



APLICACIÓN DE LA COMPUTACIÓN

Ajuste de las simulaciones de flujos continuados para el cálculo del Límite de Potencia Eólica

Calculation of Wind Power Limit adjusting the Continuation Power Flow

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 provocar problemas de estabilidad ligados fundamentalmente a la variación aleatoria del viento y que se reflejan en la tensión y la frecuencia del sistema. Por lo que conocer el Límite de Potencia Eólica (LPE) que puede insertarse en la red sin que esta pierda la estabilidad es un aspecto de extrema importancia, en el cual se han realizando métodos de cálculo para encontrar dicho límite. Estos métodos se desarrollan teniendo en cuenta las restricciones del sistema en estado estacionario, en estado dinámico o ambos. En el siguiente trabajo se desarrolla un método para el cálculo de LPE teniendo en cuenta las restricciones en estado estacionario del sistema. El método propuesto se basa en un análisis de flujo continuado, complementado con el método de Producción Mínima de Potencia Activa, desarrollado en la bibliografía. Se prueba en el sistema eléctrico de la Isla de la Juventud, Cuba y se usa el software libre PSAT para la realización de estos estudios.

Palabras clave: cálculo, flujo continuado, límite de potencia eólica, PSAT.

The wind power insertion in the power system is an important issue and can create some instability problems in voltage and system frequency due to stochastic origin of wind. Know the Wind Power Limit is a very important matter. Existing In bibliography a few methods for calculation of wind power limit. The calculation is based in static constrains, dynamic constraints or both. In this paper is developed a method for the calculation of wind power limit using some adjust in the continuation power flow, and having into account the static constrains. The method is complemented with Minimal Power Production Criterion. The method is proved in the Isla de la Juventud Electric System. The software used in the simulations was the Power System Analysis Toolbox (PSAT).

Key Words: calculation, continuation power flow, PSAT, wind power limit.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años la energía eólica ha ocupado el primer lugar como fuente principal de producción de electricidad dentro de la rama de las energías renovables, donde producto de los avances tecnológicos se ha incrementado la potencia nominal de una turbina eólica a más de 6 MW. Sin embargo la energía eólica tiene un problema fundamental, y es la variabilidad del viento, que provoca que tanto la potencia activa como reactiva generada por los aerogeneradores varíe, provocando a su vez una variación en el resto de los parámetros del sistema como la tensión y la frecuencia. A medida que aumenta la potencia eólica instalada en un determinado

punto del sistema las afectaciones cercanas a ese punto serán mayores, hasta llegar a una pérdida de la estabilidad y un posible colapso del sistema completo o de una parte del mismo.

Lo expresado anteriormente hace que sea necesario saber cuál es el LPE que puede ser conectada al sistema manteniéndose todos los parámetros dentro de los límites establecidos por las normas y conservándose la estabilidad de tensión y de frecuencia, ya sea en estado estacionario o transitorio.

El LPE en un sistema desde el punto de vista técnico va a depender fundamentalmente de cuán débil sea el sistema y del tipo de aerogenerador utilizado. Los factores más importantes que afectan el LPE desde el punto de vista del sistema son la estabilidad de tensión y la de frecuencia.

El desarrollo de métodos de cálculo para hallar el LPE comenzó en la primera década de este siglo. Basados fundamentalmente en la estabilidad de tensión y/o de frecuencia y comprobados en sistemas reales o en aquellos validados por la IEEE. Debido al poco tiempo de investigación en este aspecto los métodos no son abundantes en la bibliografía, y solo algunos de ellos han sido utilizados por más de un autor.

En general los métodos pueden dividirse en dos grupos:

1. Métodos estacionarios
2. Métodos dinámicos

Los métodos estacionarios son aquellos que para el análisis de las variables no tienen en cuenta la variación en el tiempo de las mismas, y las restricciones que utilizan son las del sistema en estado estacionario.

Los métodos estacionarios más utilizados son:

- Producción Mínima de Potencia Activa [1-2].
- Método gráfico basado en los límites de capacidad del sistema [3].
- Métodos basados en la estabilidad de tensión [4-6].
- Métodos probabilísticos [7-9].

Otros métodos para el cálculo del LPE considerando solo el sistema en estado estacionario se encuentran en [10-12].

El cálculo del LPE permite conocer hasta qué punto puede insertarse energía eólica en un nodo del sistema sin perder estabilidad, en otras palabras, aumenta la utilización de este tipo de energía renovable, aumentando el ahorro de combustibles fósiles y reduciendo la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera. El siguiente trabajo se divide en cinco partes, en la primera de ellas se da una breve explicación del flujo continuado, en la segunda se explica el ajuste al flujo continuado para el cálculo del LPE a través de un ejemplo sencillo, en la tercera parte se caracteriza el sistema eléctrico de la Isla de la Juventud, en la cuarta se aplica el método a dicho sistema y se analizan los resultados, y en la quinta y última parte se dan las conclusiones finales del trabajo.

DESARROLLO

BREVE EXPLICACIÓN DEL FLUJO CONTINUADO

Los métodos de flujos continuados se usan para estudiar la confiabilidad de algunos regímenes en estado estacionario, en los que la carga y la generación del sistema se va incrementando en pasos hasta que el flujo de carga correspondiente no converja, lo que indica que se ha llegado a un estado no estable del sistema. El flujo continuado puede emplearse teniendo en cuenta las restricciones de operación del sistema, tales como límites de generación de potencia reactiva en los nodos de tensión controlada, límites de tensión en los nodos de carga, límites de transferencias por las líneas y los límites de potencia activa de los generadores.

El flujo continuado agrega el incremento de la carga a las ecuaciones convencionales del flujo de carga, quedando de la siguiente manera:

$$F(\theta, V) = \lambda K \quad (1)$$

Donde λ es el parámetro de la carga, θ es el vector de ángulo de las tensiones, V es el vector de magnitudes de tensión y K es el vector que representa el por ciento de cambio de carga en cada nodo. La respuesta a dicho conjunto de ecuaciones no lineales se resuelve definiendo un valor de λ entre cero (que representa el caso base) y $\lambda_{\text{crítica}}$ (que representa el punto de máxima carga del sistema). Donde la ecuación 1 se puede escribir como:

$$G(x, y, \lambda) = 0 \quad (2)$$

Donde x representa las variables de estado, y la amplitud y ángulo de la tensión.

El flujo continuado es un proceso iterativo que envuelve un paso predictor y uno corrector. Existen varias técnicas y modelos para describir estos pasos, en el caso del presente trabajo se utilizaron los modelos del paquete de programas PSAT [13]. Como se muestra en la figura 1. Partiendo de los valores correspondientes al flujo inicial (A) se utiliza una línea tangencial (B) (paso predictor) para estimar la solución debido al incremento de la carga, el paso corrector (C) es perpendicular al predictor para determinar la solución exacta, en este caso se deja la carga fija y se reduce la tensión, usando un flujo de carga donde el sistema asume el nuevo valor de la carga como fija. En el caso del paso predictor y corrector en la línea DE se asume la tensión constante y se reduce la carga, la utilización de una variante o de otra depende de que variable posee la mayor variación, si la carga o la tensión. Y así sucesivamente hasta que el sistema alcance su punto crítico [14].

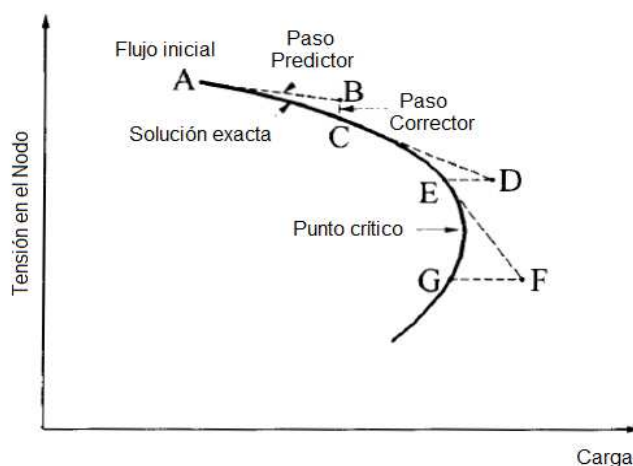


Fig. 1. Secuencia típica en las simulaciones de Flujo Continuo.

Una vez hallado el margen de carga se utilizan las siguientes ecuaciones para calcular los valores límites de la generación y de la carga:

$$P_G = P_{G0} + \lambda P_{S0} \quad (3)$$

$$P_L = P_{L0} + \lambda P_{D0} \quad (4)$$

$$Q_L = Q_{L0} + \lambda Q_{D0} \quad (5)$$

Donde P_{G0} , P_{L0} y Q_{L0} son los caso base, y P_{S0} , P_{D0} y Q_{D0} son las direcciones del generador y de la potencia activa y reactiva de la carga.

AJUSTES DEL FLUJO CONTINUADO PARA EL CÁLCULO DEL LPE

Para explicar el método se utilizará el sistema sencillo de dos nodos que se muestra en la figura 2. Donde la carga es de 20 MW con un factor de potencia de 0.9. La línea tiene 0.1 Ohms/km y 1 mH/km de resistencia y reactancia respectivamente. Conectados a un generador de 25 MW a 34,5 kV.

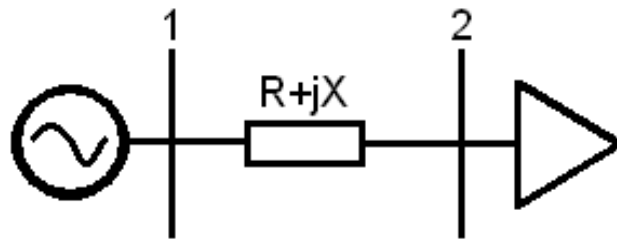


Fig. 2. Sistema sencillo de dos nodos.

Se analizarán dos casos, el primero de ellos es un flujo continuado convencional, donde se incrementa la carga y la dirección de la potencia activa y reactiva de la carga siguen el mismo sentido. La potencia activa del generador también es incrementada.

El valor de P_{S0} escogido para la simulación fue de 2 MW, aunque en el caso del ejemplo el generador hace las funciones del nodo de balance y está obligado a cubrir el incremento de la carga, el PSAT permite fijar P_{S0} en cualquier valor. Los valores de P_{D0} y Q_{D0} son de 2MW y 0.85 Mvar respectivamente, lo que significa que el incremento de la carga se hará a 0.92 factor de potencia inductivo. Se realiza un flujo continuado al sistema de la figura 2, teniéndose en cuenta todas las restricciones en estado estacionario del sistema, donde el margen de carga λ es solo de 1, utilizando las ecuaciones 4 y 5 se obtiene que la carga puede incrementarse hasta los 21 MW y 8.9 Mvar, aumentando en 1 MW y 0.4 Mvar sobre su valor inicial. Este poco incremento en la carga es debido a que la corriente por la línea de transmisión sobrepasa los límites impuestos.

El segundo caso analizado es asumiendo la conexión en el nodo 2 de un parque eólico. Producto del carácter aleatorio del viento la energía eólica no puede despacharse, por lo que se mantiene variando la potencia activa entregada al sistema y dependiendo de la tecnología utilizada el consumo de potencia reactiva. Debido a esto la generación eólica es tomada por varios autores como una carga negativa.

Como el objetivo de la corrida del flujo continuado es calcular el límite de potencia eólica en el punto de conexión, se asume que ese punto es el único con variación en el sistema, por lo que el valor de P_{S0} para el generador conectado en el nodo 1 es cero, además el incremento de potencia activa es contrario al incremento de la carga, siendo P_{D0} negativo, en este caso de -2MW, o sea, se aumentará la generación en ese punto 2 MW cada vez, sin embargo la potencia reactiva sigue el sentido de la carga, siendo Q_{D0} 0.85 Mvar, al igual que en el caso anterior. Lo que significa que el aerogenerador conectado a ese punto estará generando una potencia activa de 2 MW y consume 0.85 MVAR, o sea, estará trabajando a un factor de potencia 0.92 capacitivo. Los Resultados del flujo continuado muestran que el margen de carga λ es de 15. Siendo las nuevas P_L y Q_L de -10 MW y de 13.6 Mvar respectivamente. El signo menos indica que en el nodo 2 debido a la generación eólica es posible suplir toda la carga y aportar al sistema 10 MW de generación, por lo que la capacidad total del parque eólico que puede conectarse en el nodo 2 es de 30 MW con un factor de potencia de 0.92 inductivo, a medida que mejora el factor de potencia aumenta la capacidad que puede instalarse de generación eólica en el nodo dos.

Sin embargo utilizando el flujo continuado para calcular cuál es el LPE no se tiene en cuenta la variación de la frecuencia. Pero se utiliza como complemento el método de Producción Mínima de Potencia Activa, que partiendo de la ecuación del balance de las potencias:

$$\sum P_G = \sum P_D + \sum \Delta P \quad (6)$$

Donde P_G , P_D y ΔP representan la potencia activa generada, la demanda del sistema y las pérdidas del mismo.

Si se introdujera la potencia producida por la generación eólica (P_W), la ecuación quedaría de la siguiente manera:

$$\sum P_G = \sum P_D + \sum \Delta P - \sum P_W \quad (7)$$

Si se despeja P_W y se incluyen en una sola variable (P_L) la demanda de la carga y las pérdidas del sistema:

$$\sum P_W = \sum P_L - \sum P_G \quad (8)$$

Por lo que (según el análisis de los autores) el LPE será cuando la demanda de la carga y la generación de los generadores convencionales son mínimas.

Los generadores convencionales no pueden operar por debajo del valor de potencia mínima. Este valor mínimo se puede calcular según los autores en [2], multiplicando el valor nominal de la potencia del generador por un factor, llamado factor mínimo técnico y denominado C_T , y que depende de factores como el consumo de combustible, los requerimientos de mantenimiento, la edad del generador, entre otros. El valor de C_T se encuentra entre un 30 y un 50 % para unidades que consumen combustibles pesados como el fuel oil, y entre un 20 y un 35 % para aquellas que trabajan con diesel.

Por lo que el valor de potencia eólica obtenida de la fórmula limitaría (en caso necesario) por frecuencia en estado estacionario al resultado obtenido con el flujo continuado. Tomando el ejemplo anterior y efectuando la ecuación 8, teniendo como C_T un valor del 20 %, el valor de P_W es de 15 MW. El resultado del LPE según el análisis de flujo continuado fue de 30 MW, sin embargo el LPE que podría conectarse sería de 11.25 MW, pues un valor superior traería problemas en la frecuencia del sistema. Reduciendo el LPE obtenido por el análisis de flujo continuado a la mitad de su valor.

Como ya se ha explicado el flujo continuado se implementaría para cada nodo por separado, donde el único incremento será el correspondiente a la generación eólica en el nodo a analizar, el resto de los nodos del sistema, ya sean cargas o generación no experimentarán incremento alguno.

SISTEMA ELÉCTRICO DE LA ISLA DE LA JUVENTUD

La Isla de la Juventud es un municipio especial que pertenece a la Isla de Cuba, y que se encuentra al sur, en la zona occidente del país, y es la isla más grande después de la isla principal. La Isla de la Juventud posee un sistema eléctrico independiente, dicho sistema tiene una configuración radial y con 100% de generación distribuida. Está formado por cinco circuitos principales de 34,5 kV mediante los cuales se suministra energía a las siete subestaciones de distribución. El monolineal del sistema se muestra en la figura 3.

El sistema cuenta con cinco grupos electrógenos MAN de 3,6 MW cada uno, donde cuatro se encargan de la generación base del sistema y el otro se queda como reserva (en caso de rotura o mantenimiento de los que trabajan continuamente). Hay instalado además unidades más nuevas del tipo MTU de 1.9 MW en lugares aislados que permite mejorar la calidad del servicio en la zona correspondiente, así como asegurar el servicio ante situaciones de emergencia y apoyar a los MAN a cubrir la carga en demanda máxima. El sistema tiene interconectado un parque eólico desde febrero del 2007, con una capacidad total de 1,65 MW. La demanda máxima es aproximadamente 18 MW mientras que la mínima es de 6 MW [15-16].

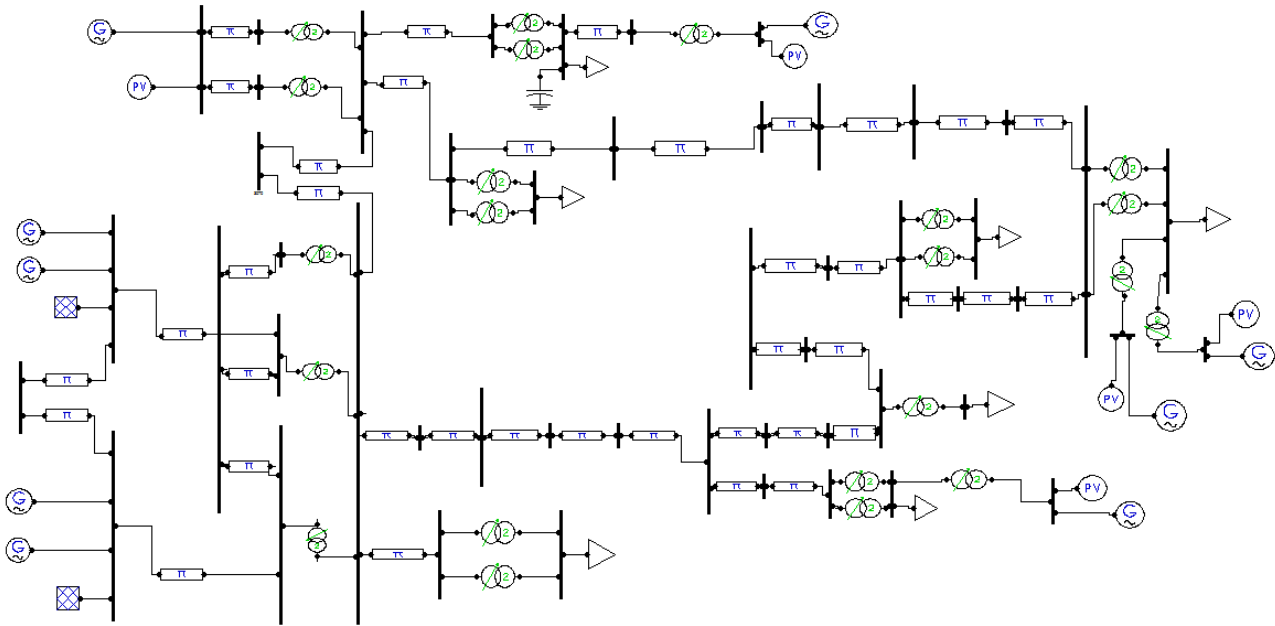


Fig. 3. Monolineal del Sistema Eléctrico de la Isla de la Juventud.

APLICACIÓN DEL MÉTODO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA ISLA DE LA JUVENTUD

El software utilizado para las simulaciones del flujo continuado fue el Power System Analysis Toolbox (PSAT). El PSAT es un software libre sobre MatLab y sirve para ejecutar flujos de potencia, además de realizar análisis de la respuesta de los sistemas de potencia ante averías, análisis dinámicos, etc. Este programa crea un estado estacionario de las variables del sistema a partir del flujo de carga el cual se toma como base para realizar cualquier análisis posterior. Una mayor información sobre el PSAT se encuentra en [14].

El método se aplicó a cada subestación por separado, tanto en demanda máxima como mínima. Para la introducción de la generación eólica se analizaron tres variantes. Donde la potencia nominal de los generadores eólicos fueran de 150, 275 y 400 kW. Se trabajó además con tres factores de potencia para cada caso, estos fueron de 0.96 y 0.98 inductivos, teniendo en cuenta la posible introducción de aerogeneradores de velocidad fija con compensación por bancos de condensadores; y un factor de potencia unitario, que representa a un aerogenerador de velocidad variable.

En la tabla 1, se muestra el incremento λ de potencia activa y reactiva para cada variante sobre la base de 100 MW.

| Tabla 1. Incrementos utilizados en el estudio. | | | |
|--|-----|-----|-----|
| Potencia Activa (kW) | 150 | 275 | 400 |
| Potencia Reactiva (kvar) | 43 | 80 | 117 |
| | 30 | 56 | 81 |
| | 0 | 0 | 0 |

En la figura 4, se muestra para una subestación el comportamiento de la tensión contra el incremento λ cuando la potencia activa es de 150 kW con un factor de potencia de 0.96. El sistema se encuentra trabajando en demanda máxima.

Como se observa en el gráfico el incremento total es de más de 200, sin embargo esto sería sin tener en cuenta ninguna de las restricciones del sistema, si estas se tienen en cuenta, el incremento sería de solo 34. Que representaría una potencia eólica instalada de 5,1 MW en esa subestación, ya que si aumenta este valor el límite de corriente por las líneas excedería los valores permitidos.

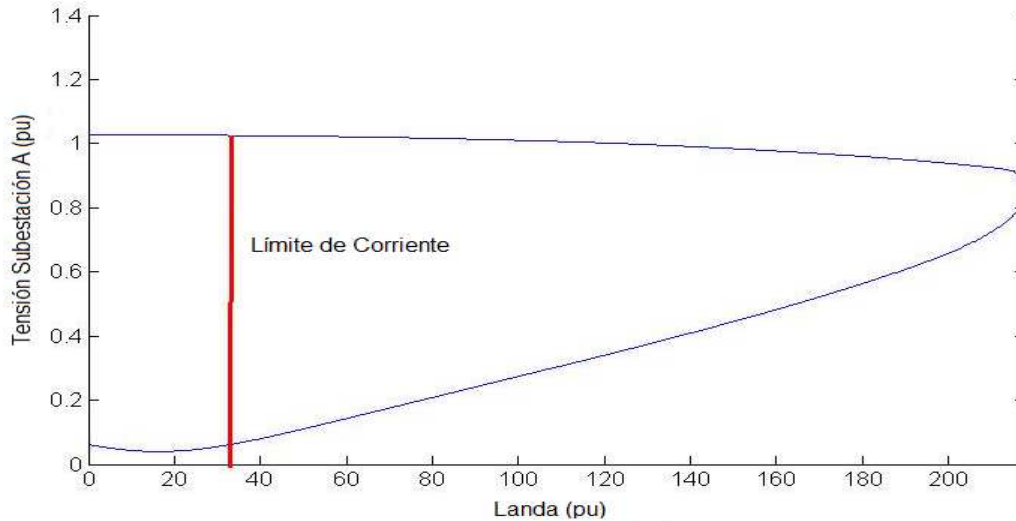


Fig. 4. Comportamiento de la tensión contra el incremento de la carga en una subestación.

En la figura 5, se muestra una comparación entre la demanda mínima y máxima para otra subestación, donde la generación eólica fue de 275 kW con un factor de potencia unitario. En el caso de la llamada subestación C se observa que la demanda mínima permite un menor incremento de potencia antes de llegar al punto crítico y perder estabilidad. No obstante la limitación por corriente en ambos casos es similar y está muy por debajo del incremento sin restricciones. El límite por corriente se alcanza en demanda máxima para un valor de λ de 9.8, que representa 2.7 MW de potencia eólica.

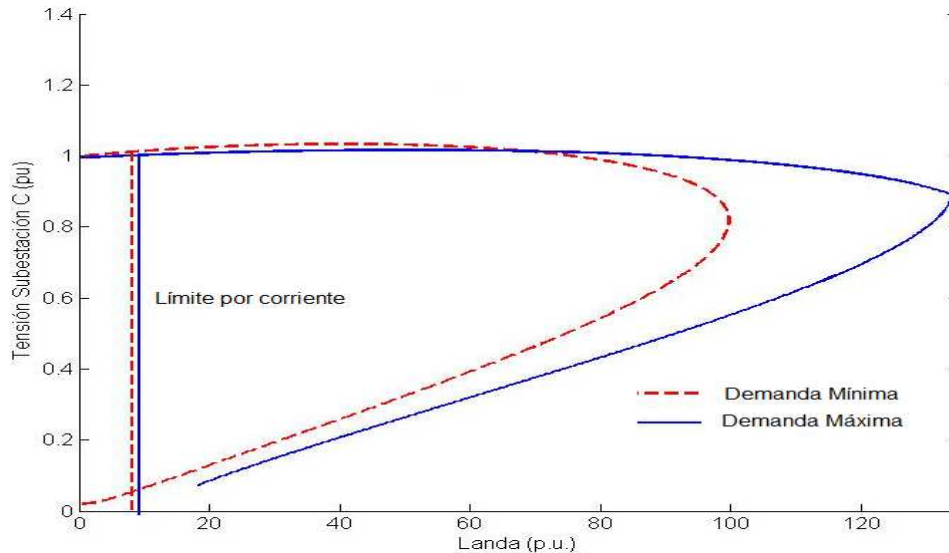


Fig. 5. Comparación entre las demanda máxima y mínima ante un mismo incremento de la carga.

Sin embargo la peor condición es en demanda mínima con una λ de 7.35, que en términos de energía eólica sería un valor de 2 MW. Por lo que el LPE en la subestación C obtenido usando flujo continuado es de 2 MW. Para analizar la validez del ajuste del flujo continuado para el cálculo del límite de potencia eólica, se fue incrementando la generación en cada subestación, hasta que el sistema sobrepasara algún límite, y ese valor se comparó con el obtenido del flujo continuado. En la tabla 2, se muestra los resultados de la comparación, siendo la generación eólica de 400 kW con un factor de potencia de 0.98.

| Tabla 2. Resultados del método para aerogeneradores de 400 kW con un $f_p=0.98$. | | | | | | | |
|---|----------------|-----------|----------------|-----------|------------------------------------|----------|-----------|
| Nodo | Demanda Máxima | | Demanda Mínima | | P por Ajuste Flujo continuado (MW) | LPE (MW) | Error (%) |
| | λ | Condición | λ | Condición | | | |
| Sub A | 12,95 | I max | 13,65 | I max | 5,2 | 5,1 | 1,54 |
| Sub B | 13,3 | I max | 13,65 | I max | 5,3 | 5,3 | 0,38 |
| Sub C | 6,65 | I max | 4,4 | I max | 1,8 | 1,69 | 3,98 |
| Sub D | 26,95 | I max | 21,7 | I max | 8,7 | 8,6 | 0,92 |
| Sub E | 37,8 | I max | 32,55 | I max | 13,0 | 12,9 | 0,92 |
| Sub F | 7,7 | I max | 6,65 | I max | 2,7 | 2,57 | 3,38 |
| Sub G | 15,75 | I max | 12,95 | I max | 5,2 | 5 | 3,47 |

Los resultados en la tabla 2, muestran que el factor que limita la introducción de energía eólica al sistema es la corriente por las líneas de transmisión cercanas al punto de interconexión. Aunque en el resto de los casos la corriente es la mayor limitante, hay algunos casos donde el LPE lo restringe la tensión en el nodo de interconexión.

En la mayoría de los casos la peor condición es cuando el sistema trabaja en demanda mínima, aunque no es una regla, por lo que hay que realizar el flujo continuado para los dos casos.

El error obtenido de comparar el resultado obtenido por el flujo continuado, con el obtenido de aumentar la generación en el sistema hasta obtener el LPE (usado solo como comprobación) es menor del 5% en todos los casos, lo que se considera un resultado más que satisfactorio.

Para completar el método faltaría realizar el cálculo según el Método de Producción Mínima de Potencia Activa. En demanda mínima trabajan en el sistema tres grupos electrógenos MAN, si se utiliza la ecuación 3, se toma C_T como un 35% (peor condición) y sabiendo que la demanda mínima es de 5.6 MW. Se obtiene que el LPE según este método es de 1,82 MW.

En este caso este valor limitaría todos los resultados obtenidos en cada una de las subestaciones, al encontrarse todos ellos por encima de este valor. Sin embargo, si se fuera menos riguroso y se tomara C_T como un 20% (condición más favorable), se obtiene que el LPE es de 3.44 MW. Donde limita los valores obtenidos en cinco de las siete subestaciones analizadas, pero no en las otras dos, por lo que en esas dos el LPE sería el obtenido según el análisis de flujo continuado.

CONCLUSIONES

El ajuste del flujo continuado para el cálculo del LPE es sencillo y de fácil aplicación, ya que solo se necesitan los datos del sistema en estado estacionario y no los modelos dinámicos. Además puede aplicarse solamente al nodo de interconexión del parque eólico, o extender su aplicación a varios nodos, pudiendo hacer por separado o en conjunto. El error obtenido, que se encuentra en todos los casos por debajo de un 5% es significativo y habla a favor del ajuste.

REFERENCIAS

- [1] PAPATHANASSIOUA, S. A.; BOULAXIS, N. G., "Power limitations and energy yield evaluation for wind farms operating in island systems". *Renewable Energy*. 2006, vol.31, p. 457– 479.
- [2] JIN-WOO, P.; YOUNG-HO, P.; *et al.*, "Instantaneous wind power penetration in Jeju Island ". *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, IEEE 2008. July 2008, p. 1-7, ISSN 1932-5517
- [3] ABDELKADER, S. M.; FLYNN D., "Graphical determination of network limits for wind power integration". *Generation, Transmission & Distribution*, IET. 2009, vol.3, n.9, p. 841-849.
- [4] Le, H. T.; Santoso, S., "Analysis of Voltage Stability and Optimal Wind Power Penetration Limits for a Non-radial Network with an Energy Storage System". *Power Engineering Society General Meeting*, IEEE. 2007, p. 1-8, ISSN 1932-5517.
- [5] MARIOTTO, L.; PINHEIRO, H. *et al.*, "Determination of the Static Voltage Stability Region of Distribution Systems with the Presence of Wind Power Generation". *International Conference on Clean Electrical Power*, ICCEP '07. May 2007, p. 556-562.
- [6] NGUYEN TUNG, L., "Voltage stability analysis of grids connected wind generators". *Conference on Industrial Electronics and Applications*. ICIEA 2009. 4th IEEE. May 2009, p. 2657-2660.
- [7] ATWA, Y. M.; EL-SAADANY, E. F., "Probabilistic approach for optimal allocation of wind-based distributed generation in distribution systems". *Renewable Power Generation*, IET. January 2011, vol.5, n.1, p. 79-88, ISSN 1752-1416.
- [8] BAYEM, H.; CAPELY, L.; *et al.*, "Probabilistic study of the maximum penetration rate of renewable energy in an island network". *PowerTech*, IEEE Bucharest. June 2009, p. 1-5.
- [9] ZHAO, M.; CHEN, Z.; *et al.*, "Probabilistic capacity of a grid connected wind farm". *31st Annual Conference on Industrial Electronics Society*, IECON 2005. IEEE. November 2005.
- [10] NASER, I. S.; GARBA, A.; *et al.*, "Impact of wind generation on voltage stability in low-voltage distribution networks". *Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. *Proceedings of the 44th International*. September 2009, p. 1-5.
- [11] OCHOA, L. F.; HARRISON, G. P., "Minimizing Energy Losses: Optimal Accommodation and Smart Operation of Renewable Distributed Generation". *Transactions on Power Systems*, IEEE. February 2011, vol.26, n.1, p. 198-205, ISSN 0885-8950.
- [12] QIANGHUA, F.; LE, M.; *et al.*, "The Calculation of wind power penetration limit Based on DC power flow algorithm". *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*. Asia-Pacific. March 2010, p. 1-4.
- [13] MILANO, F., "Power System Analysis Toolbox". *Documentación para el PSAT*. Versión 2.0.0 β, Marzo 8, 2007.
- [14] KUNDUR, P., "Power System Stability and Control". New York: John McGraw-Hill. 1993, p.1012-1019.
- [15] SANTOS FUENTEFRÍA, A.; ZAMORA LARA, M., "Estudio preliminar del sistema híbrido (SH) diesel – eólico de la Isla de la Juventud". [Tesis de Diploma para optar por el título de Ingeniero Electricista dirigida por Miguel Castro], Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL), Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, La Habana, Cuba, 2007.
- [16] 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.

AUTORES

Ariel Santos Fuentefría

Ingeniero Electricista. Profesor Instructor, Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas, CIPEL, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, La Habana, Cuba.
e-mail: asfuentefria@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

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