

# Estudio Comparativo de Algoritmos de Búsqueda del Punto de Máxima Potencia en Sistemas de Generación Eólica

José Álvaro Frutos Martínez, Sergio Cortes Gutiérrez, Oscar Carranza Castillo, Rubén Ortega Gonzalez

Escuela Superior de Cómputo, Instituto Politécnico Nacional, Av. Juan de Dios Batiz S/N, Col. Lindavista, Del. Gustavo A. Madero, 07738, D.F., México, email: homero\_900601@hotmail.com, sorgi\_wcg8@hotmail.com, [ocarranzac@ipn.mx](mailto:ocarranzac@ipn.mx), [rortegag@ipn.mx](mailto:rortegag@ipn.mx)

## Resumen

Este artículo hace una revisión y estudio del estado del arte de los algoritmos para la obtención de la máxima potencia para los sistemas de generación eólica empleando generadores síncronos de imanes permanentes. Debido a la naturaleza continuamente cambiante del viento, es esencial incluir un controlador capaz de obtener la máxima potencia sin importar éstos cambios. Los métodos que han sido desarrollados para la obtención de máxima potencia pueden ser ampliamente clasificados en dos tipos: de lazo cerrado y lazo abierto; siendo éste último el más abordado debido a su naturaleza de realimentación. Es por ello que se han desarrollado distintos algoritmos derivados de los mismos, los más utilizados son el de perturbar y observar, búsqueda de la máxima pendiente, búsqueda por tabla, control de ángulo de cabeceo, por lógica difusa, redes neuronales y sistemas adaptativos, los cuales se abordan en éste artículo.

**Palabras Clave:** Algoritmo de Búsqueda del Punto de Máxima Potencia, Sistema de generación Eólica, Perturbar y Observar

## XV. Introducción

En los últimos años, la energía eólica se ha convertido rápidamente en un auge de la tecnología para la generación de energía renovable, debido a sus beneficios ambientales, sociales y económicos. Los avances en las tecnologías del manejo de los generadores y los controles de interconexión a red han incrementado la viabilidad de una mayor obtención de energía eólica en el sistema. Los estudios han demostrado que la potencia eólica instalada en la capacidad de generación en el mundo se ha incrementado a más del 30% al año durante la última década, y que podría abastecer el 12% la demanda eléctrica del mundo para el año 2020 [1]. Aunque los sistemas de energía eólica tienen un inferior costo de instalación y de mantenimiento en comparación con otras energías renovables, el costo total del sistema y por lo tanto la relación del costo / kW puede

reducirse aún más mediante el uso de convertidores energéticos de alta eficiencia, junto a los generadores de velocidad variable. En comparación con las de funcionamiento a velocidad constante, las turbinas eólicas de velocidad variable proporcionan una mejor generación de energía. Recientemente, un gran esfuerzo se ha hecho en el uso de generadores de velocidad variable a bajas velocidades de accionamiento directo para eliminar la caja de cambios. Tradicionalmente, una caja de cambios se utiliza para un generador a bajas velocidades con sistemas de generación a altas velocidades. Es importante desarrollar métodos de control avanzados para extraer la máxima producción de potencia de las turbinas de viento. Para tal propósito, una gran cantidad de algoritmos para la obtención de la máxima potencia (MPPT por sus siglas en inglés) se han desarrollado a lo largo de los años. Los métodos desarrollados varían en

la técnica utilizada, complejidad, los sensores que necesitan, la velocidad de convergencia, requisitos de memoria, el rango de eficacia, etc. Si bien, en términos generales, los algoritmos para MPPT se clasifican en tres tipos, muchas variaciones se han propuesto en los últimos 30 años. Por lo tanto, se ha vuelto difícil determinar si el método propuesto recientemente o el ya existente, es el apropiado para un sistema dado.

## XVI. Sistema de Generación Eólico

La potencia mecánica de un aerogenerador en un momento dado, depende de la relación específica de la turbina ( $\lambda$ ) [2], que se define como la tasa entre la máxima velocidad del rotor de turbina y la velocidad del viento. La máxima eficiencia de conversión de energía en una turbina se produce en un  $\lambda$  particular para una velocidad del viento y un ángulo de paso particular de las aspas. Por lo tanto, cuando cambia la velocidad del viento, debe de cambiar la velocidad del generador a fin para extraer la máxima potencia. La ecuación (1) da la relación entre el poder extraído de la turbina y las variables de la turbina.

$$P_{Turbina} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad (1)$$

Donde  $\rho$  es la densidad del aire.  $A$  es el área de sección transversal,  $v$  es la velocidad del viento,  $C_p$  es el coeficiente de potencia proporcionado por una función polinomial:

$$C_p = a + b\lambda + c\lambda^2 + d\lambda^3 + e\lambda^4 + f\lambda^5 \quad (2)$$

Dónde:

$\lambda = \frac{r\omega_m}{v_\omega}$ ,  $r$  =radio de la pala,  $\omega_m$  = velocidad del generador y  $v_\omega$  es igual a la velocidad del viento,  $a, b, c, d, e$  y  $f$  son los coeficientes de la función polinomial.

La Fig. 1 muestra la variación de la potencia de la turbina a diferentes velocidades del viento en función de la velocidad del generador. Se puede observar que por cada velocidad del viento, existe una velocidad del generador en particular en el que la potencia disponible es máxima. El problema considerado por varios métodos de MPPT es determinar la velocidad óptima del generador correspondiente a la velocidad del

viento en los que una máxima captura de energía puede ser obtenida.

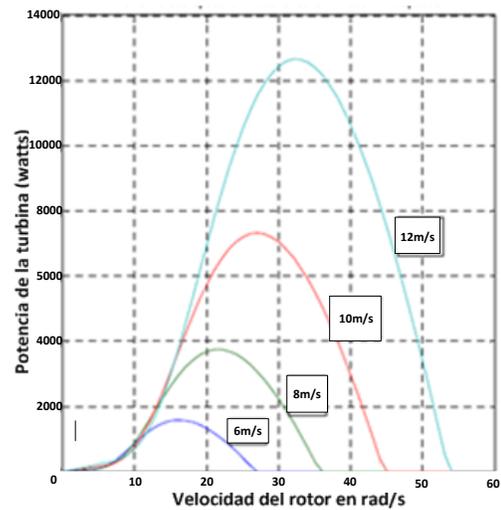


Fig. 1 Características de potencia contra velocidad a varias velocidades del viento

Las técnicas de seguimiento de máxima potencia se encargan de definir el punto de operación de los sistemas de control de manera que se alcance la máxima energía disponible del viento en todo momento. Estas pueden ser clasificadas en función a la estructura de control en dos grandes familias. La primera de ellas, son las de bucle abierto, que se encargan de medir la velocidad del viento y fijar el punto de operación, bien sea el par o la velocidad de rotación de la turbina eólica. El otro grupo importante de éstas técnicas son las de bucle cerrado, que consisten en un lazo de control realimentado y pueden tener como variable controlada el par o la velocidad de la turbina eólica en función de la potencia eléctrica generada, potencia que puede ser medida o estimarse con cierta fiabilidad.

## XVII. Tipos de MPPT

### a) MPPT de bucle abierto.

Esta técnica se encarga de medir la velocidad del viento y definir el punto de operación del sistema de control, donde el algoritmo MPPT fija la velocidad de referencia del lazo de control para cada velocidad del viento. Con un conocimiento previo del modelo dinámico, es posible predecir la velocidad de rotación que maximiza la potencia de salida. También es necesario medir la

velocidad de rotación del sistema mecánico. La estructura de control puede utilizarse en algunas aplicaciones con control de par, en el que el algoritmo MPPT define el par de referencia al resto del sistema de control [3]. Esta técnica presenta varios inconvenientes que la hacen poco usada en sistemas de generación de energía eólica para baja y mediana potencia, una de ellas está fundamentada en que la medición de la velocidad del viento debe ser realizada en las proximidades de la turbina, con lo que la medición puede verse afectada por las turbulencias producidas por la misma. Otro inconveniente importante que tiene la técnica de bucle abierto, es que el desempeño de la misma depende del modelo matemático de la turbina utilizada, por lo que las dinámicas no estudiadas e incertidumbres que pueda tener el modelo pueden causar la ineficiencia de la técnica. En muchos casos, el beneficio obtenido con esta técnica en sistemas de pequeña potencia no justifica su uso.

#### **b) MPPT en bucle cerrado**

Las técnicas en lazo cerrado, se fundamentan en la realimentación de variables de interés del sistema de control que puedan aportar de manera directa o indirecta la potencia entregada de la turbina eólica al Generador síncrono de imanes permanentes (PMSG por sus siglas en inglés).

Una de las técnicas MPPT a lazo cerrado más utilizadas es la llamada: de perturbación y observación (P&O)[4][5], que básicamente impone un cambio de consigna en los lazos de control de par o velocidad según sea el caso, y observa la respuesta del sistema, de manera que, si la potencia del sistema tras perturbar alcanza a ser mayor a la anterior, la operación de fijar una nueva referencia en el mismo sentido es realizada continuamente, de lo contrario, el sentido de la perturbación es opuesto.

Para la aplicación de esta técnica no es necesario conocer de manera precisa el modelo dinámico del sistema mecánico, sólo se necesita una aproximación del tiempo de respuesta del sistema, a fin de determinar el tiempo de actualización de las variables de referencia,

parámetros que inciden directamente sobre el desempeño de la técnica MPPT.

### **III. Técnicas de MPPT**

En términos generales, los algoritmos del MPPT se clasifican en tres tipos: Relación de control de la velocidad óptima (TSR) [4], señal de realimentación de potencia (PSF) [4], búsqueda basada en la escala de la máxima curva (HCS). El método de control TSR regula la velocidad del generador de la turbina de viento para mantener una óptima TSR y requiere la medición tanto de la velocidad del viento como la velocidad de la turbina. La TSR óptima para una determinada velocidad del viento es obtenido a partir de las características del generador de la turbina y varía de un sistema a otro. El control PSF requiere el conocimiento de la curva de máxima potencia de la turbina, obtenida para una velocidad de la turbina a través de simulaciones anteriores o las pruebas de la turbina individuales y la velocidad de referencia se obtiene a través de la curva. Podría verse que tanto el control del TSR y el control de PSF requieren un conocimiento amplio de la turbina y la medición de velocidad del generador y/o velocidad del viento, lo que aumenta el número de los sensores y la complejidad del control. Esto hace que la implementación práctica del algoritmo sea cara y difícil de poner en práctica. Para superar estas dificultades, métodos basados en HCS se han propuesto [6], en el que el algoritmo continuamente realiza la búsqueda de la potencia pico de la turbina de salida mediante la variación de la velocidad/par del generador y basado en el cambio en la dirección de la potencia, determinando la variación siguiente. Aunque cada uno de estos tres métodos tiene sus propios méritos y desventajas, una serie de variaciones de estos métodos se han propuesto en los últimos años utilizando diferentes técnicas que se ocupan de estos temas, de los cuales se desarrollarán los siguientes:

#### **a) Perturbar y observar**

Es una técnica de optimización matemática usada para la búsqueda de los puntos máximos de una función dada. Es ampliamente utilizado en los

sistemas de generación eólica. Éste método está basado en perturbar un parámetro de control mediante pequeños escalones y observar los cambios en la función objetivo hasta que la pendiente se vuelve cero. Como se muestra en la Fig. 2, si el punto de operación está a la derecha del punto máximo, el controlador mueve el punto de operación hacia la derecha para acercarse al punto máximo y viceversa.

Hay varias opciones para éste método: algunos autores perturban la velocidad del generador y observan la potencia mecánica. Otros monitorean la potencia eléctrica de salida del generador y perturban el voltaje de entrada o una de las variables del convertidor: como el ciclo de trabajo, corriente de entrada o el voltaje de entrada del inversor [4].

Como el método P&O no necesita un conocimiento previo de las curvas características del generador, es un sistema independiente, simple y flexible. Falla al alcanzar los puntos máximos de potencia bajo rápidas variaciones de velocidad. Más aún, el problema de escoger el tamaño del escalón no es una tarea fácil; mientras que grandes escalones se traducen en un tiempo de respuesta rápido también hacen al sistema menos eficiente, por otra parte, escalones pequeños mejora la eficiencia sacrificando la velocidad de convergencia.

El tiempo de actualización, debe ser seleccionado igual o superior al tiempo en que la respuesta ante un escalón del lazo de control de velocidad alcance un estado estable, pues de lo contrario, la acción de control puede ser incorrecta. También es necesario tener una aproximación sobre la ganancia del sistema a lazo abierto, para determinar el tamaño de la perturbación o escalón en la perturbación del P&O.

Esta técnica tiene la desventaja de que el sistema está continuamente perturbado, produciendo oscilaciones en las variables de control, este problema se incrementa cuando se presenta alta inercia en el sistema mecánico [7].

### b) Búsqueda de la máxima pendiente

El proceso de la búsqueda de la máxima pendiente para una máxima extracción de la energía se explica mediante la Fig. 3.

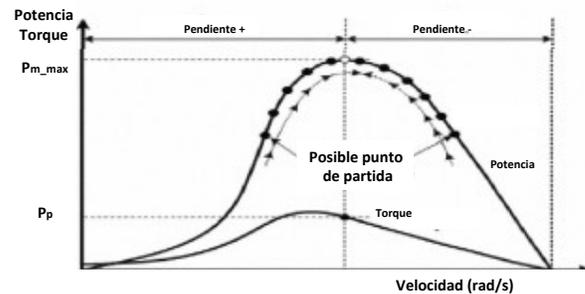


Fig. 2 características de potencia de salida y torque de un generador eólico para el método P&O

Supongamos que un generador eólico se pone en funcionamiento a la izquierda del punto A. La velocidad del generador se incrementa y la correspondiente potencia de salida del generador se calcula.

Este proceso continúa hasta que la pendiente de potencia se vuelve cero, señalando que la cima de la pendiente (o el punto de máxima potencia) es alcanzado, que en la Fig. 3 corresponde con el punto a la derecha del punto A. Sin embargo, si la potencia de salida disminuye en comparación con el paso anterior, entonces la velocidad del generador disminuye y la búsqueda continúa en la dirección opuesta [6].

Con el fin de poder utilizar la máxima pendiente efectiva de los sistemas de inercia, ciertas modificaciones tienen que hacerse. A efectos de la explicación del algoritmo propuesto, una turbina de velocidad variable del viento conectada a un PMSG es considerado. La potencia eléctrica de salida está dado por:

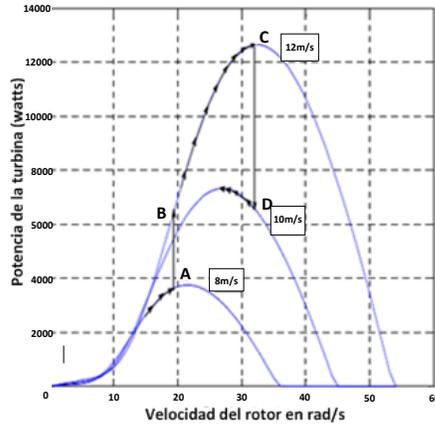


Fig. 3 Proceso de la búsqueda de máxima pendiente

$$P_g = P_m - J\omega \frac{d\omega}{dt} \quad (3)$$

Donde  $P_g$  es la potencia de salida generada,  $P_m$  es la potencia mecánica de entrada del generador.  $J\omega \frac{d\omega}{dt}$  es la potencia almacenada como inercia en la máquina. Ahora, si la relación de cambio de la velocidad del generador  $\frac{d\omega}{dt}$  en la ecuación superior se mantiene constante, la relación de cambio de la potencia del generador está dado entonces por:

$$\frac{dP_g}{dt} = \frac{dP_m}{dt} - JA^2 \quad (4)$$

Asumiendo la relación de cambio de la potencia mecánica  $\frac{dP_m}{d\omega}$  está dado también por la constante  $B$ , la ecuación anterior puede ser escrita como:

$$\frac{dP_g}{dt} = BA - JA^2 \quad (5)$$

La relación óptima del incremento de cambio de velocidad del generador  $\frac{d\omega}{dt}$  puede determinarse de la pendiente  $B$ , y mantenerse constante. Una vez que la pendiente  $B$  disminuye a determinado nivel, en comparación con el valor anterior, la ecuación (6) se evalúa de nuevo y una nueva 'A', o sea, una relación del incremento de velocidad del generador es determinada. De esta manera, la inercia del generador se tiene en cuenta a la hora de la determinación de la longitud del paso óptimo del algoritmo de máxima pendiente, y por lo tanto, el punto de máxima potencia se alcanza a un ritmo más rápido en comparación con el algoritmo tradicional [8]. Cuando la velocidad del viento cambia, ya que la velocidad del

generador no puede cambiar instantáneamente debido a la inercia del sistema, el par del generador (y por lo tanto la corriente) cambia de repente. Este repentino cambio en la corriente es reconocido por el algoritmo como un cambio en la velocidad del viento y la velocidad óptima antes del generador. Una relación de crecimiento se utiliza para la siguiente iteración y la ecuación (6) es resuelta.

Cuando la pendiente velocidad-potencia de la turbina es reducida al 70% del valor inicial, la nueva longitud de paso óptima es determinada otra vez y el proceso continúa [6].

### c) Búsqueda por tabla

Varios de los artículos proponen utilizar primordialmente los conocimientos del sistema de generación de energía eólica obtenida a partir de simulaciones o pruebas de campo [9][10]. La velocidad de convergencia del algoritmo y el rendimiento depende del conocimiento de las características del sistema y su precisión para diferentes velocidades. Mientras que algunos algoritmos requieren la medición de la velocidad del viento para generar una correspondiente velocidad óptima del generador, otros se basan en la generación de la referencia óptima de las señales del generador medido.

La curva de la potencia del generador y la curva de la potencia óptima del generador se muestran en la Fig. 4. Las curvas se calculan basadas en un circuito equivalente que tenga en cuenta el control del voltaje del convertidor y los elementos que intervienen en el sistema. En cualquier parte en que la máxima curva de potencia del generador está por encima de la curva de máxima potencia del generador, el generador es capaz de capturar toda la potencia disponible del viento. La Fig. 4 muestra cómo el generador, es ahora, capaz de seguir de cerca la curva óptima de la potencia del generador en un amplio rango de velocidad del viento en comparación con la curva de potencia de un generador de una turbina fijado a una velocidad del viento dada, la potencia de salida puede ser limitada a fin de no exceder el límite del generador.

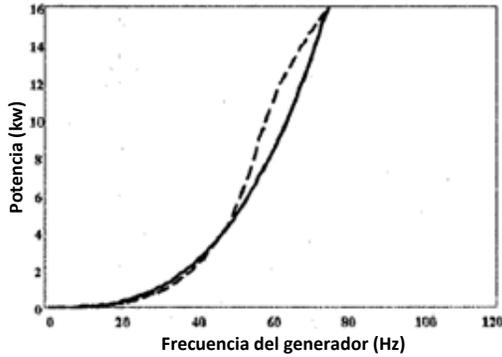


Fig. 4 Búsqueda por tabla

#### d) Control del ángulo de cabeceo

En grandes turbinas de viento, el control de cabeceo se utiliza a menudo para regular el flujo de energía, especialmente cuando la velocidad del viento está por encima de la velocidad nominal. De bajas a medias velocidades de viento, el ángulo de paso se controla para permitir que la turbina eólica pueda operar en su estado óptimo y en la región de alta velocidad del viento, el ángulo de inclinación es aumentada para contrarrestar algo de la potencia aerodinámica que está limitada por la tasa de inclinación.

En tal caso, nuestra primera prioridad es mantener la potencia de salida de la turbina constante e igual a la carga definida por un sistema de cambio, establecida de acuerdo con la velocidad del viento disponible. Para lograrlo bajo diferentes velocidades de viento, la capacidad del sistema de control debe ser utilizado en cooperación con el control del sistema de AC/DC/AC. Las ventajas económicas debido a la ausencia de dispositivos de almacenamiento de energía son evidentes [11].

El concepto es simple: si  $V_{DC}$  es mucho menor que  $V_{DC,ref}$  ( $V_{DC,er}$  positivo), entonces más potencia debe ser entregada a la carga de la velocidad del viento en particular, lo que significa que el ángulo de inclinación se debe disminuir. Por el contrario, si  $V_{DC}$  es mucho mayor que  $V_{DC,ref}$  ( $V_{DC,er}$  negativo), entonces el ángulo se debe aumentar para que la energía del viento se limite. A medida que la velocidad del viento nunca es constante, las pequeñas fluctuaciones, deben ser ignoradas por el sistema

de control, así que cuando  $V_{DC}$  es o un poco menor o un poco mayor que  $V_{DC,ref}$  ( $V_{DC,er}$  cero), entonces el ángulo es el mismo [12].

Este sistema tiene una entrada, la velocidad del viento medida ( $V_w$ ), que se filtra ( $V_{wa}$ ), por lo que el promedio real de alteraciones de la velocidad del viento es utilizado. En términos generales, el suministro de un paso de carga  $n$  corresponde a una velocidad del viento mínima  $V_{wn}$ . Si  $V_{wa}$  supera  $V_{w(n+1)}$  por un período de tiempo  $t_{pl}$ , El nuevo paso de carga  $n + 1$  se inserta. De lo contrario, si  $V_{wa}$  se hace menor que  $V_{wn}$  entonces un menor paso de carga  $n - 1$  es suministrado [12].

#### e) Control de lógica difusa

Mientras que el método P&O alcanza una independencia en el control de una característica predefinida con una simplicidad considerable, puede sufrir de errores bajo condiciones específicas. Así pues, la aplicación del control por lógica difusa puede ser aplicada donde el método P&O ha fallado en cambios bruscos en la velocidad del viento.

Como la potencia de la turbina es igual a la energía de la línea (suponiendo que un estado de equilibrio sin pérdidas en el sistema), el torque/velocidad de las curvas de la turbina, puede ser traducido a las curvas de la línea de Potencia ( $P_o$ ) - velocidad del Generador ( $\omega_r$ ), como se muestra en la Fig. 5. Para un determinado valor de la velocidad del viento, la función de controlador difuso (FLC-1) [7] es buscar en el generador una velocidad hasta que el sistema se instala en la condición de máxima potencia de salida. Para la velocidad del viento  $V_w$  de la Fig. 5, la potencia de salida será A si la velocidad del generador es  $\omega_{r1}$ . El controlador alterará la velocidad de paso hasta alcanza la velocidad  $\omega_{r2}$ , donde la salida de potencia es máxima a B. Si la velocidad del viento se decremento a  $\omega_{r2}$ , la potencia de salida saltará a D. A continuación, FLC-1 traerá el punto de operación a E mediante la búsqueda de la velocidad  $\omega_{r4}$ . El perfil de descenso de la velocidad del viento a  $\omega_{r3}$  también se indica. Con

un incremento de la velocidad, la Potencia producida  $P_o$  se calcula.

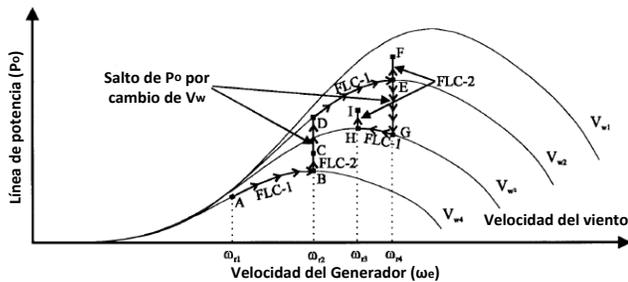


Fig. 5 Control difuso mostrando la optimización de la potencia

Si  $\Delta P_o$  es positivo con el último  $\Delta \omega_r$  positivo, indicada en la figura en el valor por unidad de  $L\Delta \omega_r (PU)$ , la búsqueda continúa en la misma dirección.

Por otro lado,  $+\Delta \omega_r$  causa una  $-\Delta P_o$ , la dirección de la búsqueda es invertida. Las variables  $\Delta P_o$ ,  $\Delta \omega_r$  y  $L\Delta \omega_r$  se describen por funciones de pertenencia y la tabla de reglas. En la ejecución del control difuso, las variables de entrada son difuminadas, las reglas de control válidas son evaluadas y combinadas, y la última salida es “defuzzificada” para convertir el valor. El viento y la histéresis del torque puede dirigir la búsqueda de quedar atrapado en un mínimo, por lo que a la salida de  $\Delta \omega_r$  se añade a una cierta cantidad de  $L\Delta \omega_r$  con el fin de dar algo de impulso para continuar con la búsqueda y para evitar tales mínimos locales. El regulador trabaja en una base por unidad, de modo que la respuesta es insensible a las variables del sistema y el algoritmo es universal a cualquier sistema. La escala de factores KPO y KWR, como se muestra en las ecuaciones 8 y 9, se generan en función de la velocidad del generador de manera que el control se convierte en algo insensible a la variación de velocidad. Las expresiones de factor de escala se dan, respectivamente [13],

$$KPO = a_1 \omega_r \quad (6)$$

$$KWR = a_2 \omega_r \quad (7)$$

Donde  $a_1$  y  $a_2$  son los coeficientes constantes que se derivan de los estudios de simulación. Dichos coeficientes son la conversión de la velocidad y potencia en sus valores por unidad. Las ventajas

del control difuso son evidentes. Proporciona el tamaño de paso de adaptación en la búsqueda que lleva a la convergencia rápida, y el controlador puede aceptar señales imprecisas y ruidosas. La operación FLC-1 no necesita información de la velocidad del viento, y su tiempo real basado en búsqueda no es sensible a la variación de los parámetros del sistema.

## f) Red Neuronal

El algoritmo de cálculo de la velocidad del viento se basa en una función no lineal inversa, que es descrito en la Fig. 6. La aplicación de la función inversa de una búsqueda en la tabla dará como resultado un valor complejo y que requiere mucho tiempo de cálculo, lo que reduce el rendimiento del sistema. La Red Neuronal (ANN por sus siglas en inglés) se convierte en una técnica ideal para resolver este problema. Una ANN supervisada se utiliza para implementar la alta estimación precisa de la velocidad del viento. El programa de formación propuesto se muestra en esa misma figura [14]. En este esquema, los datos de la muestra  $P_m$  se producen a partir de la ecuación de potencia de la turbina con muestras de la velocidad del generador y la velocidad del viento preseleccionadas. La velocidad del generador y las muestras de potencia entonces se recombinan entre 10 000 pares de datos  $(\omega_r(i), P_m(i, j) | i = 1 \dots 100, j = 1 \dots 100)$ , que se emplean como la matriz de insumo de la red neuronal. Las entradas de la ANN, como la potencia de la turbina  $P_m$  y el generador de velocidad  $\omega_r$ , se pueden generar a partir de la potencia del generador  $P_e$  y la frecuencia eléctrica sincrónica [14]  $\omega$  como:

$$\omega_r = \frac{2}{p} \omega \quad (8)$$

$$P_m = J \omega_r \frac{d\omega_r}{dt} + P_e \quad (9)$$

La operación derivada se lleva a cabo por una “aproximación derivada” para evitar la sensibilidad al ruido. La potencia de salida del generador  $P_e$  se puede derivar de las corrientes y los voltajes del generador.

El concepto del control de la máxima extracción de potencia con un coeficiente de la curva de

potencia fijo se ilustra claramente en la Fig. 5 e implementada aquí. Con la velocidad del viento estimada por la ANN la referencia de la velocidad del generador será obtenida con una ganancia  $K = \lambda_{opt}/r_m$ .

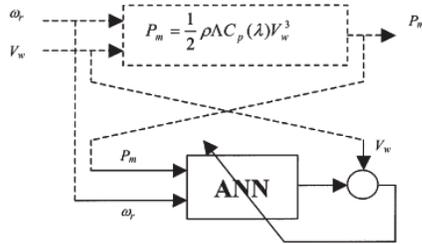


Fig. 6 Diagrama de búsqueda por red neuronal

El coeficiente de potencia puede tener un error derivado del tiempo y variable en el ambiente. La característica clave de este método consiste en generar las curvas de pseudo-potencia [14]. Estas curvas se utilizan para determinar el comando de la velocidad del generador correspondiente  $\omega_r^*$ .

### g) Adaptativo

El algoritmo MPPT adaptativo consta de dos ciclos: i) en el Ciclo de Detección de cambio (CDL) y ii) Ciclo de Punto de Ajuste de Operación (OPAL). El algoritmo de función de adaptación se logra mediante una amplia programación y una tabla de consulta programable que son entrenados por OPAL y utilizada por CDL [15]

#### 1) Ciclo de Detección de cambio (CDL)

CDL se ejecuta inicialmente y siempre que un cambio en el viento la velocidad se detecta. Sus principales tareas son para controlar los cambios de la velocidad del viento, determinar un punto de máxima potencia aproximada, e iniciar la ejecución del OPAL en su caso.

Durante el inicio, el algoritmo calcula inicialmente  $\omega_{ref}$  usando  $\lambda$ , donde  $\lambda = 7$ ;  $\lambda_{opt}$  para una turbina de viento de 3 palas es sugerido que sea de 7. La velocidad del viento,  $v_w(n)$  entonces se mide y se compara con el valor almacenado previamente,  $v_w(n-1)$ . Si la diferencia,  $\Delta v_w$  es de  $\pm 0,07$  m / s (0,252 km / h), entonces la velocidad del viento se considera relativamente estable, por lo que no se toman

nuevas medidas por CDL y OPAL será ejecutado el próximo ciclo. Sin embargo, si  $|\Delta v_w|$  es mayor que el umbral especificado, CDL buscará a través de la tabla de búsqueda (Programada por OPAL) para ver si la velocidad del viento está dentro de los  $\pm 0,07$  m / s de velocidad del viento registrada. Si se encuentra, entonces la correspondiente  $\omega_{opt}$  registrada se utiliza como velocidad de referencia y OPAL se omitirá. De lo contrario,  $\omega_{ref}$  es calculada con cualquiera de los  $\lambda_{new}$  actualizados (Determinado por OPAL) o el  $\lambda$  inicial, y el OPAL ejecutará a continuación un ciclo para ajustar aún más a  $\omega_{ref}$  hacia el punto óptimo. Para hacer al algoritmo robusto frente a los efectos de inercia debido a una cambio de viento repentino, que suspende los ajustes a  $\omega_{ref}$  hasta que el sistema vuelve al estado estacionario.

#### 2) Ciclo de Punto de Ajuste de Operación (OPAL)

Este proceso se ejecuta cuando se manifiesta por CDL. Su tarea principal es ajustar el punto de funcionamiento del sistema hacia la velocidad del generador óptimo  $\omega_{opt}$ , Utilizando un método de búsqueda de una pendiente modificada (HCS) y el para entrenar a la memoria adaptable.

El concepto detrás del método de HCS es determinar la variación de potencia ( $\Delta P$ ) con respecto al cambio en la velocidad del generador. Se puede observar a partir de las características de potencia contra velocidad en la Fig. 7 que en el punto de máxima potencia,  $dP/d\omega = 0$ . Así que la idea principal es ajustar la velocidad del sistema hasta que se haya detectado que la condición  $dP/d\omega = 0$  se cumple [15].

La función de adaptación se realiza mediante una tabla look-up programable y una amplia programación que son entrenados por actualizarla cada vez que un  $\omega_{opt}$  se determina para una nueva velocidad del viento. La tabla de búsqueda se actualiza mediante el almacenamiento de la  $\omega_{opt}$  determinada y la velocidad del viento correspondiente a la memoria. La matriz, por otra parte, se actualiza mediante el almacenamiento del  $\lambda_{opt}$  calculado de  $\omega_{opt}$  y los valores de la

velocidad del viento. El promedio de los valores  $\lambda$  registrados en la matriz se convierten en  $\lambda_{new}$  (un aproximado de la real  $\lambda_{opt}$ ) para la próxima iteración [15].

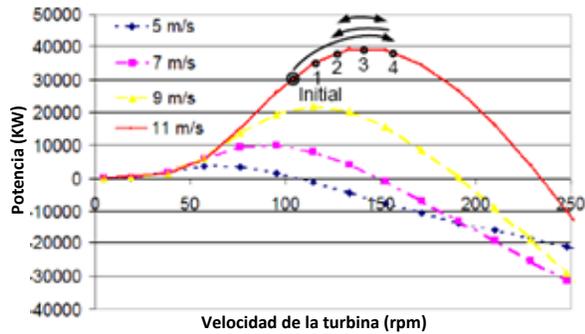


Fig. 7 Gráfica de potencia contra velocidad de la turbina

El proceso de determinación del punto óptimo se acelera por la función de adaptación como la tabla de búsqueda permite a los sistemas para obtener de inmediato la  $\omega_{opt}$  para una velocidad del viento recurrente. La matriz también acelera el proceso al permitir que el CDL obtenga una precisión justa de la  $\omega_{ref}$ , de manera que un mínimo ajuste de OPAL es requerida [15].

### XVIII. Resultados

Las técnicas de lazo cerrado son más utilizadas en aplicaciones de energías renovables ya que depende de las variables de salida para su realimentación; tales como la potencia, para ello, la técnica de perturbación y observación (P&O) es siempre la más utilizada ya que consiste en perturbar de manera continua la variable de referencia del control y observar el comportamiento del sistema hasta obtener la máxima potencia disponible.

Esta técnica tiene la desventaja de que el sistema está continuamente perturbado, produciendo oscilaciones en las variables de control, este problema se incrementa cuando se presenta alta inercia en el sistema mecánico.

Técnica	Complejidad	Velocidad de convergencia	Prioridad de entrenamiento	Requerimientos de memoria	Medición de la velocidad del viento	Potencia	Desempeño bajo condiciones variables del viento
Búsqueda de la máxima pendiente	Simple	Depende	NO	No/ mínimos	NO	Baja /Media	Moderado
Búsqueda por tabla	Simple	Rápido	Si	Altos	Si	Depende	Alto
Control del ángulo de cabeceo	Media	Lento	Si	Altos	Si	Baja/media	Bajo
Lógica difusa	Alta	Rápido	Si	Altos	Depende	Depende	Alto
Red neuronal	Alta	Rápido	Si	Altos	Depende	Depende	Alto

Tabla 1. Tabla comparativa de los diferentes tipos de algoritmos MPPT

Es de destacar que la categorización para la obtención de los MPPT se hizo basada en la metodología empleada en la generación de la señal de referencia (voltaje/torque/velocidad) y la técnica utilizada. La diferencia entre muchas de las variantes propuestas en los algoritmos se encuentra en el número de sensores necesarios, el tipo y método de generación de las señales de referencia, con lo que se hace una comparativa en la tabla 1.

De todos los métodos mencionados anteriormente no son excluyentes, por lo que a menudo pueden encontrarse combinaciones entre los métodos descritos [16][17].

Cabe señalar que existen otros métodos para MPPT como el de control de la corriente por PWM, Newton-Raphson, control de realimentación ( $dP/dV$  ó  $dP/dI$ ), por conductancia incremental, reconfiguración matricial, entre otras, cuya aplicación está más empleada para el uso de energía fotovoltaica.

### XIX. Conclusiones

Este estudio permite analizar a detalle varios algoritmos de búsqueda del punto de máxima potencia que se emplean en sistemas de generación eólica, cada uno tiene diversas ventajas y desventajas que se presentan en este artículo, sin embargo, dependiendo de las necesidades del sistema de generación eólica, se selecciona un determinado algoritmo. Los resultados arrojan un comparativo de los algoritmos donde se considera la complejidad, la velocidad de convergencia, la prioridad de entrenamiento, requisitos de memoria, medición de la velocidad del viento y el desempeño bajo de variaciones de la velocidad del Viento.

## XX. Referencias

- [1] Shravana Musunuri, H. L. Ginn III, "Comprehensive Review of Wind Energy Maximum Power Extraction Algorithms". IEEE, 978-1-4577-1002-5/11, 2011, Pág. 1-5.
- [2] Andrew M. Knight, Glenn E. Peters. "Simple Wind Energy Controller for an Expanded Operating", IEEE transactions on energy conversion, vol. 20, no. 2, junio 2005 Pág. 460-461.
- [3] Luis Gerardo González Morales, "Mejora de la eficiencia y de las prestaciones dinámicas en procesadores electrónicos de potencia para pequeños aerogeneradores sincrónicos operando en régimen de velocidad variable" Universidad de Valencia, Mayo 2011.
- [4] Majid A. Abdullah, A.H.M. Yatim, Chee Wei, Tan, "A Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms for Wind Energy System" IEEE, 978-1-4577-13 54-5/11/ 2011 Pág 2-4.
- [5] Tan K, Islam S, Optimum Control Strategies in Energy Conversion of PMSG Wind Turbine System Without Mechanical Sensors, IEEE Trans Energy Conversion 2004;19(2):392-399
- [6] Shravana Musunuri, H. L. Ginn III, "A Fast Maximum Power Extraction Algorithm For Wind Energy Systems", IEEE, 978-1-4577-1002-5/11, 2011, Pág 2-5.
- [7] C. Patsios, A. Chaniotis, M. Rotas and A.G. Kladas, "A Comparison of Maximum-Power-Point Tracking Control Techniques for Low-Power Variable-Speed Wind Generators", IEEE, 978-1-4244-5152-4/09/ 2009, Pág 2-4.
- [7] Raza, K.S.M. Goto, H. Hai-Jiao Guo Ichinokura, O. "A novel speed-sensorless adaptive hill climbing algorithm for fast and efficient maximum power point tracking of wind energy conversion systems ", IEEE No. 2008, pp 628-633.
- [8] Iosif Szeidert, Octavian Prosteau, Ioan Filip, Cristian Vasar, "Determination of Synchronous Generator's Efficiency and of Wind Turbine's Mathematical Models based on the Usage of Regression Functions" ,IEEE 978-1-4244-7395-3/10, 2010, Pág. 2-3.
- [9] T. Thiringer and J. Linders, "Control by variable rotor speed of a fixedpitch wind turbine operating in a wide speed range," IEEE Trans. Energy Conv., vol. EC-8, 6 Sept. 1993. pág. 520-52
- [10] N. A. Schinas, N. A. Vovos, G. B. Giannakopoulos, An Autonomous System Supplied Only by a Pitch-Controlled Variable-Speed Wind Turbine, IEEE, VOL. 22, NO. 2, JUNE 2007, Pág 2-4.
- [11] Jianzhong Zhang, Ming Cheng, Zhe Chen, Xiaofan Fu, "Pitch angle control for variable speed wind turbines", DRPT2008 6-9 April 2008 Nanjing China
- [13] Marcelo Godoy Simoes, Bimal K. Bose, and Ronald J. Spiegel, "Fuzzy Logic Based Intelligent Control of a Variable Speed Cage Machine Wind Generation System", IEEE, VOL. 12, NO. 1, 1997 Pág. 3-6.
- [14] Hui Li, K. L. Shi, and P. G. McLaren, "Neural-Network-Based Sensorless Maximum Wind Energy Capture With Compensated Power Coefficient", IEEE, VOL. 41, NO. 6, 2005, Pág. 1551-1553.
- [15] Joanne Hui, Alireza Bakhshai, "A New Adaptive Control Algorithm for Maximum Power Point Tracking for Wind Energy Conversion Systems", IEEE, 978-1-4244-1668-4/08/ 2008, Pág. 4003-4006.
- [16] YuZou, Malik Elbuluk, Yilmaz Sozer, "Stability Analysis of Maximum Power Point Tracking (MPPT) Method in Wind Power Systems", IEEE, 978-1-4244-9500-9/11/ 2011, Pág. 2-5.
- [17] Whei-Min Lin, Chih-Ming Hong, Ting-China Ou, Kai-Hung Lu, Cong-Hui Huang, "An Intelligent Maximum Power Tracking Control Strategy for Wind-Driven IG System using MPSO Algorithm", IEEE, 978-1-4244-2853-3/09/2009, Pág. 1659-1661.

## XXI. Autores

**José Álvaro Frutos Martínez** estudiante de octavo semestre de la carrera de Ingeniería en Sistemas Automotrices en la Escuela Superior de Cómputo del Instituto Politécnico Nacional, Becario PIFI.

**Sergio Cortes Gutiérrez** es estudiante de octavo semestre de la carrera de Ingeniería en Sistemas Automotrices en la Escuela Superior de Cómputo del Instituto Politécnico Nacional, Becario PIFI.

**Dr. Oscar Carranza Castillo** es Ingeniero en Comunicaciones y Electrónica, con especialidad en Electrónica en la ESIME del Instituto Politécnico Nacional, es Maestro en Ciencias en Ingeniería Electrónica con especialidad en Instrumentación en la ESIME del Instituto Politécnico Nacional y obtuvo su ISBN: EN TRÁMITE

doctorado en ingeniería electrónica en enero del 2012 en la Universidad Politécnica de Valencia. Desde 1999 es Profesor Investigador en la Escuela Superior de Cómputo de tiempo completo su área de especialidad es electrónica de potencia aplicada energías renovables. Becario COFAA.

**M. en C. Ruben Ortega Gonzalez** es Ingeniero en Eléctrica, en la ESIME del IPN, es Maestro en Ciencias en Ingeniería en Sistemas en la ESIME del IPN y esta estudiando su doctorado en ingeniería electrónica en la Universidad Politécnica de Valencia. Desde 1997 es Profesor Investigador en la Escuela Superior de Cómputo de tiempo completo su área de especialidad es electrónica de potencia aplicada energías renovables. Becario COFAA.