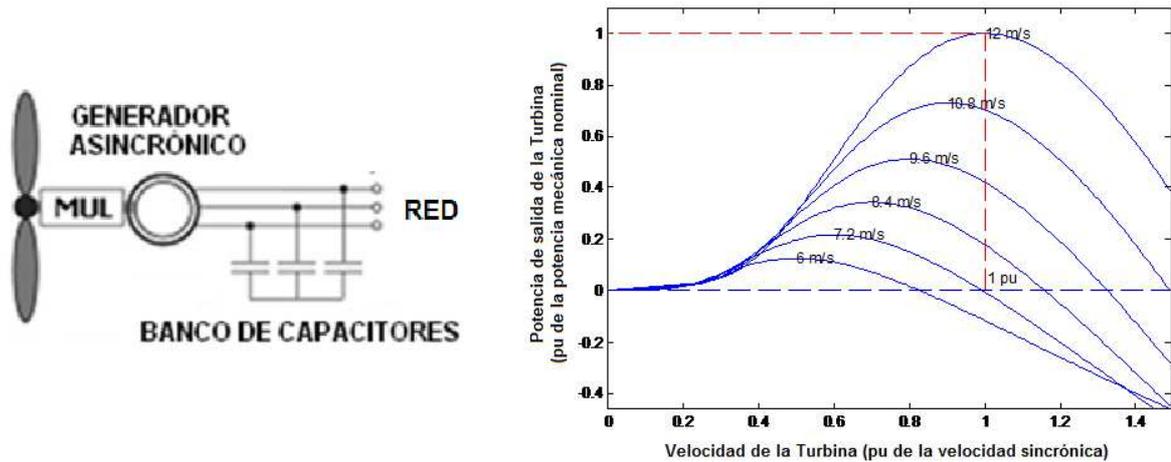


Fig. 4. Modelo del Aerogenerador de Velocidad Fija.

A través del control por ángulo de paso se limita la generación de potencia activa al valor nominal para velocidades elevadas del viento [26]. El inconveniente de esta configuración es que no permite variación de velocidad, porque el deslizamiento se limita, habitualmente, a un valor máximo del 2%, en consecuencia, el rotor de la turbina debe girar a una velocidad aproximadamente constante, lo que disminuye la energía extraída del viento. Además, no es posible ajustar la velocidad del eje de la turbina para compensar las variaciones de par, por lo que la potencia transmitida a la red será fluctuante [8]. La potencia reactiva absorbida por el generador de inducción es tomada de la red o de algún dispositivo como los bancos de condensadores, SVC o STATCOM.

El modelo de la turbina eólica de velocidad fija fue tomado del SimPowerSys y tiene una potencia nominal de 1.5 MW a una velocidad de 9m/s, las características se muestran en la figura 4.

El primero de los métodos utilizados para compensar el reactivo de este tipo de generador fue el poner bancos de condensadores. Los mismos se calcularon para mantener el factor de potencia en 0.98 inductivo, la capacitancia de los condensadores depende del consumo de reactivo, por lo que el cálculo se hizo para tres pasos, los resultados se muestran en la tabla 1.

Tabla 1. Paso de los Bancos de Condensadores.		
Potencia Activa Generada (MW)	Potencia Reactiva Consumida (Mvar)	Banco condensadores (kvar)
hasta 1	hasta 0.43	200
desde 1 a 1.3	desde 0.43 a 0.61	300
desde 1.3	desde 0.61	400

El segundo método utilizado para compensar el reactivo fue utilizar un SVC. El SVC es un dispositivo que usa electrónica de potencia para controlar el flujo de potencia, mejorando además la estabilidad transitoria en las redes eléctricas. El SVC regula la tensión en el nodo donde se localice controlando la cantidad de potencia reactiva que puede entregar o absorber del sistema. Si la tensión es baja, el SVC genera potencia reactiva y si la tensión es alta absorbe dicho reactivo para mantener la tensión lo más estable posible. Esta variación de potencia reactiva se logra a través de condensadores e inductores que son conectados en el secundario de un transformador de acoplamiento. Cada banco entra o sale del sistema a través de interruptores, que son controlados a su vez por tiristores y controlando el ángulo de disparo de los mismos se entrega o se consume más o menos potencia reactiva [13].

El SVC utilizado fue diseñado para una potencia de 1.5 MW, esto en la práctica sería realmente costoso, pero para el caso de las simulaciones es más conveniente cuando se trata de hallar el límite de generación eólica permitida. No obstante, si se simulara con un SVC diseñado para el parque eólico completo, una vez hallado el límite, el resultado es el mismo por lo que la decisión de poner un SVC para cada aerogenerador no afecta el resultado final.

El tercer y último método utilizado en este trabajo para compensar la potencia reactiva consumida por los aerogeneradores de velocidad fija fue poner un STATCOM. Al igual que el SVC, el STATCOM usa electrónica de potencia para controlar el flujo de potencia y mejora la estabilidad transitoria del sistema. El STATCOM regula la tensión en el terminal al cual se conecta, controlando la cantidad de reactivo que inyecta o absorbe del sistema. Si la tensión es baja, el STATCOM genera potencia reactiva (capacitivo); si la tensión es alta, el STATCOM absorbe potencia reactiva (inductivo).

La variación de potencia reactiva es regulada a través de un convertidor (*VSC: Voltage-Sourced Converter*) conectado en el secundario de un transformador de acoplamiento. El VSC usa dispositivos de electrónica de potencia de conmutación forzada para llevar la tensión  $V_2$  a una fuente de tensión de corriente directa [13]. En el caso del STATCOM se utilizó el modelo proveniente del ejemplo Wind Farm (IG) del software SimPowerSys correspondiente a un STATCOM de 3 MW, por lo que se utilizó un STACOM por cada dos aerogeneradores de inducción de velocidad fija.

### Aerogenerador de Velocidad Variable Doblemente Alimentado

El aerogenerador de velocidad variable doblemente alimentado que se muestra en la figura 5, posee un motor de inducción, el cual tiene un convertidor *back to back* que se encuentra por el lado del rotor y donde la conexión a la red se hace por dos lugares diferentes, directamente por el estator y por el inversor del convertidor. Este sistema posibilita operar a velocidad variable y entregar potencia a un sistema de tensión y frecuencia constante, así como intercambiar potencia reactiva con el sistema, regular la tensión en el punto donde se encuentre y contribuir a mejorar la estabilidad del sistema eléctrico del que forma parte.

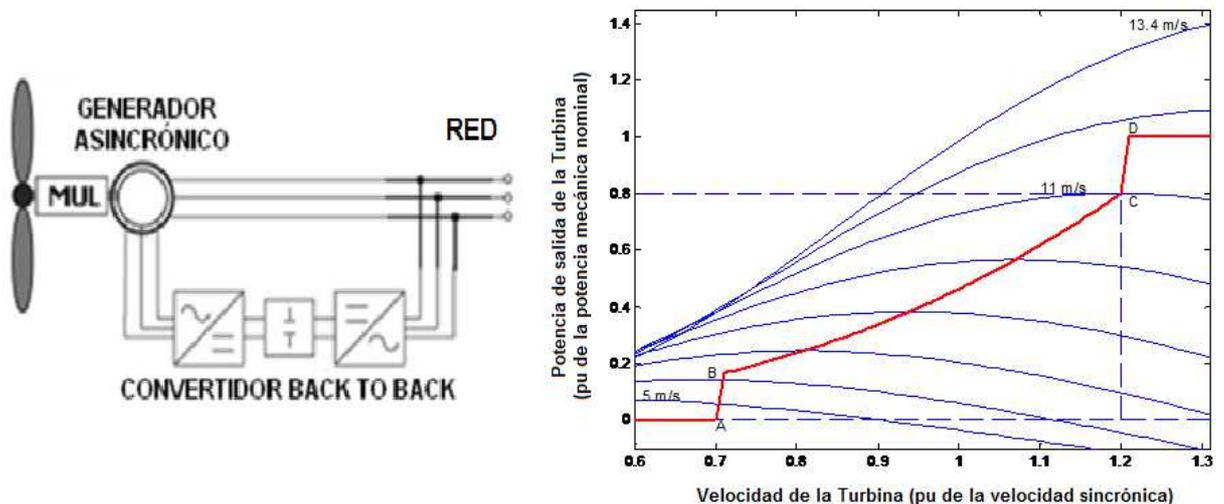


Fig. 5. Modelo del Aerogenerador de Velocidad Variable.

La turbina eólica cuenta además con un sistema de control por ángulo de paso para controlar la velocidad a altas velocidades del viento. El modelo de la turbina eólica de velocidad fija fue tomado del SimPowerSys y tiene una potencia nominal de 1.5 MW a una velocidad de 12 m/s; las características se muestran en la figura 5.

## **SIMULACIONES Y RESULTADOS**

Con el objetivo de analizar el comportamiento en sistemas débiles y a medida que dicho sistema se va debilitando, se fue aumentando la longitud de la línea de interconexión con el sistema, técnica utilizada en [5, 14]. Para todas las simulaciones la tensión se mantuvo constante en 0.98 pu en el nodo de interconexión. Al ser la potencia de cortocircuito (Scc) inversamente proporcional a la impedancia y mantenerse la tensión constante, la potencia va disminuyendo a medida que la longitud de la línea aumenta. Así se logró que aumentando la línea desde 1 hasta 30 km, un km cada vez, se lograron potencias de cortocircuito en el Punto de Conexión Común (PCC) entre los 203 y los 40 MVA.

El primer paso para llegar al límite de generación eólica que puede soportar un sistema sin perder estabilidad por tensión fue hallar la peor condición a la que se puede someter a dicho sistema. Con ese objetivo se simularon una serie de condiciones para diferentes valores de potencia eólica, diferentes valores de potencia de cortocircuito en el punto de conexión y diferente tecnología de aerogeneradores.

Las simulaciones realizadas fueron las siguientes:

1. Parque Eólico con velocidad del viento constante en cada turbina eólica.
2. Parque Eólico con viento variable (desde los 6 m/s hasta los 10 m/s en aerogeneradores de velocidad fija; y desde los 8 hasta los 14 m/s en los de velocidad variable).
3. Ráfagas de viento aleatorias en cada turbina eólica.
4. Arranque de una turbina eólica.
5. Parada de una turbina eólica.
6. Entrada de una carga que provoca una caída de tensión del 20 % por un segundo provocando un valle de tensión, encontrándose el parque eólico trabajando a potencia nominal.
7. Salida brusca de una turbina eólica.
8. Salida brusca del Parque Eólico.
9. Cortocircuito en una de las turbinas eólicas por 200 ms.
10. Cortocircuito en el nodo de interconexión por 200 ms.

De los resultados obtenidos para cada una de las simulaciones realizadas con cada variante se puede concluir que la peor condición a la que puede estar sometido el sistema es a la de un cortocircuito en el nodo de interconexión, resultado que es por demás lógico y consistente con la literatura.

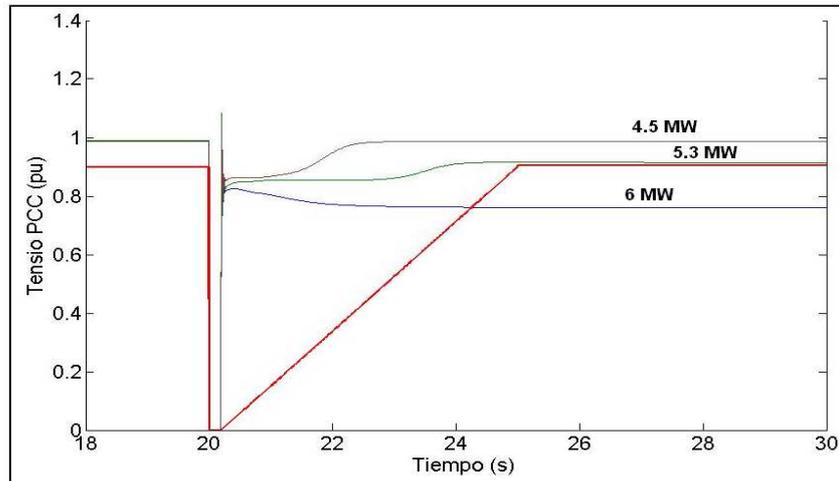
Se analizaron cuatro variantes en el estudio:

1. Aerogeneradores de velocidad fija (AGVF) con compensación por condensadores.
2. AGVF pero compensando el reactivo a través de la conexión de SVC.
3. AGVF cuya compensación se realizó conectando STATCOM.
4. Aerogeneradores de velocidad variable (AGVV) doblemente alimentados.

Para calcular el límite en cada caso se fue aumentando la potencia eólica y se realizaron simulaciones en el dominio del tiempo. El límite se alcanza cuando el sistema logra mantener la estabilidad y se pierde si el sistema colapsa.

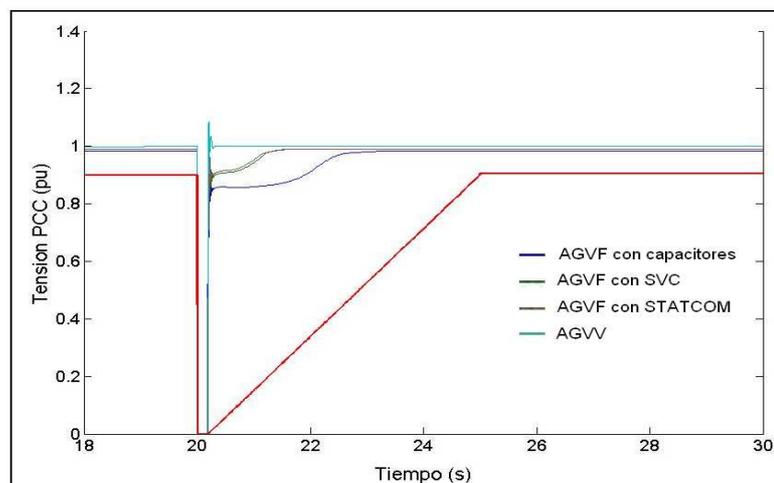
Los resultados para una potencia de cc de 50 MVA en el PCC, con aerogeneradores de velocidad fija cuya compensación de potencia reactiva se hace a través de un banco de condensadores se muestran en la figura 6. Cuando la generación eólica es de 4.5 MW el sistema después de la falla presenta algunas oscilaciones pero se recupera pasados los dos segundos, y se estabiliza en el mismo nivel que tenía antes de ocurrir el cc. Sin embargo, para 5.3 MW el tiempo de recuperación es mayor, logrando la estabilidad a partir de los 24 segundos, 4 segundos después de ocurrida la falla, además la tensión no retorna al mismo valor que tenía antes, sino a uno más bajo, en este caso a 0.91 pu, sufriendo una caída de casi un 7% con respecto al valor inicial y quedando cerca del

límite permitido. Si se sigue aumentando la potencia entregada por el Parque Eólico hasta los 6 MW, la tensión después de la falla cae abruptamente hasta los 0.76 pu, lo que significa que el sistema no puede recuperar un estado estable y que no puede entregar el reactivo que necesitan los aerogeneradores para recuperarse de la falla. Además en este caso la protección de los generadores eólicos se dispararían, primero por baja tensión, y de quedar algún generador conectado cuya protección no se haya disparado por algún motivo, dispararía la correspondiente a la de sobre velocidad.



**Fig. 6. Simulaciones para un nivel de cc de 50 MVA con generadores eólicos de velocidad fija con compensación con banco de condensadores.**

De esta manera se realizaron las simulaciones para hallar el límite permitido por el sistema teniendo en cuenta cada nivel de cc, y para las cuatro variantes analizadas. El comportamiento de cada tecnología ante la ocurrencia de un cortocircuito es diferente, y depende en gran medida de la habilidad para suplir o no la potencia reactiva necesaria para ayudar al sistema a sobrepasar la falla sin perder estabilidad. En la figura 7, se muestra para una potencia de cc en el PCC de 69 MVA y para una capacidad del parque eólico de 9 MW el comportamiento ante una falla de las distintas variantes utilizadas. Como se observa en dicha figura el caso más crítico es cuando la potencia reactiva se compensa utilizando condensadores, ya que no tienen la capacidad de entregar el reactivo necesario en cada momento, sino que es un valor fijo, y cuando el AGVF vuelve a conectarse después de la falla el consumo de potencia reactiva es grande y el sistema tarda un poco más en estabilizarse.



**Fig. 7. Simulación;  $S_{cc}= 69$  MVA; PE=9MW; para diferentes condiciones de operación del PE.**

En el caso de la conexión del SVC y del STATCOM para la compensación, el sistema se recupera mucho más rápido, y con un comportamiento similar, sin embargo es mejor con el STATCOM por dos razones fundamentales: la primera, es que el STATCOM tiene una fuente propia de tensión, por lo que la entrega o consumo de reactivo no se afecta durante la ocurrencia de la falla; la segunda es que el SVC tiene una respuesta un poco más lenta ya que depende de la señal para el disparo de los tiristores que necesita para empezar la compensación, teniendo un retraso con respecto al STATCOM, generalmente construido con IGBT que actúa de manera más rápida que los tiristores. No obstante, la principal desventaja del STATCOM es su elevado costo inicial, esta razón conlleva a que los especialistas prefieran utilizar un SVC.

Por otro lado los AGVV se recuperan de manera rápida después de algunas oscilaciones, y esto es debido a la electrónica de potencia que en todo momento, durante y después de la falla, trata de controlar el reactivo que consume el propio aerogenerador para mantener el factor de potencia cercano a 1 y la tensión lo más estable posible.

El uso de cada tecnología depende de muchos factores, de la fortaleza del sistema o del aspecto económico sólo por mencionar dos de ellos. Sin embargo a medida que el sistema se va debilitando el índice de penetración eólica va disminuyendo, por lo que se hace importante conocer el comportamiento para cada tipo de tecnología ante una falla en el PCC si el sistema por cualquier razón pierde fortaleza. Teniendo en cuenta esto se realizaron simulaciones para un mismo valor de potencia del Parque Eólico (9 MW), y se tomaron distintos valores de potencia de cc en el PCC, Los análisis se hicieron para las cuatro variantes y se sometió al sistema a un cc en el nodo de conexión del Parque. Las simulaciones se realizaron para las cuatro variantes estudiadas. Los niveles de cc tomados fueron 56, 66, 103 y 159 MVA.

Para la potencia eólica analizada y para este primer caso el sistema sólo fue estable cuando la potencia de cc tuvo un valor de 159 MVA. Para los otros tres valores tomados el sistema se hace inestable, y la tensión disminuye a medida que la red se hace más débil.

Cuando la compensación de reactivo se hace por la conexión de un SVC el sistema presenta una mejoría en su comportamiento después de la ocurrencia de una falla en el PCC, mejorando la capacidad de la red y haciendo que el límite de potencia eólica que esta puede soportar sin perder estabilidad aumente.

Con aerogeneradores de velocidad fija con compensación de reactivo usando STATCOM (variante 3) el sistema logra estabilizarse para los tres primeros valores de potencia de cc analizados. Aunque a medida que la red se debilita el tiempo de recuperación es mayor, y cuando la potencia de cc es de 66 MVA tiende a perder estabilidad pero rápidamente puede controlar la diferencia de reactivo y estabilizar la tensión. No pasa así cuando hay 56 MVA en el nodo de conexión, que la red no soporta el consumo de reactivo de los aerogeneradores después de la falla y el sistema colapsa.

Para aerogeneradores de velocidad variable (variante 4) el comportamiento es mucho mejor que en los tres anteriores, la tensión se mantiene estable y cerca del valor nominal (1 pu), antes y después de la falla para los cuatro valores de cc analizados. Aunque las oscilaciones aumentan a medida que la red se debilita, esta nunca pierde la estabilidad por tensión. Esto es debido principalmente al control que realizan los convertidores *back to back* de los aerogeneradores, los cuales controlan en todo momento la potencia reactiva para mantener la tensión en un valor constante.

Otro aspecto importante es saber qué tipo de tecnología puede ser mejor utilizar cuando un sistema es débil, o sea, con cuál de las variantes el sistema permite una mayor capacidad de generación eólica sin perder estabilidad por tensión. Los resultados se presentan en la figura 8. En la tabla 2 se muestran para las 4 variantes estudiadas el Límite de Penetración por Potencia Eólica para varios niveles de potencia de cc en el PCC.

Si se analiza el comportamiento de los AGVF se puede afirmar que la compensación del consumo de reactivo de los mismos es un aspecto fundamental, y que una mejor compensación aumenta el límite de potencia eólica que puede insertarse a la red. Sin embargo, no se puede olvidar el aspecto económico, ya que dispositivos con electrónica de potencia como el SVC o el STATCOM no son baratos en el mercado mundial, y la utilización de los mismos tendría que estar bien justificada. Además el costo de estos dispositivos tendría que agregarse al costo propio del aerogenerador.

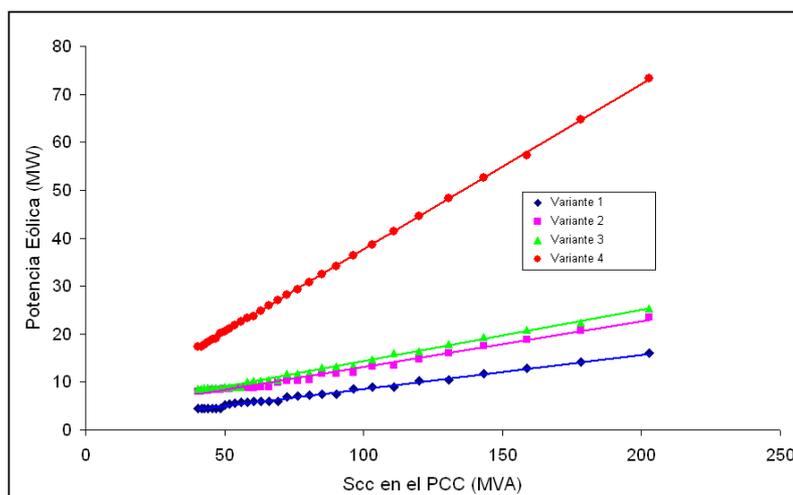


Fig. 8. Límite de Penetración por Potencia Eólica.

La diferencia mínima entre la potencia obtenida para la variante 1 y la variante 3 es de 3 MW cuando la potencia de cc en el PCC es de 60 MVA, mientras que la diferencia entre el trabajo de los aerogeneradores cuando se utiliza SVC y STATCOM tampoco es muy grande, adquiriendo su valor máximo de 2,6 MW cuando el sistema tiene una potencia de cc de 111 MVA, bajo condiciones donde la diferencia entre la variante 1 y 2 es de 4 MW y entre la variante 2 y 3 de 1 MW. El análisis que habría que hacer es a qué potencia de cc se van a interconectar los aerogeneradores y si realmente el ahorro de 4 o 5 MW justifica una inversión de un SVC o de un STATCOM.

Por otra parte el limite obtenido cuando se utilizan AGVV es mucho mayor para todas las potencias simuladas, obteniéndose un máximo de diferencia cuando el sistema es más fuerte de 48 MW, y en promedio la diferencia de la variante 4 con la 3 es de 19 MW. No obstante a medida que el sistema se debilita la diferencia entre un tipo de tecnología y otro se va reduciendo, siendo la diferencia de sólo 8 MW cuando la red tiene en el PCC una potencia de cc de 40 MVA.

<b>Tabla 2. Límite de Penetración por Potencia Eólica para varios niveles de potencia de cc en el PCC.</b>				
	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4
Scc PCC (MVA)	P PE (MW)	P PE (MW)	P PE (MW)	P PE (MW)
203	16	24	25	73
178	14	21	22	65
159	13	19	21	57
143	12	18	19	53
131	11	16	18	48
120	10	15	16	45
103	9	13	15	39
90	8	12	13	34
72	7	10	12	28
58	6	9	10	23
45	5	8	9	19

## CONCLUSIONES

En este trabajo se han analizado dos aspectos fundamentales: el primero de ellos es el tipo de tecnología utilizada y su impacto en el sistema al cual se conectan, y en segundo lugar su influencia en el límite de potencia eólica operando en un sistema con diferentes niveles de potencia de cc, de forma tal que dicho sistema no pierda la estabilidad.

- En el primer caso, los resultados de las simulaciones muestran que la mejor opción son los aerogeneradores de velocidad variable. No obstante lo anterior, los resultados obtenidos al analizar la influencia del tipo de compensación de reactivo en los aerogeneradores de velocidad fija permiten sugerir la necesidad de un análisis más profundo dirigido a evaluar la necesidad real de utilizar un dispositivo costoso para aumentar unos pocos MW de límite de potencia eólica.
- El segundo elemento analizado permite concluir que a medida que la red se hace más débil el límite disminuye; sin embargo, la diferencia entre una tecnología y otra se va haciendo a su vez más pequeña. También hay que tener en cuenta que si por alguna razón determinada el sistema se debilita, el porcentaje de generación eólica debe mantenerse por debajo del límite, disminuyendo su generación, aunque posea una mayor capacidad instalada, para evitar que el sistema se haga inestable por tensión.

## REFERENCIAS

- [1] ACKERMANN, T., "Wind Power in Power System". New York. John Wiley & Sons, Ltd. 2005.
- [2] SANTOS FUENTEFRÍA, A.; CASTRO FERNÁNDEZ, M.; *et al.*, "Evaluación Del sistema híbrido de generación diesel – eólica en La Isla de La Juventud". VI Conferencia Internacional de Energía Renovable, Ahorro de Energía y Educación Energética. La Habana, Cuba. 9-12 de Junio de 2009.
- [3] ISHCHENKO, A.; MYRZIK, J.M.A.; *et al.*, "Transient Stability Analysis of Distribution Network with Dispersed Generation". Universities Power Engineering Conference, UPEC '06. Proceedings of the 41st International , vol.1, no., p, 227-231, 6-8 Sept. 2006
- [4] SÖDER, L.; HOFMANN, L.; *et al.*, "Experience From Wind Integration in Some High Penetration Areas". IEEE Transactions on Energy Conversion. vol. 22, n. 1, march 2007.
- [5] ABBEY, C.; JOOS, G., "Effect of Low Voltage Ride Through (LVRT) Characteristic on Voltage Stability". Power Engineering Society General Meeting, IEEE 2005, vol. 2, p. 1901-1907, ISBN 0780391578.
- [6] ULLAH, N., "Small scale integration of variable speed wind turbines into the local grid and its voltage stability aspects". International Conference on Future Power Systems, IEEE 2005, 18 Nov. 2005, 8p.
- [7] ZHOU, F.; JOOS, G.; *et al.*, "Voltage Stability in Weak Connection Wind Farms". IEEE Power Engineering Society General Meeting, San Francisco, USA: IEEE, 12–16 Jun. 2005, vol. 2, p.1483-1488.
- [8] FRANCISCO FERNÁNDEZ, M.; COSTA MONTIEL, A.; *et al.*, "Análisis comparativo de un parque eólico en la zona de Santa Lucía, Camagüey". 15 Convención Científica de Ingeniería y Arquitectura. La Habana, Cuba, 2010.
- [9] FARIAS, M.; CENDOYA M.; *et al.*, "Wind Farms in Weak Grids Enhancement of Ride-Through Capability Using Custom Power Systems". IEEE 2008, 13-15 Aug. 2008, p. 1-5.
- [10] FARIAS, M.; BATTAIOTTO, P.; *et al.*, "Investigation of UPQC for Sag Compensation in Wind Farms to Weak Grid Connections". IEEE 2010, 14-17 March 2010, p. 937-942.

- [11] WEN-TSAN, L.; YUAN-KANG, W.; *et al.*, "Effect of Low-Voltage-Ride-Through Technologies on the First Taiwan Offshore Wind Farm Planning". IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 2, n. 1, January 2011.
- [12] YULONG, W.; JIANLIN, L., "Analysis on DFIG Wind Power System Low-Voltage Ridethrough". International Joint Conference on Artificial Intelligence, IEEE 2009.
- [13] Hydro-Quebec Team, "SimPowerSystemsTM 5 User Guide" October 2008, available online: [www.mathworks.com](http://www.mathworks.com).
- [14] AMIN, M.; MAHFOUZ, M.; *et al.*, "Dynamic disturbance of wind farm connected to 14 bus network". Proceedings of the 1st International Nuclear and Renewable Energy Conference (INREC10), March 21-24, 2010.

## **AUTORES**

### **Ariel Santos Fuentesfría**

Ingeniero Electricista. Profesor Instructor, Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas, CIPEL, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, La Habana, Cuba.

e-mail: [asfuentesfría@electrica.cujae.edu.cu](mailto:asfuentesfría@electrica.cujae.edu.cu)

### **Miguel Castro Fernández**

Ingeniero Electricista, Doctor en Ciencias Técnicas, Investigador Auxiliar, Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergética, CIPEL. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, La Habana, Cuba.

e-mail: [mcastro@electrica.cujae.edu.cu](mailto:mcastro@electrica.cujae.edu.cu)

### **Antonio Martínez García**

Ingeniero Electricista, Doctor en Ciencias Técnicas, Profesor Titular, Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergética, CIPEL. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, La Habana, Cuba.

e-mail: [amv@electrica.cujae.edu.cu](mailto:amv@electrica.cujae.edu.cu)