

Universidad Nacional de San Juan – Instituto de Energía Eléctrica
Programa de Doctorado en Ingeniería Eléctrica

ELECTRONICA DE POTENCIA
APLICACIONES EN VINCULACIÓN DE
GENERACIÓN DISPERSA A LA RED.

Trabajo de Evaluación – Módulo III

Modelado de Aerogeneradores



Gerardo A. Blanco Bogado

Diciembre 2006

Generalidades

Todas las energías renovables (excepto la energía geotérmica) vienen, directa o indirectamente del sol. La energía del sol está calculada en aproximadamente 174.000 TW.

La Energía Eólica es una energía renovable proveniente del calentamiento no uniforme del planeta por los rayos solares y por el movimiento de rotación de la tierra. Estos fenómenos causan el movimiento de las masas de aire, dando origen a los vientos.

Solo el 35% de toda la energía solar fluye cerca de la superficie terrestre, cerca del 2% de toda la energía solar que llega a nuestro planeta es convertida en energía cinética de los vientos, lo que representa decenas de veces más de que la energía solar aprovechada en la fotosíntesis de las plantas.

Solo 10 % de del viento generado por el sol puede ser utilizado en la producción de energía, esto debido a su velocidad. (4-25 m/s = 15-90 km/h).

A partir de esto, la energía disponible si fuese aprovechada toda la energía utilizable del viento, estaría alrededor de los 75 Gtep (tep = tonelada equivalente de petróleo) = 876.000 TWh/año = 100 TW, teniendo en cuenta que el consumo mundial de electricidad en el año 2002 fue de alrededor de los 109.300 TWh/año, resulta más que evidente la gran potencialidad de este recurso primario.

El año pasado el sector global de la energía eólica, registró un año récord. Durante el 2005 se instalaron en más de 30 países un total de 11.531 MW de nueva capacidad. Esto representó un aumento del 40,5 % anual y un crecimiento acumulado del 24 %. Así a finales de 2005, la capacidad instalada mundial de la energía eólica había llegado a los 59.084 MW. Actualmente, la energía eólica ya está establecida como fuente de energía, en más de 50 países alrededor del mundo. Los países con la mayor capacidad instalada total son Alemania (18.428 MW), España (10.027 MW), los EEUU (9.149 MW), la India (4.430 MW) y Dinamarca (3.122 MW). Otros países como Italia, el Reino Unido, los Países Bajos, China, Japón y Portugal, ya han alcanzado el umbral de 1.000 MW.

. (GLOBAL WIND ENERGY OUTLOOK 2006)

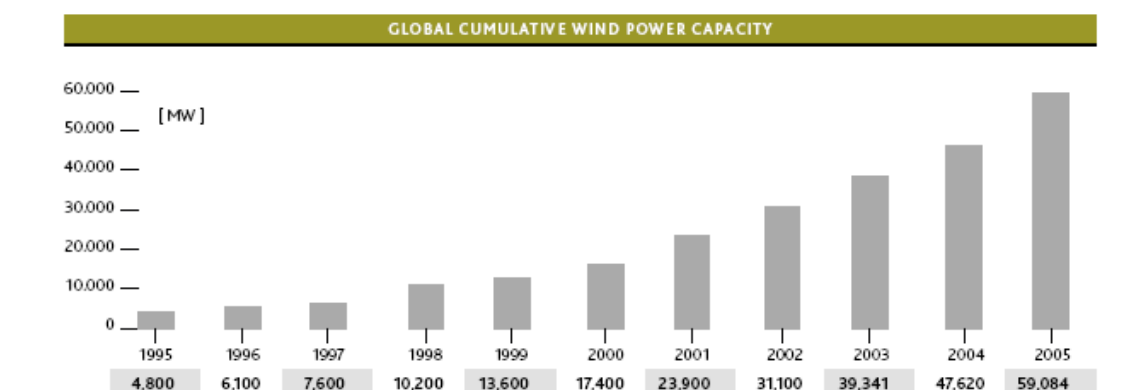


Fig. G.1 Potencia Eólica Instalada acumulada anualmente.

PARTE 1**Aerogeneradores. Estado del Arte**

Aerogeneradores: Equipamientos que realizan la conversión de la energía cinética contenida en los vientos en energía eléctrica, entregándola a la red en sus terminales de salida.

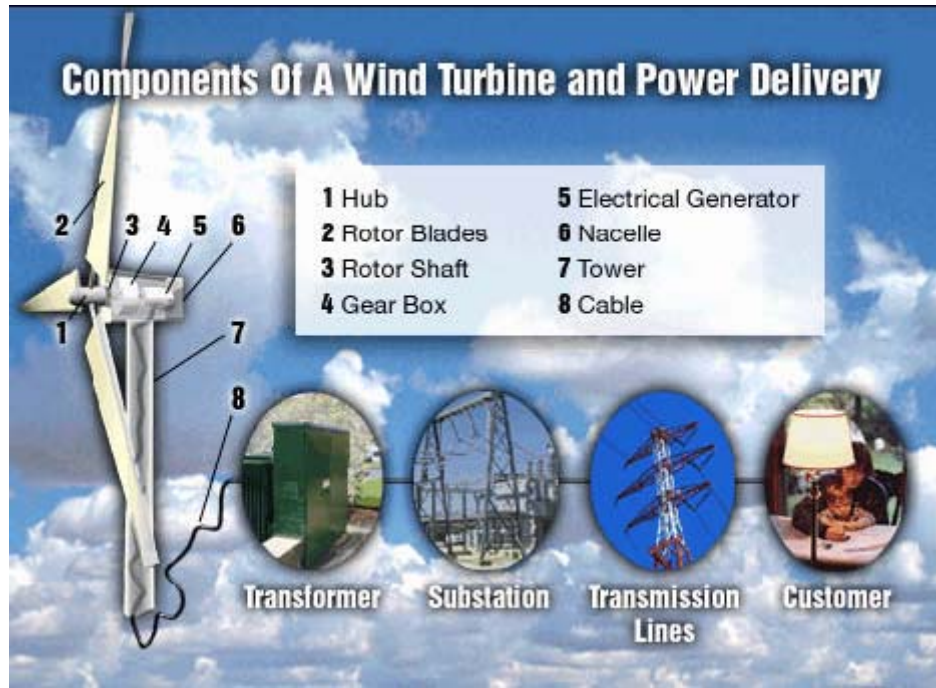


Fig. 1.1. Componentes de una turbina eólica.

Principio de Físico Funcionamiento.

- Hipótesis iniciales para el estudio del Flujo. (Hipótesis de Rankine):
 - o Flujo Unidimensional
 - o Densidad Constante (fluido incompresible), viscosidad nula y flujo laminar.
 - o Velocidad constante a través del rotor.
 - o Distribución de presiones constantes

De manera general, un aerogenerador está constituido principalmente por la turbina eólica, el multiplicador mecánico, el generador eléctrico u por sistemas de conexión y control.

La turbina eólica es un dispositivo para extraer la energía cinética del viento. Por la remoción de esta energía cinética, la masa del aire que atraviesa el disco del rotor, debe disminuir su velocidad.

Asumiendo que la masa de aire afectada permanece separada del aire que no atraviesa el disco del rotor, una superficie de frontera ficticia puede ser definida conteniendo la masa de aire afectada y sus límites pueden ser extendidos aguas arriba y aguas abajo del disco del rotor, formando un tubo de flujo de sección transversal circular. Consideramos que no fluye aire por los límites y que el flujo de masa del aire circula a través del tubo de flujo se mantendrá constante a lo largo del dicho tubo. Dado que el aire dentro de este, va disminuyendo su velocidad, y lo consideramos como

incompresible, la sección transversal del tubo debe expandirse para acomodarse al movimiento lento del aire.

Aunque se extrae la energía cinética del flujo de aire, un cambio escalonado súbito en la velocidad no es posible, debido a las enormes aceleraciones y fuerzas que esto requeriría.

La presencia de la turbina causa que el aire que fluye a través del rotor, gradualmente disminuya su velocidad de tal manera que cuando alcanza al disco del rotor su velocidad sea inferior que la velocidad del aire que no se ve afectado por el rotor. El tubo de flujo se expande como resultado de la desaceleración del aire, y la presión estática del aire aumenta absorbiendo el decremento de la energía cinética, dado que aun no ha sido realizado trabajo alguno, sobre o por el aire.

Como el aire pasa a través del disco del rotor, por diseño, existe un descenso en la presión estática, tal que, a la salida del mismo, el aire esta por debajo del nivel de presión atmosférica. El aire entonces procede aguas abajo (downstream) con velocidad y presión estática reducida. Eventualmente, en puntos distantes del disco del rotor, aguas abajo (downstream), la presión estática retorna a niveles atmosféricos. Así, entre puntos lejanos aguas arriba (upstream) y puntos lejanos aguas abajo (downstream), la presión estática no cambia, existiendo sin embargo reducciones en la energía cinética.

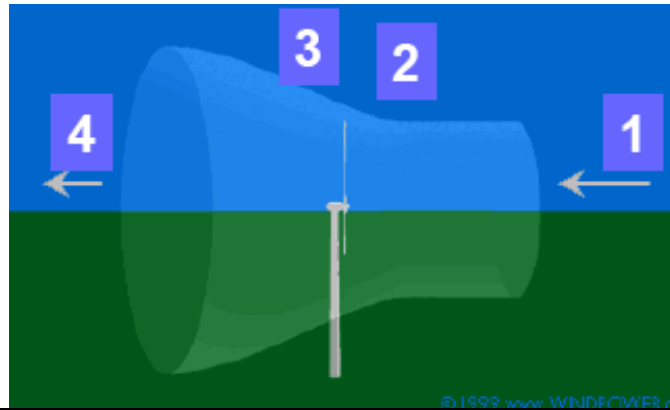


Fig. 1.2 Sistema de análisis aerodinámico en un aerogenerador.

A partir de la ecuación de continuidad de flujo tenemos que:

$$\begin{aligned} \dot{m} &= \rho A_1 V_1 = \rho A_2 V_2 = \rho A_4 V_4 \\ V_1 &> V_2 > V_4 \Rightarrow A_1 > A_2 > A_4 \end{aligned} \quad (1.1)$$

Es usual, considerar que el disco del rotor induce una variación en la velocidad la cuál debe ser superpuesta a la velocidad del viento libre. La componente de la velocidad de este flujo inducido en el disco, está dado por $-a \cdot V_1$, donde a es llamado factor de inducción de flujo axial, en inglés *inflow factor*. En el disco, por lo consiguiente, la velocidad estaría dada por la expresión;

$$V_2 = V_1(1 - a) \quad (1.2)$$

Teoría del Momentum.

El aire que pasa a través del disco experimenta una variación global de su velocidad de $V_1 - V_4$ y la variación del momentum es igual al cambio global de la velocidad por el flujo de masa temporal.

$$F = \Delta Momentum = (V_1 - V_4) \rho A_d V_2 \quad (1.3)$$

La fuerza causada por este cambio de momento proviene enteramente de la diferencia de presiones a través del disco actuador por que el tubo de flujo está rodeado completamente por aire a presión atmosférica, la cuál ejerce una fuerza neta nula. Por lo tanto;

$$F = (p_2 - p_3) A_d = (V_1 - V_4) \rho A_d V_1 (1 - a) \quad (1.4)$$

Para obtener la diferencia de presión ($p_2 - p_3$) es aplicada la ecuación de Bernoulli para los puntos 1 y 3 del tubo de flujo, ecuaciones separadas son necesarias dado que la energía total es distinta entre dichos puntos. La ecuación de Bernoulli considera que, bajo estado estacionario, la energía total en el fluido, energía cinética, presión estática y potencial gravitacional, permanecen constantes, proveyendo ningún trabajo por, o del, fluido. Así para una unidad de volumen de aire,

$$\frac{1}{2} \rho V^2 + p + \rho gh = \text{constante} \quad (1.5)$$

Aguas arriba (*Upstream*) por lo tanto, tendríamos,

$$\frac{1}{2} \rho_1 V_1^2 + p_1 + \frac{1}{2} \rho_1 gh_1 = \frac{1}{2} \rho_2 V_2^2 + p_2 + \rho_2 gh_2 \quad (1.6)$$

Asumiendo el aire como fluido incompresible ($\rho_1 = \rho_d$) y horizontal ($h_1 = h_2$) entonces,

$$\frac{1}{2} \rho V_1^2 + p_1 = \frac{1}{2} \rho V_2^2 + p_2 \quad (1.7)$$

Similarmente, aguas abajo (*downstream*)

$$\frac{1}{2} \rho V_4^2 + p_4 = \frac{1}{2} \rho V_3^2 + p_3 \quad (1.8)$$

Considerando $V_2 = V_3$, dado que $A_2 = A_3$, y que $p_1 = p_4$, igual a la presión atmosférica, sustrayendo dichas ecuaciones obtenemos,

$$(p_2 - p_3) = \frac{1}{2} \rho (V_1^2 - V_4^2) \quad (1.9)$$

La ecuación (1.4) nos conduce a,

$$\frac{1}{2} \rho (V_1^2 - V_4^2) A_d = (V_1 - V_4) \rho A_d V_1 (1 - a) \quad (1.10)$$

$$V_4 = (1 - 2a) V_1 \quad (1.11)$$

Coefficiente de Potencia (C_p)

La fuerza del aire proviene de la ecuación (1.4),

$$F = (p_2 - p_3)A_d = 2\rho A_d V_1^2 a(1-a) \quad (1.12)$$

Como la fuerza esta concentrada en el disco actuador, el trabajo realizado por la fuerza es $F \cdot V_2$ y por lo tanto la potencia extraída desde el aire está dada por,

$$\text{Potencia} = FV_2 = 2\rho A_d V_1^3 a(1-a)^2 \quad (1.13)$$

El coeficiente de potencia esta entonces definida como,

$$C_p = \frac{\text{Potencia}}{\frac{1}{2}\rho V_1^3 A_d} \quad (1.14)$$

Donde el denominador representa la potencia disponible en el aire, en ausencia del disco actuador. Por lo tanto,

$$C_p = 4a(1-a)^2$$

El límite de Bezt

El máximo valor de C_p ocurre cuando,

$$\frac{dC_p}{da} = 4(1-a)(1-3a) = 0,$$

la cual da un valor de $a = \frac{1}{3}$.

Así,

$$C_{p_{\max}} = \frac{16}{9} = 0.593 \quad (1.15)$$

El máximo valor alcanzable del coeficiente de potencia es conocido como el Límite de Bezt. Esta restricción de eficiencia no es producto de una deficiencia de diseño, sino que es debido al comportamiento aerodinámico del disco actuador. No existen actualmente turbinas eólicas con eficiencias mayores que este valor. Las turbinas eólicas actuales poseen eficiencias del orden de 40-45%. Las mayores pérdidas en los casos reales son debidas a la viscosidad de arrastre en las palas y turbulencias en el flujo de aire debido al rotor.

Principio de funcionamiento técnico.

En la gran mayoría de los aerogeneradores, la turbina eólica opera con bajas rotaciones (i.e. 36 RPM). Por otro lado, el generador eléctrico normalmente opera con rotaciones más altas (i.e. 1.800 RPM). De modo a compatibilizar estas rotaciones, los

aerogeneradores utilizan un multiplicador mecánico de rotaciones, el cual es comúnmente conocido como caja multiplicadora. Este componente es entonces el responsable por la conversión de torque y velocidades, permitiendo que la energía mecánica sea entregada al generador en la rotación y torques apropiados. En algunos modelos de aerogeneradores, este componente es inexistente, siendo el acoplamiento entre la turbina eólica y el generador hecho directamente, o sea, el generador gira en la misma rotación de la turbina eólica.

La energía mecánica entregada por la etapa de transmisión mecánica es convertida en energía eléctrica por el generador eléctrico, el cual puede ser de inducción (tipo jaula de ardilla o de rotor bobinado) o también del tipo síncrono. Para máquinas con potencia en torno de 1 MW o menor, la tensión trifásica entregada por el generador situado entre 400 y 690 V; ya para máquinas con potencias superiores, la tensión de generación es del orden de los 2.400 V.

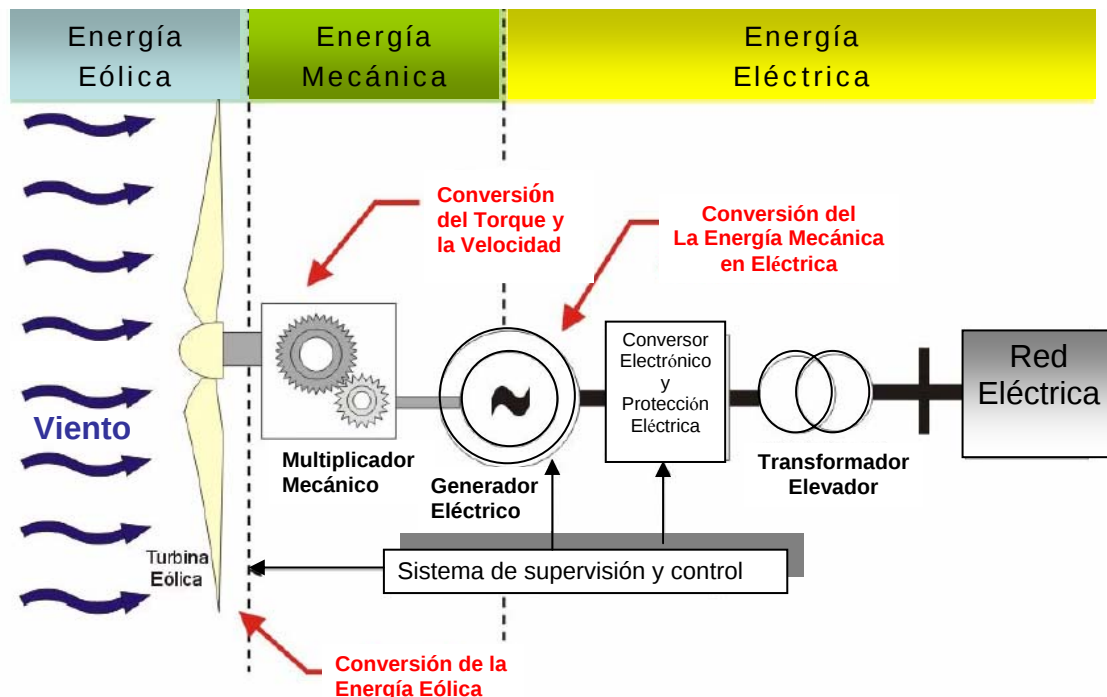


Fig. 1.3. Esquema general de funcionamiento de un aerogenerador.

En todos los casos, un transformador elevador compatibiliza los niveles de tensión de generación del aerogenerador con el nivel de tensión de la red de distribución, la cual normalmente opera entre 13.8 y 34.5 kV.

Cada aerogenerador, individualmente, posee un sistema de control principal que monitorea, optimiza y protege el aerogenerador de operaciones indebidas. El sistema de control monitorea las principales magnitudes mecánicas y eléctricas de la máquina. En el ejemplo, un sistema de pararrayos, protectores contra sobrecorriente y cortocircuito, protecciones contra sub y sobre tensión y finalmente, protecciones contra sobre y sub frecuencia. Sobre el comando del sistema de control también se encuentran los capacitores para compensación de energía reactiva o el sistema de conversión de potencia. Sea cual fuere el tipo de aerogenerador, este dispone necesariamente de un sistema de control para su operación correcta y estable.

Historia de la Tecnología de los Aerogeneradores

Los primeros aerogeneradores producidos en masa fueron utilizados en Alemania, en la construcción de sus primeros parques eólicos. Estos aerogeneradores fueron fabricados por el constructor alemán Allgaier en el inicio de los años 50, y fueron proyectados para brindar electricidad para haciendas distantes de la red pública de energía eléctrica. En las regiones costeras, estos aerogeneradores poseían potencia en la faja de los 10 kW. Ya en el interior del país, eran utilizados aerogeneradores de 6 kW de potencia. Estos aerogeneradores poseían rotores con 10 metros de diámetro, siendo que las palas que componen el rotor podían girar en torno de su eje. Las variaciones en el ángulo de la pala en relación al viento incidente permitía al aerogenerador regular la potencia extraída del viento. Algunas de estas turbinas se encontraban en operación hasta la década de los 90, alcanzando más de 40 años de operación.

En 1957, otro concepto de aerogenerador surgió en Dinamarca. El constructor danamarqués Gedser construyó en aquel año, un aerogenerador de 200 kW de potencia. El concepto utilizado fue el de una máquina de eje horizontal, con rotor compuesto de 3 palas posicionado en frente de la torre, conectado a una red eléctrica de corriente alternada trifásica. Una grande variedad de otros conceptos fueron desarrollados y testados desde entonces, principalmente en Dinamarca y en Alemania.

En el inicio de la década de los 60, el bajo precio de los combustibles fósiles, principalmente del petróleo, dejó a las tecnologías eólicas económicamente infactibles. Apenas las grandes crisis de abastecimiento energético, principalmente durante la Segunda Guerra Mundial y las crisis del petróleo de 1973 y 1979, imprimieron positivos impulsos para el desarrollo de esta tecnología.

Grandes esfuerzos fueron realizados en países como Alemania, Dinamarca y EEUU, en el sentido de desarrollar aerogeneradores de mayor potencia, de modo a aumentar la porción de suministro de energía eléctrica proveniente de la energía eólica en las redes eléctricas.



Fig. 1.4 Aerogeneradores con Turbinas Tipo Darrieus, con velocidad de rotación fija.

A inicio de los 90 las turbinas eólicas estandarizadas operaban con velocidad fija. Esta característica de velocidad, implica que las turbinas eólicas están acopladas a generadores de inducción (jaula de ardilla) la cuál está directamente conectada a la red. Desde 1993, unas pocas manufacturas reemplazaron el “tradicional” generador asíncrono en sus aerogeneradores, diseñándolos para generadores síncronos y otras inclusive generadores asíncronos con rotor bobinado. Desarrollos eléctricos incluyendo el uso avanzado de electrónica de potencia en el diseño de los sistemas de generación eólicos, introdujeron un nuevo concepto de control, llamado aerogeneradores de velocidad variable.

A mediados de los años 90 un nuevo concepto fue introducido por el danamarqués Riisager. El proyectó y construyó un aerogenerador de 22 kW utilizando componentes padronizados y más baratos como, por ejemplo, piezas de transmisión mecánica de automóviles y tractores. Esta nueva línea de diseño fue responsable de un gran salto en la producción en masa de aerogeneradores. De esta forma, un considerable aumento en la confiabilidad de estos equipamientos fue alcanzado, bien como un aumento progresivo en las potencias de los equipamientos fabricados, utilizando diferentes proyectos, variando tipos y costos. Esto propició el desenvolvimiento de

máquinas con potencia entre 500 y 1500 kW, presentando mejores disponibilidades y mayores retornos en las inversiones.

Durante las últimas dos décadas, la producción de aerogeneradores van creciendo en la potencia de los equipamientos (50 kW hasta 5 MW) y cantidad de equipamientos fabricados.

Durante la evolución de la industria de aerogeneradores, aparecieron modelos que utilizaban turbinas tipo Darrieus (fig.1.4). Estas máquinas no eran extremadamente simples en términos de estructura, no siendo de esta forma bien sucedida y no se estableció en el mercado mundial

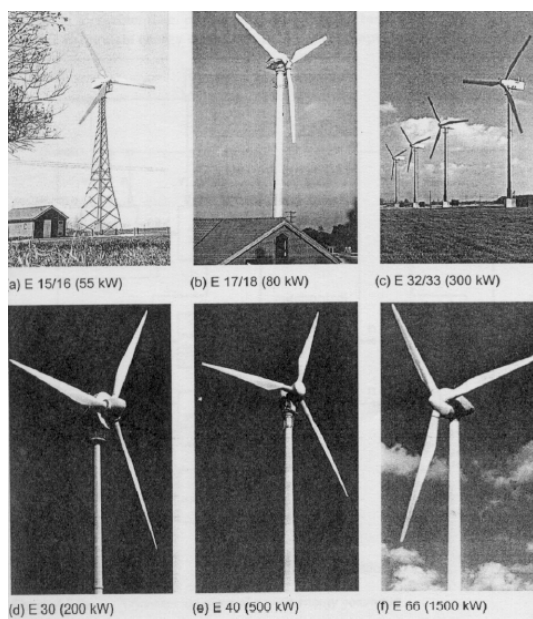


Fig. 1.5 Desarrollos de Enercon. Aerogeneradores de velocidad variable.

Otra línea tecnológica surge como tendencia futura en la industria de aerogeneradores mundial. Esta, utiliza máquinas de eje horizontal que dispensan la etapa multiplicadora mecánica de velocidades entre la turbina eólica y el generador eléctrico, denominada de *Gearless Wind Energy Converters*. Este concepto, desarrollado por la empresa alemana Enercon (fig. 1.5), fue testado por primera vez en su modelo de aerogenerador E-40 de 500 kW. En este aerogenerador, un generador eléctrico especialmente diseñado para este modelo es conectado directamente a la turbina eólica. De esta forma, la máquina es mecánicamente simplificada y como trabajan a baja rotación, el desgaste en los componentes mecánicos es menor. Enercon utiliza actualmente esta tecnología en todos sus modelos fabricados.

Panorama general de las topologías de los aerogeneradores

Los aerogeneradores disponibles actualmente en el mercado pueden ser agrupados en dos grupos básicos. El primer grupo está compuesto por los aerogeneradores que operan con velocidades de rotación aproximadamente constantes, o sea, utilizan la filosofía “Dinamarquesa”. En el segundo grupo, los aerogeneradores operan con velocidad de rotación variable, o sea, sus rotores pueden girar en cualquier velocidad dentro de la faja admitida.

Aerogeneradores de velocidades fijas.

Estos aerogeneradores operan con velocidades fijas independientemente de la velocidad de viento, la velocidad de rotación del rotor es fijada y determinada según la frecuencia de la red de suministro, la relación de engranajes y el diseño de generador.

Sus turbinas eólicas son normalmente acopladas a generadores de inducción (jaula de ardilla o rotor bobinado) y son directamente conectadas a la red, contando con un *soft-started*, para limitar la corriente durante la etapa de conexión, y bancos de capacitares para compensar la potencia reactiva.

Estos son diseñados para alcanzar una eficiencia máxima a una velocidad particular. Con el objetivo de incrementar la producción de potencia, los generadores de algunas turbinas eólicas de velocidad fija, están dotados de dos conjuntos de de arrollamientos;

uno usado a bajas velocidades de viento (típicamente 8 polos) y otro para medias y altas velocidades de viento (típicamente 4-6 polos).

Las principales ventajas de estos aerogeneradores constituyen su simplicidad y bajo costo de sus componentes eléctricos, posee menos partes y por lo tanto elevada confiabilidad. Además existe baja probabilidad de excitación de resonancia mecánica a la estructura, y al no contar con convertidores de frecuencia, no aparecen corrientes armónicas en el sistema eléctrico.

Entre las desventajas podríamos citar la incontrolabilidad del consumo de reactivos, esfuerzos mecánicos severos y limitada calidad del control de potencia. Dada la operación a velocidad fija, todas las fluctuaciones en la velocidad del viento son transmitidas como fluctuaciones en el torque mecánico y por lo tanto como fluctuaciones de la potencia eléctrica suministrada a la red. En el caso de redes débiles, las fluctuaciones de potencia, pueden producir grandes fluctuaciones de tensión, y por consiguiente, significativas pérdidas en las líneas de transmisión.

Aerogeneradores de velocidades variables.

Durante los últimos años, los aerogeneradores de velocidad variable se han convertido en el tipo dominante en la gran mayoría de las instalaciones de aerogeneradores.

Turbinas eólicas de velocidad variable son diseñadas para alcanzar la máxima eficiencia aerodinámica sobre un amplio rango de velocidades del viento. Con la operación a velocidad variable, se hace posible la adaptación continua de la velocidad rotacional de la turbina a la velocidad del viento.

De esta manera, la relación entre el producto de la velocidad angular por el radio de la pala y la velocidad del viento (coeficiente TSR – *Tip Speed Ratio*) a permanece constante en un valor predefinido fijado que corresponde al máximo coeficiente de potencia.

Contrariamente a sistemas de velocidad fija, los sistemas de velocidad variable mantienen el torque prácticamente constante y las variaciones en las velocidades del viento son absorbidas por los cambios de velocidad rotacional del rotor del generador.

El sistema eléctrico de un aerogenerador de velocidad variable es más complejo que uno de velocidad fija. Este está típicamente equipado con un generador de inducción o síncrono conectado a la red a través de un convertidor de potencia. El convertidor de potencia controla la velocidad de generador, esto es, las fluctuaciones de potencia originadas por las variaciones de viento son absorbidas principalmente por cambios en la velocidad del rotor del generador y consecuentemente en la velocidad del rotor de la turbina.

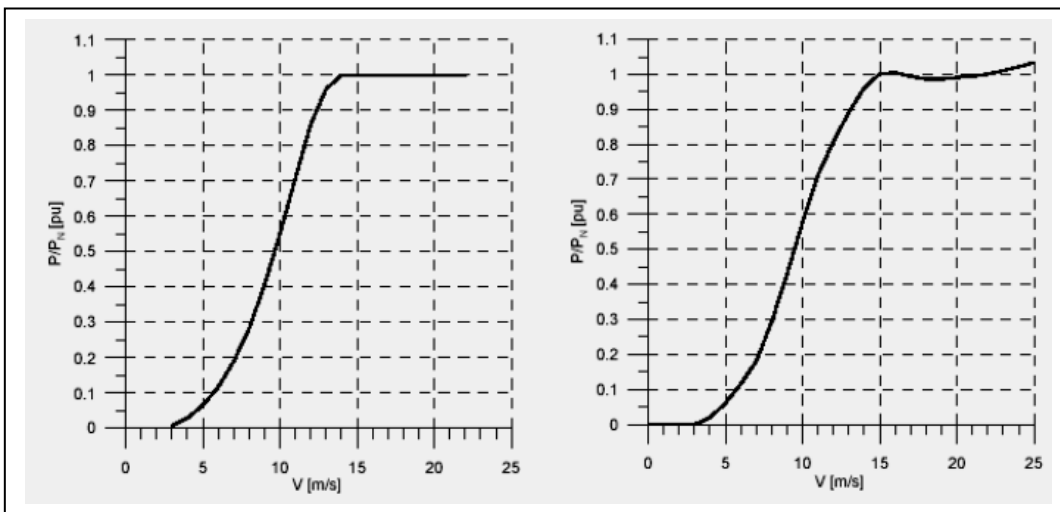
Entre ventajas que pueden ser citadas de este tipo de aerogeneradores se encuentran, la gran eficiencia del rotor, es decir, posee elevada captura de energía por año, que los sistemas de amortiguamiento mecánico no son necesarios, no existen los problemas de sincronización con la red, y mejora en la calidad de potencia eléctrica.

Las desventajas que presentan son las pérdidas adicionales en los dispositivos de electrónica de potencia, el uso de mayor número de componentes, lo que conlleva a una disminución en la confiabilidad de conjunto aerogenerador y en un aumento en el costo del mismo, principalmente debido a los equipamientos de electrónica de potencia.

Regulación de Potencia Mecánica

Todas las turbinas son diseñadas con algún tipo de control de potencia. Existen diferentes maneras de controlar las fuerzas aerodinámicas en el rotor de la turbina y así limitar la potencia en condiciones de velocidades de vientos muy elevadas, con el objetivo de evitar daños a la turbina eólica.

El más sencillo, más robusto y más barato de los métodos de control es el llamado control stall (control pasivo), donde las palas de la turbina son fijadas al cubo con un ángulo de paso fijo. El diseño de la aerodinámica del rotor causa que el mismo se frene (pérdidas de potencia) cuando la velocidad del viento exceda cierto nivel. Así, la potencia aerodinámica de la pala es limitada. La figura 1.6 presenta dos curvas de potencia características para turbinas con regulación de potencia por: (a) *pitch* y (b) *stall*.



(a) Regulación por pitch

b) Regulación por stall

Fig. 1.6. Curvas de potencia eléctrica para aerogeneradores dotados de turbinas eólicas con regulación de potencia mecánica por (a) *pitch* y (b) *stall*.

Aerogeneradores con regulación por *pitch*, de una manera general, permiten un control más preciso y fino de la potencia mecánica que entrega al generador eléctrico. Desde el punto de vista eléctrico, un buen control significa que ante elevadas velocidades de viento el valor medio de la potencia de salida permanece muy próximo a los valores nominales del generador.

Existen dos regiones de operación dependiendo de la velocidad del viento. Por debajo de la potencia nominal, el ángulo paso de la pala es fijado para entregar la máxima potencia posible. La forma de la curva en esta región refleja la ley básica de producción de potencia, en la cual la potencia es proporcional al cubo de la velocidad. En la segunda región es operada cuando la velocidad del viento es suficientemente elevada para la potencia nominal. En esta región el control del ángulo de paso de la pala regula la potencia entregada al valor nominal de potencia del generador. El ángulo paso de la turbina eólica es controlado con el objetivo de limitar la potencia entregada a los valores nominales.

El ángulo de paso de la pala es fijada en su valor mínimo cuando la potencia mecánica es menor que los valores nominales. Si la velocidad del viento aumenta a un valor

superior al del correspondiente a la potencia nominal, el ángulo de la pala aumenta progresivamente para limitar la potencia entregada a los valores nominales. El control del ángulo de paso de la pala consiste de controles de potencia y velocidad y convertidores de potencia, cuyos diagramas de bloques son mostrados en la figura 1.7.

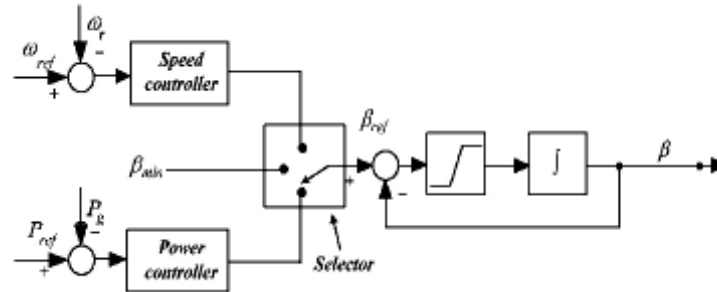


Fig. 1.7. Diagramas de bloques del control del ángulo de paso de la pala.

Como desventaja se podría mencionar la complejidad extra que aparece en el sistema de control, y elevadas fluctuaciones de potencia ante elevadas velocidades de viento. En ambos casos, picos instantáneos de potencia pueden ser transmitidos al generador eléctrico debido a ráfagas momentáneas del viento. La elección de un determinado tipo de regulación de potencia, en principio, no tiene relación con el tipo de generador y la topología eléctrica empleada, pero si con la relación costo – beneficio practicada por el fabricante.

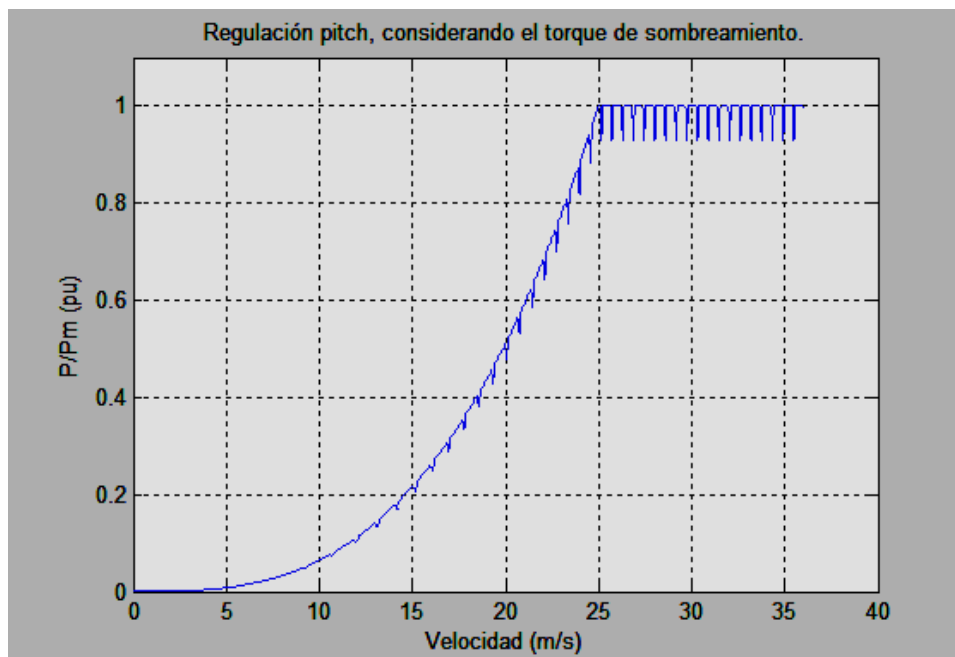


Fig. 1.8. Regulación pitch, considerando el torque de sombreadamiento. (Simulación con el modelo).

La tercera posible estrategia de control es la llamada control activo *stall*. Como su nombre lo indica el efecto *stall* en la pala es activado mediante un control del ángulo de incidencia (*pitching*). A bajas velocidades las palas son orientadas de forma similar a la del control pitch, con el objetivo de alcanzar la máxima eficiencia. A elevadas velocidades las palas son orientadas ligeramente en posición opuesta al control pitch de la turbina, colocándose de tal manera a producir una profunda reacción aerodinámica que limite la potencia entregada, sin las elevadas fluctuaciones de potencia.

Panorama general de las topologías del sistema global turbina eólica/generador/conexión a la red.

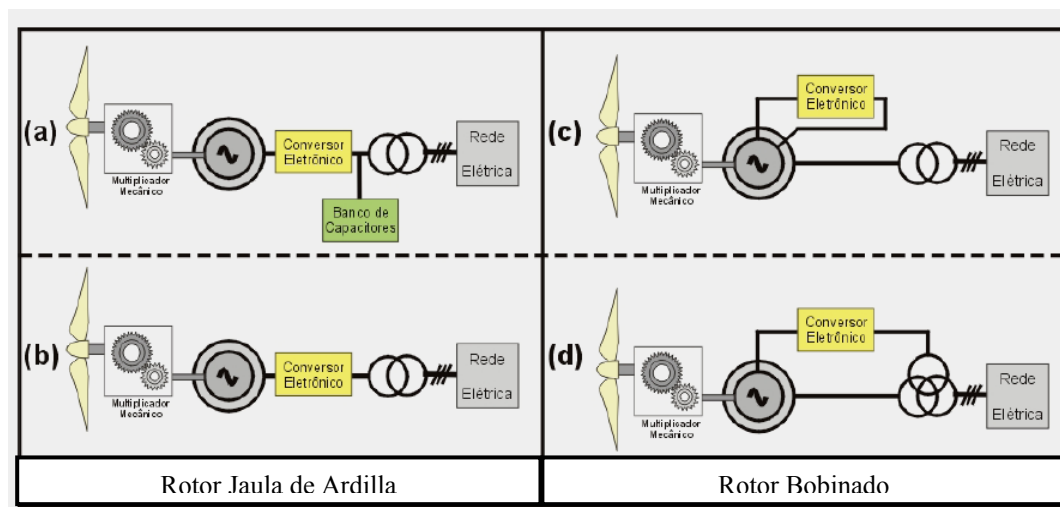
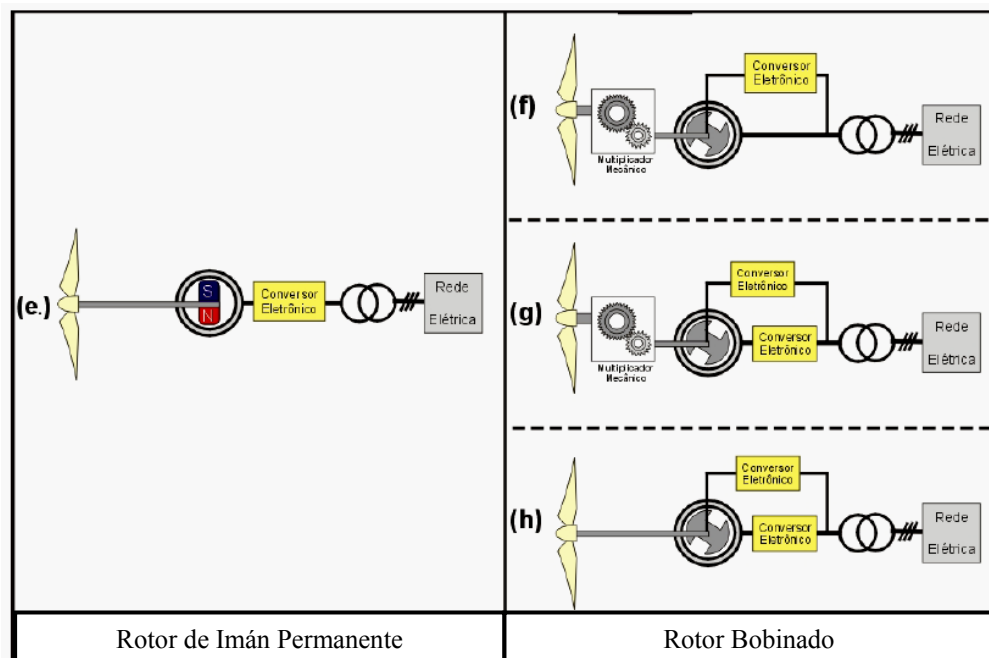


Fig. 1.9. Topologías existentes utilizando generadores asíncronos

Las topologías eléctricas empleadas más comúnmente en los aerogeneradores disponibles actualmente en el mercado mundial están presentadas en las siguientes figuras 1.9 y 1.10.



1.10. Topologías existentes utilizando generadores síncronos

Configuración	Convertor electrónico	Transmisión mecánica	Control de Potencia mecánica	Velocidad de rotación
(a)	<i>Soft-starter</i>	Multiplicador de velocidades	<i>Stall</i> o <i>stall activo</i>	Una o dos Velocidades de rotación
(b)	Convertor de frecuencia	Multiplicador de velocidades	<i>Stall</i> o <i>Stall activo</i>	Rotación variable
(c)	Convertor electrónico o Componentes pasivos	Multiplicador de velocidades	Control de Paso (<i>Pitch</i>)	Rotación variable
(d)	Convertor de Frecuencia	Multiplicador de velocidades	Control de Paso (<i>Pitch</i>)	Rotación variable
(e)	Convertor de Frecuencia	Directa c/ generador multipolar	<i>Stall</i> , <i>stall activo</i> o Control de paso (<i>pitch</i>)	Rotación variable
(f)	Rectificador*	Multiplicador de velocidades	<i>Stall</i> , <i>Stall activo</i> o control de paso (<i>pitch</i>)	Rotación variable
(g)	Rectificador* y Convertor de frecuencia	Multiplicador de velocidades	Control de Paso (<i>Pitch</i>)	Rotación variable
(h)	Rectificador* y Convertor de frecuencia	Directa c/ generador multipolar	Control de Paso (<i>Pitch</i>)	Rotación variable

Tabla 1.1. Configuraciones de control de potencia mecánica generalmente aplicadas a los aerogeneradores.

A continuación, se presenta una descripción resumida sobre las configuraciones presentadas en la tabla 1:

(a) Este es el concepto “convencional” aplicado por muchos fabricantes dinamarqueses de aerogeneradores, durante las décadas de los 80 y 90. El generador poseía rotor en frente de la torre, turbina eólica de tres palas y con regulación de potencia mecánica por *Stall*, utilizando generadores de inducción tipo jaula de ardilla. Durante los años 80 este concepto fue extendido con la inclusión de un banco de capacitores por etapas (para compensación de la potencia reactiva) y de un *soft-starter* (para suavización de la conexión del generador a la red eléctrica) (HANSEN *et al*, 2001).

(b) En esta configuración, el banco de capacitores y el *soft-starter* fueron sustituidos por un convertor de frecuencia para la totalidad de potencia, o por un convertor de frecuencia de potencia reducida. En el primer caso, el convertor de frecuencia es dimensionado normalmente para 120% de la potencia nominal del generador,

* Rectificador utilizado para el control del campo del generador síncrono

permitiendo que el generador opere con rotación variable para todas las velocidades de viento. Ya en el segundo caso, el convertidor es dimensionado para cerca de 20 o 30% de la potencia nominal del generador. En esta configuración, el convertidor de frecuencia es utilizado solamente cuando el aerogenerador opera con vientos reducidos y, cuando el aerogenerador se aproxima a su potencia nominal el convertidor de frecuencia sufre un *by-pass* por un contactor. A partir de este momento, el convertidor es utilizado para el control de la potencia reactiva (HANSEN *et al*, 2001).

(c) Esta otra configuración utiliza un generador de inducción con rotor bobinado y fue utilizada por el fabricante Vestas a partir de la mitad de la década de los 90, conocido con el nombre de OptiSlip. La idea básica de este concepto es el control de la resistencia del rotor del generador, utilizando una resistencia externa variable a través de un convertidor electrónico de potencia. Utilizando el convertidor montado directamente en el eje del rotor del generador, es posible controlar el deslizamiento del generador hasta un 10% (controlando la resistencia externa del rotor). El control del desplazamiento implica en el control de la potencia generada por el sistema (HANSEN *et al*, 2001).

(d) Esta configuración también utiliza un generador de inducción con rotor bobinado, pero en este caso el convertidor electrónico controla directamente la corriente en los enrollamientos del motor. Este método permite el control completo de la potencia disponible por el generador, utilizando un convertidor electrónico, dimensionado normalmente para 20 o 30% de la potencia nominal del generador. La introducción de este concepto fue motivada principalmente por dos razones: 1) permite una mayor faja de variación de rotación cuando comparada con el sistema basado en la tecnología (c) y 2) es una alternativa que presenta menor costo comparada con la que utiliza un convertidor de frecuencia dimensionado para la totalidad de la potencia del generador (HANSEN *et al*, 2001).

(e) Esta configuración es típicamente utilizada para aplicaciones aisladas de la red eléctrica. Las turbinas eólicas con 2 o 3 palas son conectadas directamente a un generador síncrono con imanes permanentes (con potencia normalmente inferior a 1 kW) que es utilizado para cargar un banco de baterías a través de un rectificador. Esta configuración es también aplicada en sistemas residenciales o híbridos, con potencia superior a 1 kW e inferior a 20 kW. Un concepto futuro que está siendo estudiado por la empresa ABB utiliza un generador Windpower. Según la ABB las especificaciones de esta máquina serán: generador síncrono con imanes permanentes multipolar con 3,5 MW de potencia, conectado a un rectificador con diodos produciendo una tensión de 21 kV en corriente continua, conocida como HVDC-light (HANSEN *et al*, 2001).

(f) Esta configuración no es largamente utilizada en aerogeneradores. El generador síncrono es externamente excitado por un rectificador. Su baja utilización si se compara con la configuración anterior puede ser explicada básicamente por tres razones: 1) por la necesidad de un circuito de excitación, 2) por la necesidad de utilización de anillos colectores y escobas, y 3) por la estrategia más compleja de protección del aerogenerador (HANSEN *et al*, 2001).

(g) Como sucede con la configuración (f), esta tampoco es muy utilizada en la práctica. La diferencia en relación a la configuración (f) es que esta permite la operación de la turbina eólica con rotación variable, cuando el convertidor de potencia utilizado es de cuatro hidrantes. (HANSEN *et al*, 2001).

(h) Esta configuración se utiliza de un generador síncrono multipolar, o sea, proyectado con un gran número de polos (60 a 70) de modo a permitir su operación la baja rotación (ex.: 10-22 o 18-36 RPM), dispensando así el multiplicador mecánico entre la turbina eólica y el generador. El enrollamiento del estator es conectado a la red eléctrica a través de un convertidor de frecuencia, el cual es normalmente dimensionado para 120% de la potencia nominal del generador. La etapa del convertidor que es conectada al estator del generador controla el torque electromagnético, en cuanto que la etapa del convertidor que es conectada a la red eléctrica controla las potencias activa y reactiva entregados por el sistema a la red. El campo del generador síncrono es alimentado por un rectificador que controla la excitación del generador (HANSEN *et al*, 2001).

Conforme puede ser observado, la configuración (a) es el único concepto utilizado por la industria de los aerogeneradores que no permite la operación con velocidad de rotación variable de la turbina eólica y, consiguientemente, del generador eléctrico.

La configuración que utiliza velocidad de rotación constante está caracterizada por esfuerzos en todo conjunto mecánico mucho más severos, debido al hecho de que el generador eléctrico está firmemente conectado a la red eléctrica. Como resultado, apenas una variación muy pequeña en la rotación del rotor es permitida. La construcción y el desempeño de este tipo de sistema son muy dependientes de las características mecánicas de la turbina eólica y de la transmisión mecánica. Efectos de la turbulencia del viento y el sombreado aerodinámico de la torre inducen variaciones rápidas en la carga mecánica de todo el sistema, siendo traducidos en aumento de los esfuerzos mecánicos, reduciendo la calidad de la energía producida, además de la reducción de la vida útil del aerogenerador. Además de esto, con una velocidad de rotación constante existe apenas una velocidad del viento que resulta, en la mejor eficiencia, en la conversión de la energía cinética de los vientos en energía mecánica. De esta forma, la turbina eólica frecuentemente opera fuera de su región de mejor desempeño, no extrayendo de esta forma el máximo de energía del viento.

Alternativamente, las configuraciones que hacen uso de la variación de la velocidad del rotor de las turbinas eólicas permiten que el sistema opere constantemente en los puntos próximos de los puntos de máxima extracción de energía de los vientos. Las ventajas de estos sistemas, comparativamente a los sistemas con velocidad de rotación constante son presentadas a continuación:

- La producción anual de energía aumenta, porque la rotación de la turbina puede ser ajustado en función de la velocidad del viento, de modo a maximizar la energía extraída del mismo. Dependiendo de las características aerodinámicas de la turbina y del régimen de los vientos, la turbina operando con rotación puede obtener un aumento de hasta el 10% en la producción anual de energía.
- Los esfuerzos mecánicos son reducidos, debido a la mayor “flexibilidad” del conjunto rotor. La turbulencia del viento puede ser absorbida por el conjunto rotor y almacenada en la forma de inercia mecánica del conjunto, de modo que el sistema se presenta de una forma más flexible, reduciendo las pulsaciones de torque.
- La potencia eléctrica de salida es ligeramente desacoplada, en términos instantáneos de las condiciones presentes en el viento y en el sistema mecánico. Cuando una rajada del viento alcanza la turbina, el sistema eléctrico puede continuar entregando la misma potencia para la red eléctrica durante algunos

segundos, en cuanto la inercia del sistema mecánico absorbe el exceso de energía, aumentando la rotación del rotor.

- La calidad de la energía ofrecida por el aerogenerador también puede ser mejorada por la reducción de las fluctuaciones de la potencia inyectada en la red. La reducción de estas pulsaciones reduce las pulsaciones en la tensión de la red eléctrica (flicker) en el Punto de Conexión Común (PPC) del parque eólico, permitiendo que una potencia eólica mayor pueda ser instalada en el mismo local, sin la necesidad de refuerzos en la red eléctrica.
- La complejidad del sistema de control de *pitch* puede ser reducida. Esto se da porque la constante de tiempo del sistema de *pitch* puede ser mayor en sistemas dotados de rotación variable.
- El nivel de ruido emitido por el aerogenerador puede ser reducido en los sistemas que operan con rotación variable. El nivel de ruido es un factor importante en la instalación de parques eólicos en las proximidades de áreas pobladas.

Por otro lado, las principales desventajas de los sistemas que operan con rotación variable son el costo adicional y la complejidad de los convertidores electrónicos de potencia necesarios para realizar la conexión del generador con la red eléctrica. La figura 1.11 presenta un mapa de posibilidades de la conversión de la energía mecánica (en rotación variable) en energía eléctrica (con frecuencia fija).

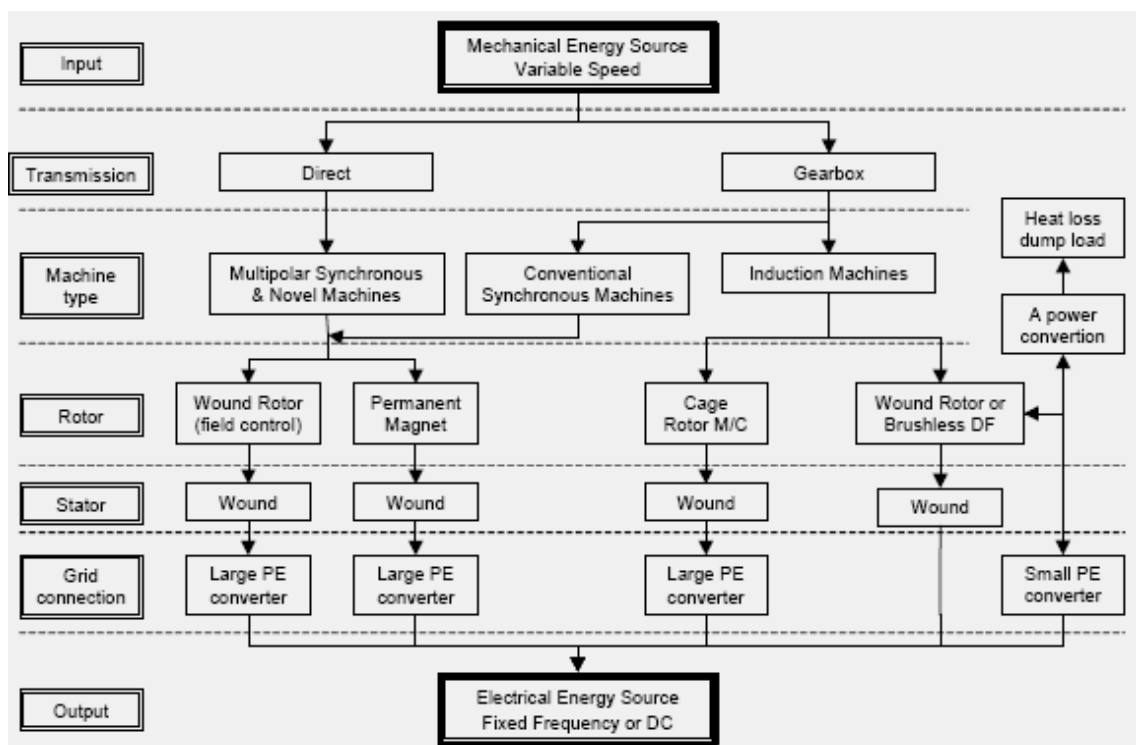


Fig. 1.11. Mapa de posibilidades de la conversión de la energía mecánica en eléctrica (HANSEN *et al*, 2001).

Electrónica de Potencia

El concepto de turbina eólica de velocidad variable requiere un sistema de electrónica de potencia que sea capaz de ajustar la frecuencia y el voltaje del generador a la red.

El uso de electrónica de potencia en los sistemas eólicos posee dos características importantes:

- *Control de frecuencia*; la electrónica de potencia hace posible actualmente aplicar conceptos de velocidad variable, con las ventajas que anteriormente mencionamos que trae consigo esta posibilidad.
- *Características de central de potencia*; la electrónica de potencia provee la posibilidad a los parques eólicos de convertirse en elementos activos en un sistema de potencia. Con respecto a la red, esta propiedad resulta en muchas ventajas: (1) El flujo de potencia activo o reactivo del parque eólico es controlable; (2) el convertidor de potencia en un parque eólico puede ser usado como una fuente local de potencia reactiva (e.g en el caso de redes débiles); (3) El parque eólico tiene una influencia positiva en la estabilidad de la red; y (4) los convertidores de potencia mejoran la calidad de potencia de los parques eólicos por la reducción del nivel de flickers como en el filtrado de armónicos y límite de potencia de corto circuito.

Hoy en día las turbinas eólicas de velocidad variable pueden usar diferentes tipos de convertidores. Estos pueden ser caracterizados como (1) conmutado en línea; y (2) auto-conmutados. El tipo común de convertidor es el conmutado en línea, el cuál utiliza como elemento de conmutación al tiristor. Este tipo es barato y confiable pero el consume potencia reactiva y produce corrientes armónicas que son difíciles de ser filtradas. El típico convertidor auto-conmutado normalmente utiliza GTO o transistores como elementos de conmutación. Presenta la ventaja de elevada frecuencia de conmutación lo que favorece el filtrado de las corrientes armónicas que genera, reduciendo así los disturbios en la red a niveles bajos. Hoy en día el transistor más popularmente utilizado es el IGBT, cuyo rango de frecuencia de conmutación está entre 2-20 KHz, en contraste con el GTO que no puede alcanzar frecuencias de conmutación superiores a los 1 KHz.

Los convertidores auto-conmutados pueden ser topologías de Convertidores Fuente de Tensión (VSCs) o Convertidores Fuente de Corriente (CSCs).

Existen distintas topologías de convertidores que están siendo utilizadas actualmente, entre ellas podemos citar;

- *Convertor Back-to-back PWM*; el cuál es un convertidor bidireccional que está constituido básicamente por dos convertidores convencionales PWM.

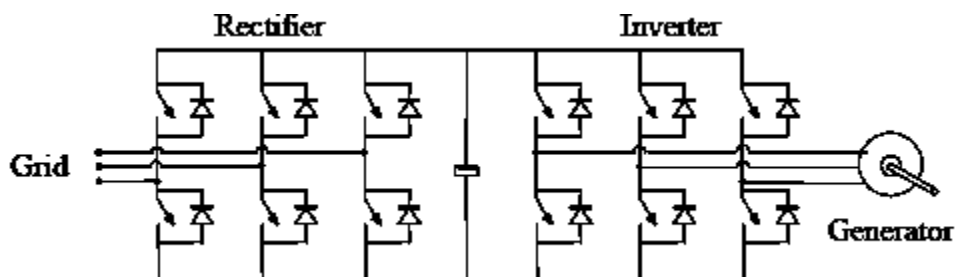


Fig.1.12. *Convertor Back-to-back PWM*;

- *Convertor Tandem* que consiste en un convertor fuente de corriente (CSC) (convertor primario) y un inversor PWM back-to-back (convertor secundario). Como el convertidor Tandem consiste en cuatro inversores

controlados, numerosos grados de libertad existen, en los cuales posibilitan contar con corrientes de entrada y salida senoidales.

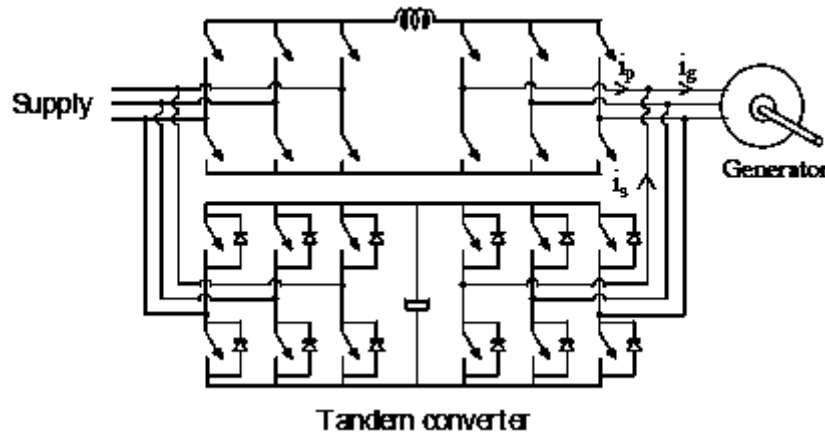


Fig. 1.13 Conversor Tandem.

- *Conversor Matricial* cuya idea básica es que una entrada deseada (de/hacia la fuente), un voltaje de salida y una frecuencia deseados pueden ser obtenidos por la apropiada conexión de las terminales de salida del conversor a las terminales de entrada del conversor. Para proteger al conversor, lo siguiente dos las reglas del control deben ser cumplidas; Dos (o tres) interruptores en una pierna de salida nunca deben estar conduciendo (on) al mismo tiempo. Todas las tres fases de salida deben estar conectadas a una fase de la entrada en cualquier instantáneo de tiempo. La combinación real de los interruptores dependen de la estrategia de la modulación.

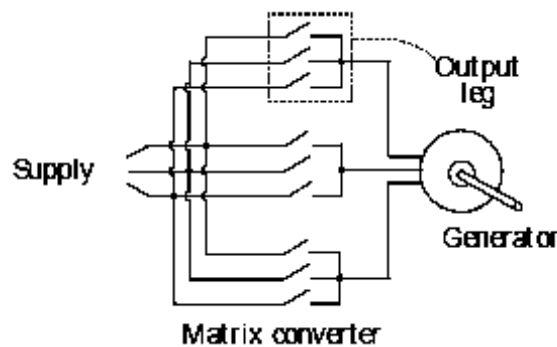


Fig. 1.14. Conversor Matricial.

- *Conversor Multinivel*; La idea general detrás de la tecnología de conversor de multilevel es crear un voltaje del sinusoidal de varios niveles de voltajes, típicamente obtenido de un condensador que opera como fuente de voltaje.

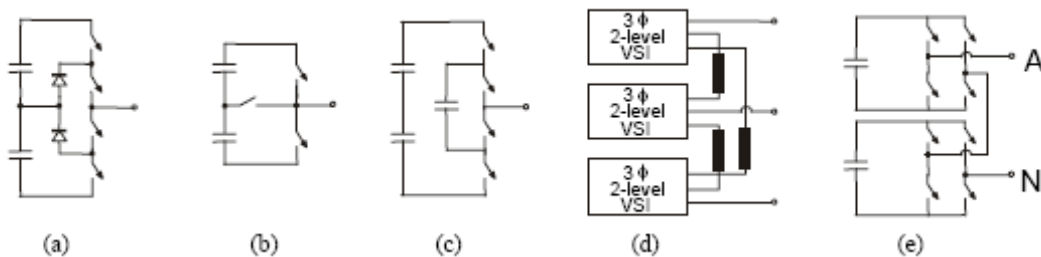


Fig. 1.15. Conversor Multinivel.

- *Convertidor Resonante*; los cuales poseen estrategias de conmutación controladas por circuitos especiales de tal forma a minimizar las pérdidas producidas por la conmutación, y los esfuerzos a los que son sometidos los dispositivos de conmutación.

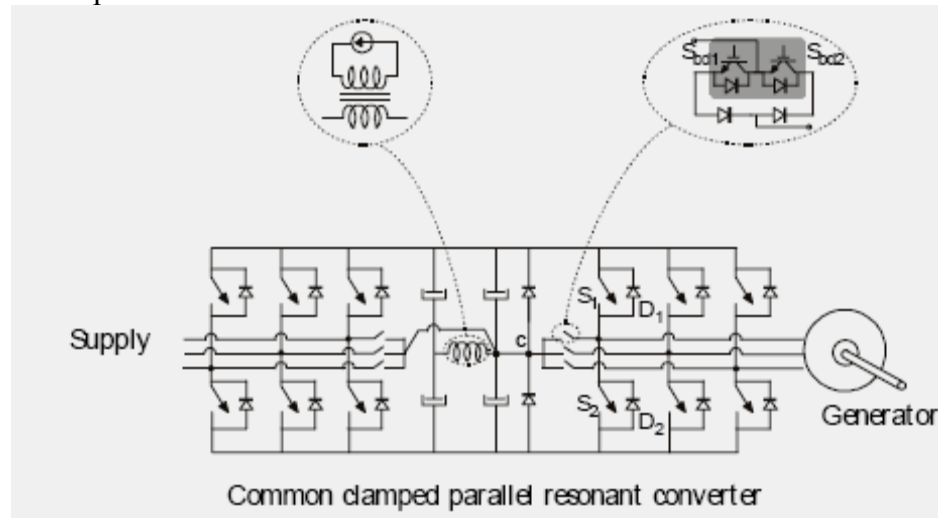


Fig. 1.16. Conversor Resonante.

En función de la tecnología escogida del generador eléctrico conjuntamente con el conversor electrónico de potencia utilizado para la conexión del generador a la red eléctrica se tiene la posibilidad o no de control de la potencia reactiva, bien como la necesidad de una red eléctrica más rígida, o sea, con mayor potencia de cortocircuito comparativamente a la potencia nominal del aerogenerador.

Las ventajas de algunas opciones tecnológicas, como la velocidad de rotación variable y el control de potencia por *pitch*, acaban refiriéndose al mercado de aerogeneradores. Como ejemplo, la tabla siguiente presenta la distribución por tecnologías de aerogenerador, en el total de máquinas instaladas en el territorio alemán en el primer semestre del 2003.

Topología	Control de tensión	Control de la Potencia Reactiva	Nivel necesario de Rigidez de la Red Eléctrica
(a)	NO	No, el generador absorbe potencia reactiva de la red, compensando a través del banco de capacitores, por etapas.	Alta
(b)	(1) – Sí (2) - Sí	(1) – No, consumo de potencia reactiva (2) – Sí, Factor de Potencia constante o potencia reactiva constante	(1) – Alta (2) – Alta o Baja
(c)	(2) - Sí	(2) – Factor de Potencia constante o potencia reactiva constante, ambos posibles	(2) – Alta o Baja
(d)	(1) – Sí (2) - Sí	(1) – No, consumo de potencia reactiva (2) – Sí, Factor de Potencia constante o potencia reactiva constante	(1) – Alta o Baja (2)- Alta o Baja

(e)	(1) – Sí (2) - Sí	(1) – No, consumo de potencia reactiva (2) – Sí, Factor de Potencia constante o potencia reactiva constante	(1) – Alta (2) – Alta o Baja
(f)	Sí	Sí, Factor de Potencia constante o potencia reactiva constante	Alta
(g)	(1) – Sí (2) - Sí	(1) – No, consumo de potencia reactiva (2) – Sí, Factor de potencia constante o potencia reactiva constante	(1) – Alta (2) – Alta o Baja
(h)	(1) – Sí (2) - Sí	(1) – No, consumo de potencia reactiva (2) – Sí, Factor de Potencia constante o potencia reactiva constante.	(1) – Alta (2) – Alta o Baja

Tabla 1.2. Desempeño de las diversas topologías de los aerogeneradores del punto de vista de la red eléctrica, utilizando convertidores basados en (1) tiristores y (2) Modulación PWM. (HANSEN *et al*, 2001).

Diámetro del Rotor (m)			25 a 45	45,1 a 64	64,1 a 80	Mayor a 80
Transmisión mecánica		Sin Multiplicador	29	38	152	0
		Con Multiplicador	1	56	255	5
Control de potencia Mec.		Pitch	29	66	393	1
		Stall	1	10	10	4
		Stall Activo	0	18	4	0
Velocidad de Rotación		Rotación Constante	0	0	0	0
		2 Rotaciones Fijas	1	32	14	4
		Rotación Variable	29	62	393	1
Número de aerogeneradores			30	94	407	5

Tabla 1.3. Distribución por tecnología de los 835 MW instalados (536 aerogeneradores) en Alemania en el primer semestre de 2003 (MOLLY, 2003).

Topología Adoptada

El estudio desarrollado en este trabajo está basado en la topología (e) de aerogenerador presentada, o sea, el generador síncrono de imán permanente

conectado directamente a la turbina eólica. El conjunto rotativo opera con rotación variable y esta conectado a la red mediante un conjunto inversor ac-ac.

El alcance del presente trabajo, incluye el modelado de la turbina eólica, y su acoplamiento directo al generador de imán permanente y de este a su vez, a través de un rectificador no controlado a la barra de corriente continua en alimentación al conversor dc-dc. El alcance del modelado no abarca el modelo de los bloques de control.

PARTE 2.

Modelos Dinámicos del Aerogenerador.

En esta parte del trabajo son presentados los modelos desarrollados para la simulación del comportamiento dinámico de una tecnología de aerogenerador conectado a sistemas de potencia.

La tecnología escogida utiliza un generador síncrono de imán permanente acoplado directamente a la turbina eólica y conectada a la red eléctrica a través de un conversor electrónico de potencia (inversor). El enrollamiento del estator del generador síncrono es conectado a la red eléctrica a través de un sistema electrónico de potencia (rectificador + elo de corriente continua + inversor de tensión).

La figura 2.1 presenta un esquema básico del aerogenerador de la topología presentada, el alcance del modelo desarrollado llega hasta la barra de CC del rectificador.

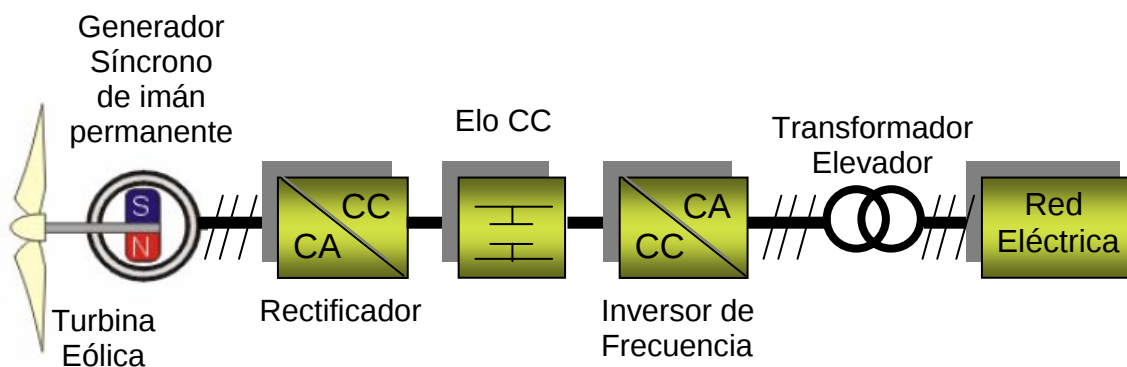


Fig. 2.1. Esquema del Aerogenerador Modelado

Esta tecnología de aerogenerador opera con rotación variable y posee control de extracción de potencia mecánica de los vientos a través de la tecnología *pitch*.

Este tipo de tecnología fue escogido para este trabajo por ser una tecnología que viene presentado gran aceptación en el mercado mundial de aerogeneradores.

Son presentados en la parte 3 del trabajo básicamente dos tipos de modelos, uno que representa el comportamiento dinámico de la tecnología de la turbina eólica aislada, donde evaluaremos el desempeño de la misma ante variaciones de los valores de entrada en la misma, y otro que representa el comportamiento de este aerogenerador conectado al generador considerado, sin tener en cuenta los bloques de control. Los dos modelos (dinámica y de régimen permanente) fueron desarrollados utilizando el software Matlab/Simulink V-7.0.4.365 Release 14.

Modelo Dinámico del Aerogenerador

El modelo dinámico del aerogenerador está compuesto por varios modelos internos o subsistemas conectados entre si.

Estos modelos internos son descritos resumidamente a continuación:

- *modelo de la Turbina Eólica*: Este modelo representa la conversión de la energía cinética contenida en los vientos en potencia mecánica ofrecida al conjunto rotor.
- *modelo del Generador Síncrono de Imán Permanente y Rectificador* – Este modelo representa el comportamiento dinámico de la conversión de la energía mecánica en eléctrica, realizada por el conjunto generador síncrono de imán permanente + rectificador a diodos, el resto del sistema conectado aguas debajo de ese punto es representado como una carga eléctrica equivalente.
- *modelo del Conjunto Rotor* – Representa el comportamiento mecánico del conjunto rotor (turbina eólica + acoplamiento mecánico + rotor del generador síncrono) haciendo el balance entre el torque mecánico entregado por la turbina eólica y el torque electromagnético producido por el generador síncrono, determinando la velocidad del conjunto rotor.

A continuación cada uno de los modelos internos del modelo del aerogenerador es detallado.

Modelo de la Turbina Eólica

Justificativo de elección del tipo de modelo de turbina a ser utilizado.

La conversión de la energía cinética de los vientos en energía mecánica es un proceso aerodinámico complejo. El rotor de la turbina eólica, compuesto básicamente por 3 palas y el cubo del rotor, y es el componente del aerogenerador responsable de esta conversión. En el estado del arte del modelado de rotores de turbinas eólicas son utilizados modelos individuales de cada pala del rotor. El modelado del rotor a través del modelado individual de cada pala, presenta las siguientes desventajas y dificultades:

- en lugar de una sola señal de la velocidad del viento, es necesario una matriz de señales de velocidad del viento sea aplicada al modelo;
- informaciones detalladas sobre la geometría del rotor y de las palas deben estar disponibles.
- la necesidad de esfuerzo computacional es mayor y posee mayor complejidad.

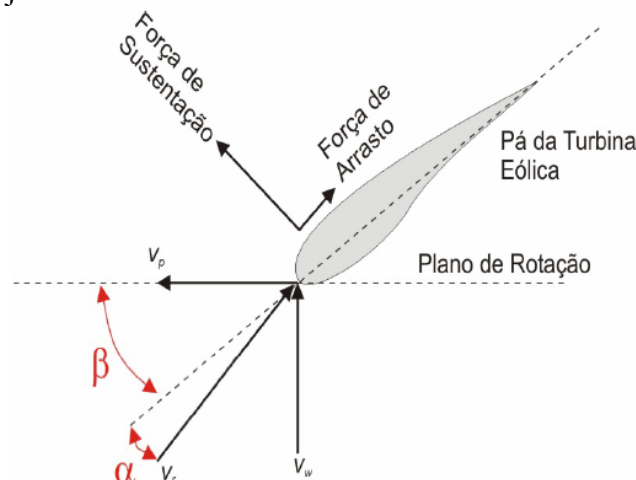


Fig.2.2. Principales fuerzas actuantes en una pala de la turbina eólica

De modo a solucionar estos problemas, la gran mayoría de las investigaciones en el área eléctrica, utilizan un modelado simplificado de la turbina (como un conjunto) para

estudios eléctricos, donde el comportamiento eléctrico del sistema es el punto de principal interés.

Principio de funcionamiento de la turbina eólica

Potencia Mecánica

La figura 2.1 muestra las principales fuerzas actuantes en una pala de la turbina eólica, los ángulos de ataque α y ángulo de paso. La fuerza de sustentación es producida perpendicularmente en relación a la velocidad de viento resultante (V_r), resultante de la resta vectorial de la velocidad del viento incidente (V_w) y la velocidad de la pala de la turbina eólica (V_p). La fuerza de arrastre es producida en la misma dirección de V_r . La resultante de las componentes de sustentación y de arrastre en la dirección de V_p , es la que produce el torque de la turbina eólica.

La potencia extraída del viento por la turbina eólica depende de varios factores. Las ecuaciones 2.1 y 2.2 modelan de una manera simplificada la turbina para modelos de estudios eléctricos.

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (2.1)$$

con,

$$\lambda = \left(\frac{R \omega_{wt}}{v_w} \right) \quad (2.2)$$

donde:

- C_p , coeficiente de potencia de la turbina eólica;
- λ , relación entre la velocidad tangencial de la punta de la pala y la velocidad del viento incidente (TSR, *tip speed ratio*);
- ω_{wt} , velocidad angular de la turbina eólica (rad/s);
- R , radio de la turbina (m);
- ρ , densidad del aire, $1.225 \frac{kg}{m^3}$ a $15^\circ C$;
- A , área barrida por el rotor de la turbina (m^2),
- V_w , velocidad del viento incidente en la turbina eólica.

Coefficiente potencia de la turbina eólica, C_p

En la ecuación (2.1), el coeficiente del potencia C_p , depende de las características aerodinámicas de la turbina eólica, las cuales de λ y del ángulo de paso de las palas de la turbina (pitch) β . El $C_p(\lambda, \beta)$ es expresado como una característica bi-dimensional.

Aproximaciones numéricas normalmente son desarrolladas para calcular el parámetro, C_p para valores dados de λ y β , en este trabajo fueron utilizadas las expresiones propuestas en la publicación K. Raiambal y C. Chellamuth – 2002, resultando las siguientes ecuaciones:

$$C_p(\lambda, \beta) = \frac{1}{2} \left(\frac{98}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{\frac{-16,5}{\lambda_i}} \quad (2.3)$$

con:

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{(\lambda + 0,089)} - \frac{0,035}{(\beta^3 + 1)}} \quad (2.4)$$

La figura 2.3 muestra la característica $C_p(\lambda, \beta)$ esperadas a partir de las expresiones (2.3) y (2.4), para varios valores de β , esta curva será comparada posteriormente con la obtenida a partir del modelo desarrollado a manera de validar el mismo.

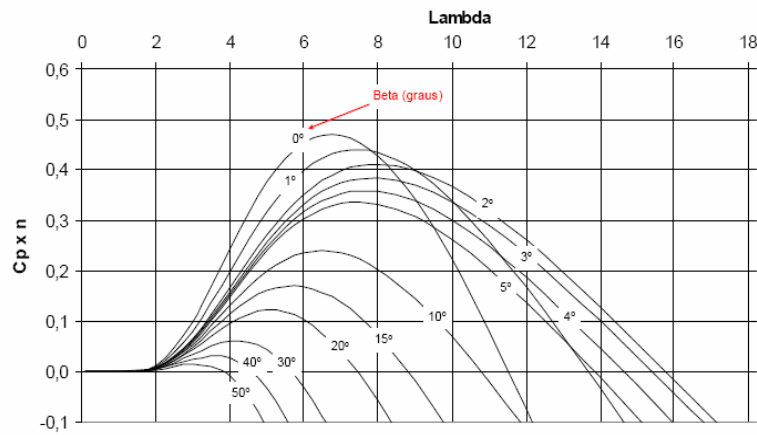


Fig.2.3. Característica $C_p(\lambda, \beta)$ trazada en función de las ec. (2.3) y (2.4)

Según investigaciones publicadas (Slootweg, et al 2003) no es necesario desarrollar diferentes características $C_p(\lambda, \beta)$ para varios tipos de turbina. Las diferencias entre los formatos de las curvas de las turbinas comerciales son muy pequeñas y pueden ser despreciadas en las simulaciones dinámicas de estudios eléctricos. Sin embargo estas variaciones son importantes en los casos por ejemplo de estimación de producción energética.

Torque Mecánico

El torque mecánico total de la turbina eólica es modelado como un torque medio al cuál son adicionadas las oscilaciones. El torque mecánico medio (T_{m_mec}) es obtenido a través de la ecuación (2.5).

$$T_{m_mec} = \frac{P_{mec}}{\omega_{wt}} \quad (2.5)$$

Combinando las ecuaciones (2.1) y la (2.5), es obtenida la expresión general del torque mecánico medio desarrollado por la turbina eólica, representada por la ecuación (2.6).

$$T_{mec_m} = R^2 v_w^3 \rho \pi \frac{Cp(\lambda, \beta)}{2\omega_{wt}} \quad (2.6)$$

En las turbinas de viento de tres palas de horizontal-eje, las pulsaciones de potencia periódicas más comunes y más grandes ocurren a lo que está conocido como $3p$ frecuencia. Éste ocurre a tres veces la frecuencia del rotor, o la misma frecuencia a que las hojas pasan la torre.

Entonces, el principal efecto adicionado al torque medio es el efecto del torque de sombreadamiento aerodinámico de la torre del generador. El sombreadamiento aerodinámico de la torre es la reducción del torque aerodinámico producido por la pala de la turbina eólica cuando esta pasa enfrente de la torre del aerogenerador. Esto ocurre debido al cambio en el escurrimiento del aire creado por la torre (normalmente tubular).

Este efecto se manifiesta solamente cuando la pala pasa por la región de influencia de la torre. Este fenómeno es mejor modelado en la forma sinusoidal. Las ecuaciones (2.7) y (2.8) presentan una forma de modelar este fenómeno de forma sinusoidal.

$$T_{somb} = k_{somb} \left(\frac{1}{2} \cos(a) - \frac{1}{2} \right) T_{mec_m} \quad (2.7)$$

con;

$$a = fpos(\theta) \quad (2.8)$$

donde:

- k_{somb} ; factor de reducción del torque mecánico en función del sombreadamiento aerodinámico.
- θ ; ángulo de posicionamiento de las palas del rotor de la turbina eólica medido entre la pala 1 y la torre.

La función $fpos(\theta)$ asume los valores mostrados en la figura 2.4.

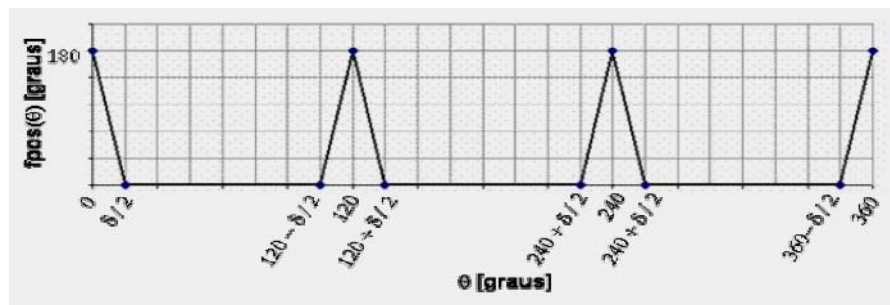


Fig. 2.4. Valores asumidos por la función $fpos(\theta)$

- δ es el ángulo que define la región de influencia aerodinámica de la torre en las palas de las turbina eólica.

La figura siguiente identifica los ángulos involucrados en el cálculo del torque de sombreadamiento.

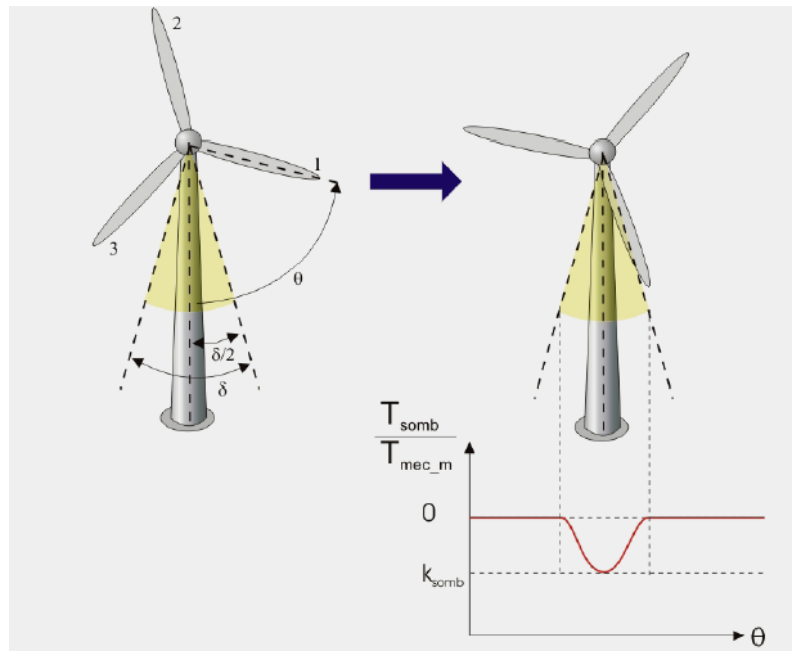


Fig. 2.5. Localización de los ángulos utilizados en el cálculo del torque de sombreado aerodinámico.

El torque mecánico resultante de la conversión del viento que es aplicado al generador es la suma del torque medio con la oscilación causada por el sombreado:

$$T_{mec} = T_{mec_m} + T_{somb} \quad (2.9)$$

y el mismo tiene un comportamiento según la siguiente curva, la cuál también servirá para la posterior validación de los desarrollos que representen estos fenómenos.

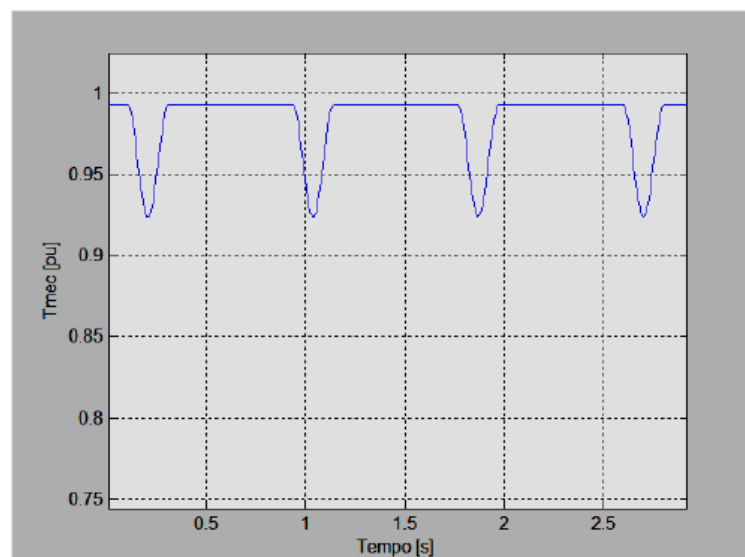


Fig.2.6. Señal del torque mecánico producido por la turbina eólica.

Operación eficiente de la turbina eólica

Como puede ser observado en la figura 2.7 a un valor de TSR_{opt} (λ_{opt}), C_p tiene su máximo valor el cuál resulta en una eficiencia óptima, por lo tanto, la máxima potencia es capturada a partir del viento por la turbina eólica.

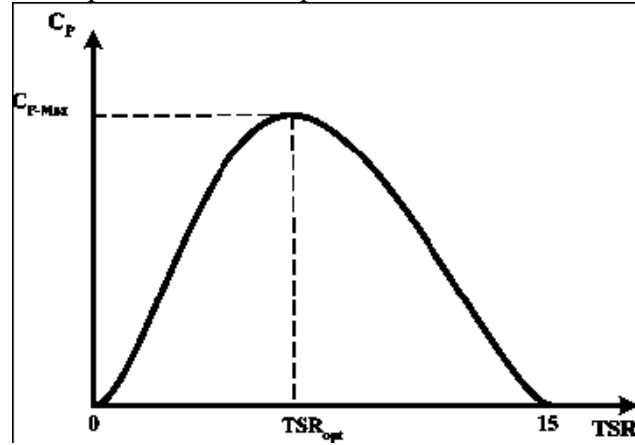


Fig.2.7. Coeficiente de potencia versus lambda.

Como puede ser visto en la figura 2.8, por ejemplo, si la velocidad del viento es v_1 , la máxima potencia podría ser calculada cuando la velocidad del rotor es ω_1 , en otras palabras, el punto de operación del sistema es el punto A el cual corresponde a la máxima potencia de salida. Si el viento cambia de v_1 a v_2 mientras la velocidad del rotor esté fija en ω_1 , el punto de operación del sistema es el punto B el cuál no corresponde a la máxima potencia. La velocidad del rotor debe incrementarse de ω_1 a ω_2 en el cuál resulta la máxima potencia en el punto de operación C.

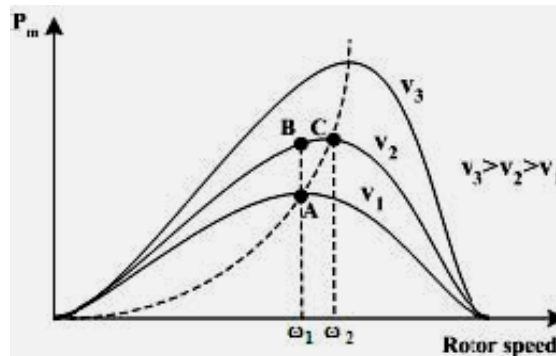


Fig. 2.8. Potencia de salida versus velocidad de rotación del rotor para tres diferentes velocidades de viento.

Basado en ello, la velocidad óptima del rotor puede ser estimada como sigue;

$$\omega_{opt} = \frac{v\lambda_{opt}}{R} \Rightarrow v = \frac{R\omega_{opt}}{\lambda_{opt}} \quad (2.10)$$

Desafortunadamente, la medición de la velocidad del viento en el rotor de la turbina es bastante difícil, entonces, para evitar usar la velocidad del viento la ecuación (2.1) debe ser revisada. Reemplazando la ec. (2.10) en la ec. (2.1) la potencia de salida de la turbina eólica esta dada por la siguiente expresión:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A C_p \left(\frac{R \omega_{opt}}{\lambda_{opt}} \right)^3 \quad (2.11)$$

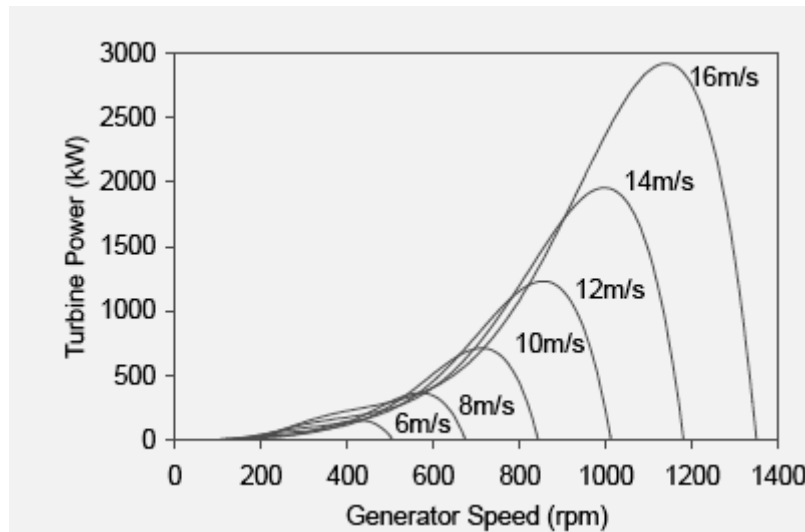


Fig. 2.9. Potencia de salida versus velocidad de rotación del rotor para cinco diferentes velocidades de viento.

El alcance del presente trabajo, no abarca el desarrollo de un algoritmo de seguimiento de este punto de máxima eficiencia, sin embargo serán simuladas las variaciones aparecidas en la potencia mecánica en función de la variación de la velocidad el rotor y la velocidad del viento, y dichas curvas serán validadas con las encontradas en la bibliografía.

Modelo del Conjunto Rotor

De modo a facilitar el análisis del comportamiento de un aerogenerador conectado a un sistema eléctrico, es necesario que el modelo utilizado para sus componentes sea simple y representativo de los principales comportamientos dinámicos del equipamiento. El modelo tradicionalmente utilizado para representar el comportamiento dinámico del conjunto rotor es el que utiliza un sistema compuesto por dos masas y sus respectivos momentos de inercia, siendo que una masa representa la turbina completa y otra el rotor del generador. Estas masas son conectadas por un eje que tiene rigidez y amortiguación modeladas.

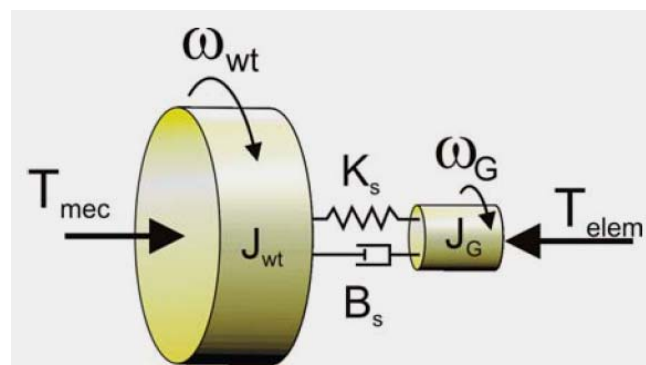


Fig. 2.10. Modelo de dos masas equivalentes, utilizado para el modelado del conjunto rotor del aerogenerador.

La razón para la utilización de este modelo es que el es simple y representa el principal comportamiento del conjunto.

Este modelo puede ser representado por las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} T_{mec} - T &= J_{wt} \omega_{wt} \\ T - T_{elem} &= J_G \omega_G \\ T &= K_s \int (\omega_{wt} - \omega_G) dt + B_s (\omega_{wt} - \omega_G) \end{aligned} \quad (2.12)$$

Donde:

- J_{wt} – Momento de inercia de la turbina eólica;
- J_G – Momento de inercia del rotor del generador;
- ω_{wt} – Velocidad de rotación de la turbina eólica;
- ω_G – Velocidad de rotación del generador;
- K_s – Rigidez de acoplamiento;
- B_s – Amortiguación del eje de acoplamiento;

Obs.: En estas ecuaciones todos los torques y rotaciones deben estar referidos a un mismo eje, o sea, al lado de alta o baja velocidad de la caja multiplicadora de velocidades, en el caso que el aerogenerador posea este componente.

Cuando se trabaja con aerogeneradores que operan con velocidad variable, debido al efecto del desacoplamiento entre el generador y la red eléctrica, causado por la presencia de los convertidores de potencia, y un abordaje distinto del modelado es factible. En este caso, la aerodinámica del eje puede ser despreciada, pudiéndose utilizarse un modelo con apenas una masa e inercia equivalente. Cabe resaltar que esta aproximación solamente es válida para aerogeneradores que operan con rotación variable. El modelado del acoplamiento es muy importante para aerogeneradores que operan con velocidad constante, sobretodo para la verificación de perturbaciones dinámicas, como por ejemplo, los flickers.

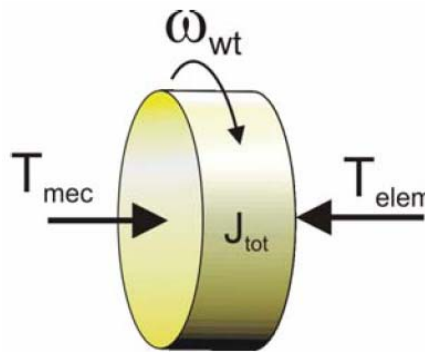


Fig. 2.11. Modelo equivalente mecánico simplificado del conjunto rotor del aerogenerador.

El modelo de una masa, puede ser representado por la ecuación;

$$\omega_{wt} = \int \frac{1}{J_{Tot}} (T_{mec} - T_{elem}) dt \quad (2.13)$$

donde:

- ω_{wt} – Velocidad de rotación de la turbina eólica;
- J_{Tot} – Momento de inercia Total del Conjunto Rotativo (Turbina Eólica + Generador Eléctrico) [kg.m^2];
- T_{mec} – Torque Mecánico producido por la turbina eólica [N.m];
- T_{elem} – Torque electromecánico producido por el generador eléctrico [N.m].

En el caso del aerogenerador modelado en este trabajo, el cuál opera con rotación variable y posee un acoplamiento directo de la turbina eólica con el generador eléctrico, fue adoptado el modelo de una masa para el modelado del conjunto rotor. Como el acoplamiento es directo, o sea, no existe caja multiplicadora de velocidades, la rotación de la turbina eólica es la misma que la del generador eléctrico.

Modelo del Generador Síncrono de Imán Permanente y el Rectificador.

Justificativo de elección del tipo generador escogido.

Optimizar la generación eléctrica de las turbinas eólicas es un tópico interesante en la ingeniería eléctrica actual y numerosas investigaciones vienen siendo desarrolladas con el objeto de alcanzar este objetivo. En la actualidad esta siendo ampliamente difundido el uso de tecnologías que están basadas en sistemas de generación de velocidad variable, estas presentan un desempeño muy favorable para incrementar sustancialmente la capacidad de transformación de la energía proveniente de los vientos en energía eléctrica y acarrea otros varios beneficios adicionales como los que fueron citados con anterioridad. Para este fin, los sistemas basados en generadores de imán permanente son uno de los que presentan características más favorables y confiables como métodos de generación de potencia. El hecho de la gran utilización de estos sistemas de generación, es en gran parte debido a la propiedad de autoexcitación que presentan. Sin embargo, la electricidad generada directamente por los generadores de imán permanente poseen amplitud y frecuencia variable, requiriendo elementos de electrónica de potencia adicionales de manera a adaptar la amplitud y la frecuencia a los requerimientos de la red, los cuales en la actualidad poseen desarrollos muy avanzados en cuanto a desempeño y confiabilidad, por lo cual esta característica no representa una desventaja, sino más bien un punto favorable, en función del incremento de la flexibilidad operativa de sistema global de generación, además es posible conseguir esto a bajo costo usando las generadores de imán permanente, por es el hecho, que es posible utilizar, un rectificador de puente de diodo a la salida del generador, dado que ninguna corriente de la excitación externa es necesaria.

El uso de Generadores de imán permanente en turbinas eólicas incrementa la energía capturada del viento, y resuelve además otros problemas tales como ruido y uso de multiplicadores de velocidad, lo que trae consigo problemas como pérdidas mecánicas, costos adicionales y potenciales fallas mecánicas que podrían causar severos problemas.

Modelo escogido del generador síncrono de imán permanente.

El modelo utilizado en este trabajo corresponde al modelo disponible en el Matlab-Simulink Power System, el cual se adapta de manera favorable para una sencilla vinculación al sistema de la turbina eólica.

Sistema Eléctrico del Generador Síncrono de Imán Permanente

Dicho modelo esta basado en las ecuaciones básicas que rigen el comportamiento dinámico del generador síncrono de imán permanente. Las mismas están expresadas en coordenadas dq, y son las siguientes:

$$\begin{aligned}\frac{di_d}{dt} &= \frac{1}{L_d}u_d - \frac{R}{L_d}i_d + \frac{L_q}{L_d}p\omega_r i_q \\ \frac{di_q}{dt} &= \frac{1}{L_q}u_q - \frac{R}{L_q}i_q - \frac{L_d}{L_q}p\omega_r i_d - \frac{\lambda p\omega_r}{L_q} \\ T_e &= 1,5p \left[\lambda i_q + (L_d - L_q)i_d i_q \right]\end{aligned}\quad (2.14)$$

donde (todas las cantidades están referidas al estator),

- L_q, L_d , inductancias referidas a los ejes d y q,
- R , resistencia del devanado del estator,
- i_q, i_d , corrientes referidas a los ejes d y q,
- u_q, u_d , tensiones referidas a los ejes d y q,
- ω_r , velocidad angular del rotor,
- λ , Amplitud del flujo inducido por los imanes permanentes del rotor en las fases del estator,
- P , número de polos,
- T_e , torque electromagnético.

En el caso que se considere un rotor sin salencias, $L_q=L_d$ y por lo tanto la ecuacion de torque electromagnético T_e , queda reducida a,

$$T_e = 1,5p\lambda i_q \quad (2.15)$$

Modelado del Rectificador

El alcance del presente trabajo va hasta la representación de un puente rectificador de diodos no controlado, la que está conectada una carga equivalente, la cuál representa al sistema eléctrico conectado a ese punto.

El rectificador no controlado, fue constituido a partir de elementos pertenecientes a los bloques de Sim Power System del Matlab-Simulink.

PARTE 3.

Implementación de Modelos Dinámicos del Aerogenerador en Matlab-Simulink.

Modelo de la Turbina Eólica.

El modelo de la turbina eólica fue implementado utilizando el software Matlab/Simulink V-7.0.4.365 Release 14. En las siguientes figuras son presentados los diagramas de implementación del modelo de la turbina eólica.

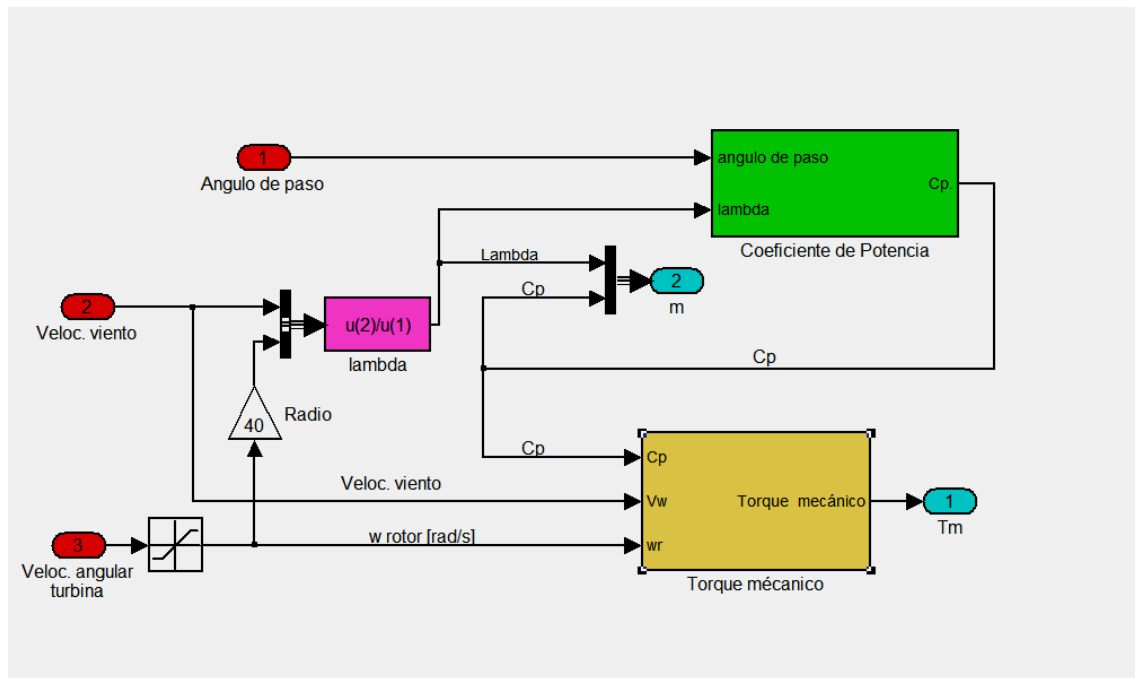


Fig. 3.1. Modelo completo de la Turbina Eólica implementado en Matlab-Simulink.

El presente ítem estará subdividido, según la salida específica de cada bloque del modelo.

Coefficiente de Potencia C_p

El coeficiente de Potencia C_p fue implementado según las ecuaciones (2.3) y (2.4) propuestas por Raiambal *et al*, 2002. En la figura 3.2 es expuesto el diagrama del modelo matemático del coeficiente de potencia.

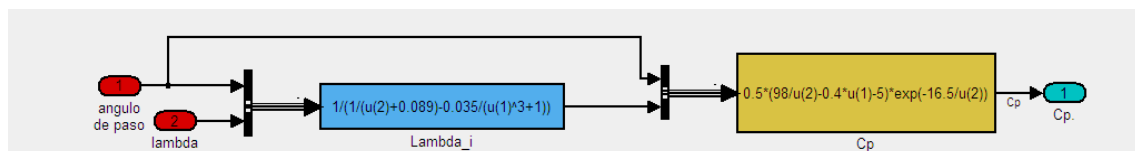


Fig. 3.2. Detalle de implementación del Coeficiente de potencia de la turbina eólica.

A partir del bloque presentado es posible trazar las curvas de C_p en función a λ , para los distintos valores del ángulo de paso. Esto es realizado variando en forma lineal o de rampa el valor de la velocidad rotacional de la turbina y manteniendo constante la velocidad del viento incidente.

Se asumió un valor de 40 m. como radio de las aspas de la turbina eólica, considerando dicho valor, un valor típico para las turbinas convencionales actuales.

La figura 3.3 presenta la curva resultante de dicha acción, la cual comparándola con la curva teórica presentada en la parte anterior, valida la presente implementación del coeficiente de potencia C_p .

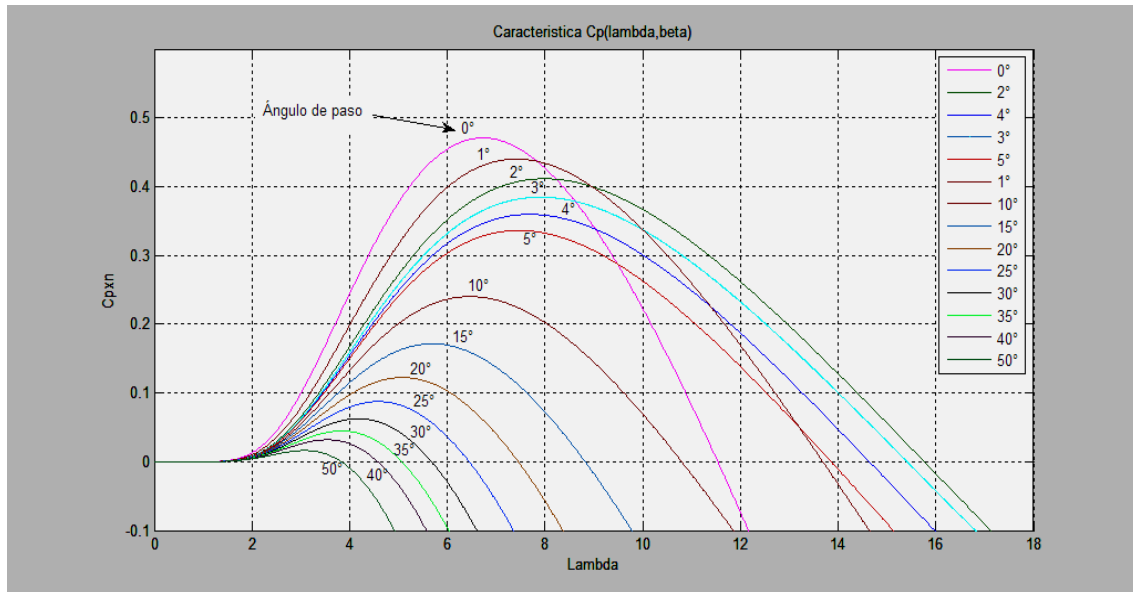


Fig. 3.3. Curva característica simulada a partir del modelo implementado del de Coeficiente de potencia v . λ para distintos valores del ángulo de paso de las palas de la turbina eólica.

Torque Mecánico

El torque mecánico fue implementado según la expresión (2.9), como la suma del torque mecánico medio y el torque de sombreadamiento, en la figura puede observarse los bloques del desarrollo del mismo.

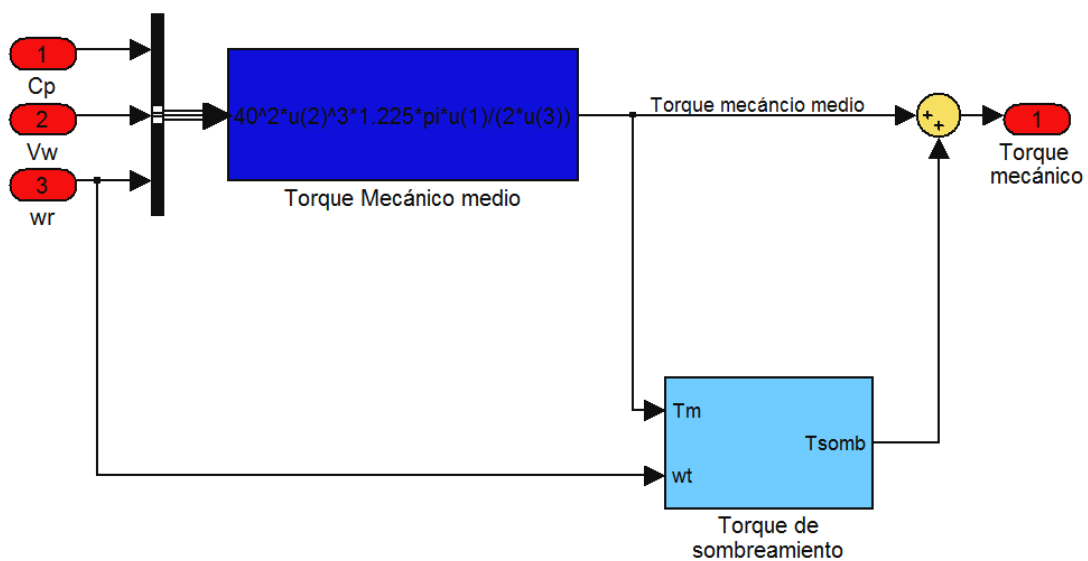


Fig. 3.4. Detalle de la implementación del Torque Mecánico de la turbina eólica en Matlab-Simulink.

Como puede verse en la figura, el torque mecánico fue implementado según la ecuación (2.6), y a su vez, el mismo es una de las entradas para el bloque del Torque de sombreado.

El torque de sombreado, como mencionamos anteriormente es la disminución del torque mecánico por la influencia de la torre sobre las palas, cuando estas pasan en su cercanía. El mismo fue modelado en forma detallada según lo expuesto anteriormente, y para ello fueron desarrollados los siguientes bloques expuestos en la fig. 3.5.

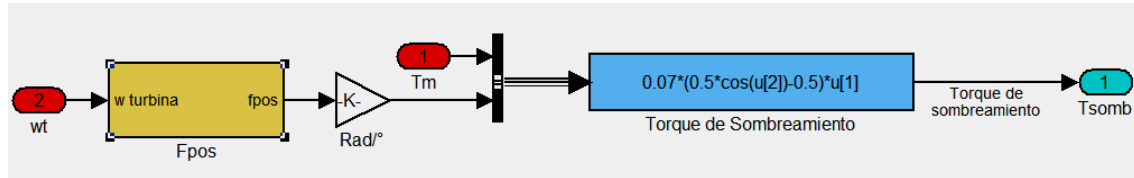


Fig. 3.5. Detalle de implementación del torque de sombreado de la turbina eólica.

La expresión del torque de sombreado utilizada es la expresada en la ecuación (2.7) y (2.8), siendo función de la posición angular de la paleta en relación a la torre y del torque mecánico medio. Para el factor de reducción del torque mecánico en función del sombreado aerodinámico (k_{somb}) fue asumido el valor del 7%, a partir de la bibliografía consultada.

El bloque fpos, representa la función expuesta en la ecuación (2.8), y la siguiente figura expone el diagrama de bloques utilizados para representarla.

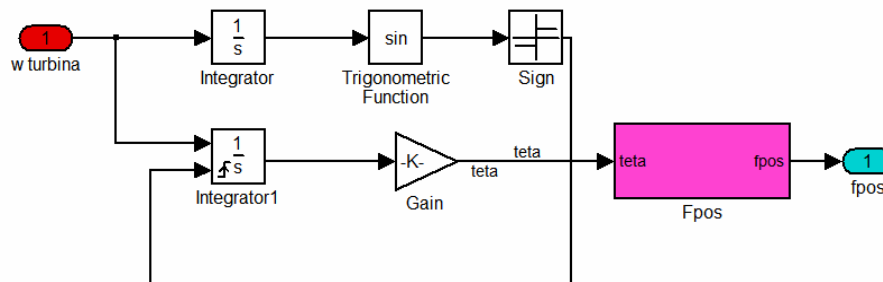


Fig. 3.5. Detalle de implementación del torque de sombreado de la turbina eólica.

La función obtenida como salida en una simulación de 3 segundos es expuesta a continuación.

Puede verse como la salida del corresponde a la función esperada, teniendo esta función una frecuencia igual al triple de la frecuencia de la velocidad del rotor de la turbina eólica. La característica de esta forma posee picos de valor igual a 180° para valores de θ iguales a 0° , 120° , 240° y 360° respectivamente, y posee a partir de estos picos variaciones lineales entre $\pm \frac{\delta}{2}$ del valor para el cual se da el pico. Para estas simulaciones fue asumido el valor de $\delta = 30^\circ$.

El Torque de sombreado y el torque mecánico resultante conseguido con este modelo es expuesto en la siguiente figura.

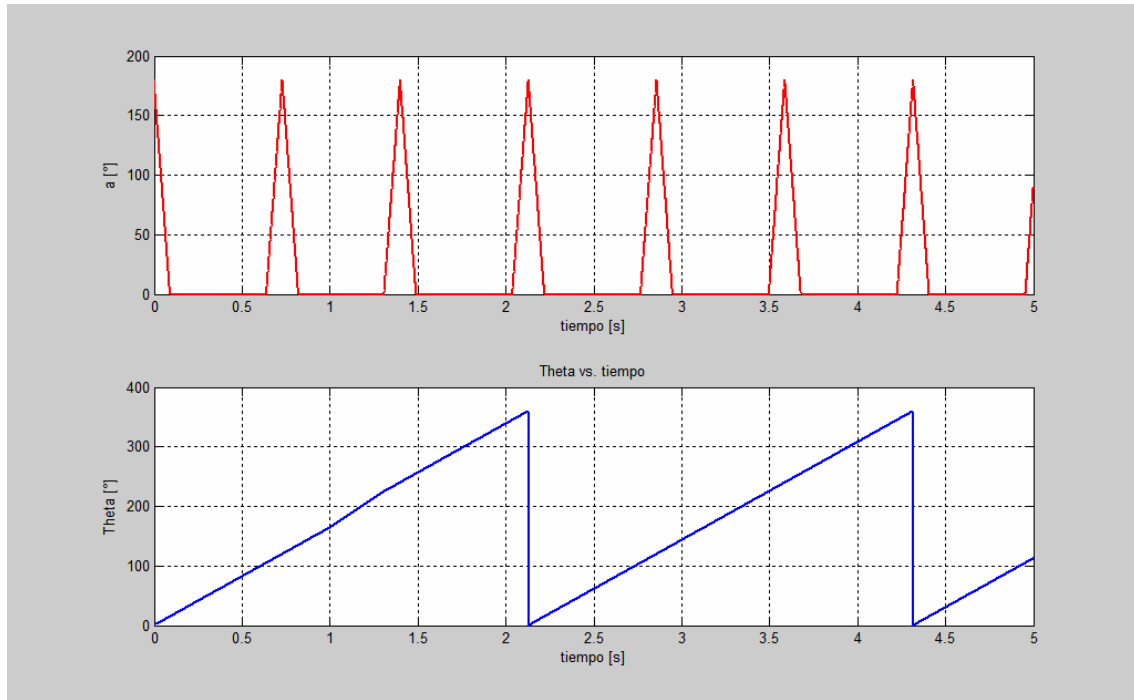


Fig. 3.6. Señal de la función $f_{pos}(\theta)$ en función del tiempo, obtenida a partir de la simulación del bloque implementado de la fig. 3.5.

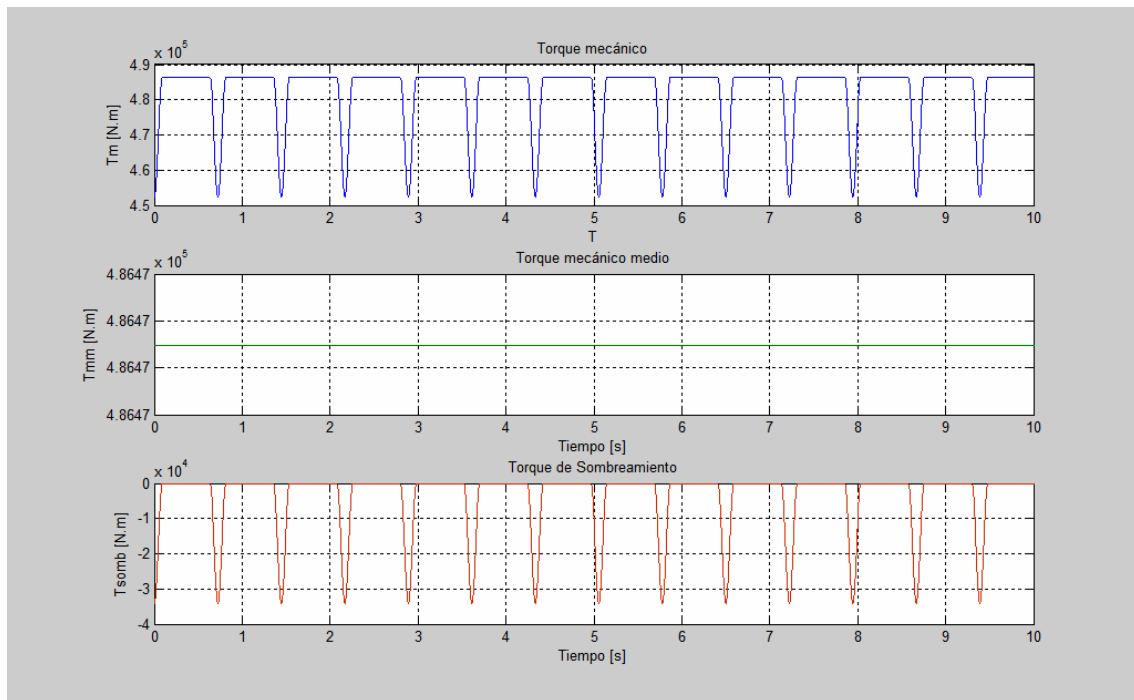


Fig. 3.7. Torques mecánicos resultantes de la simulación del bloque implementado.

Podemos apreciar que el torque de sombreado y el torque mecánico resultante se comportan de acuerdo a lo esperado, en función a las referencias bibliográficas. Por último validaremos, la curva que se refiere a las variaciones de la potencia mecánica en función a la velocidad de rotación del rotor, y de las variaciones de la velocidad del viento.

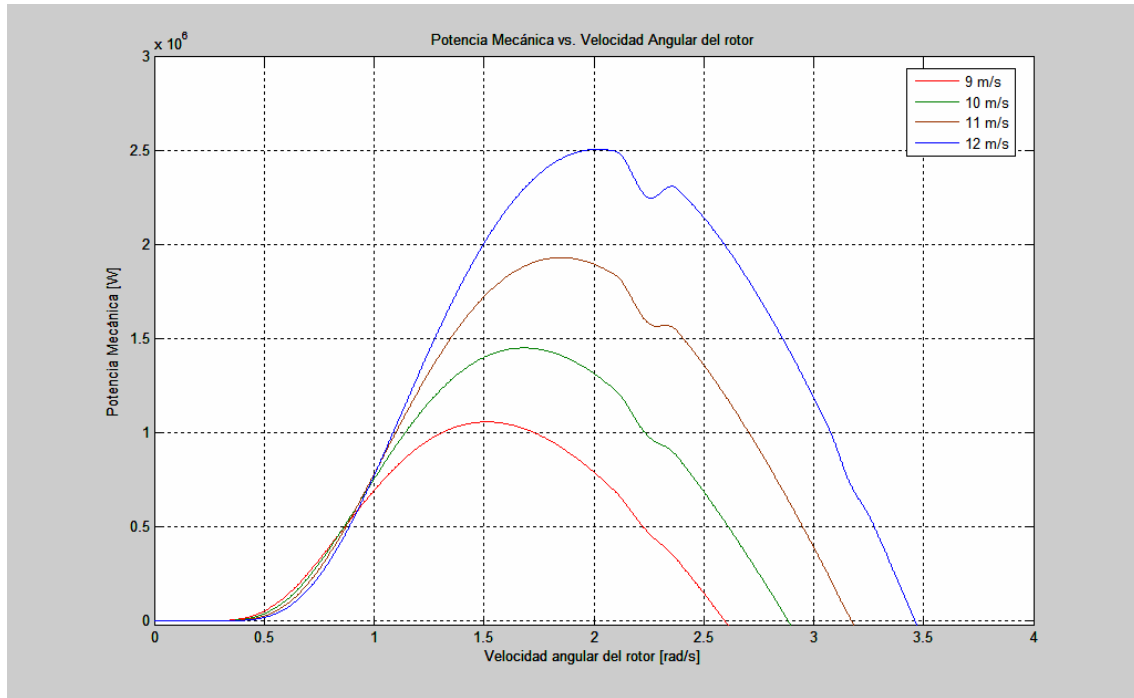


Fig. 3.9. Característica de la turbina eólica Potencia Mecánica vs. Velocidad Angular del rotor obtenida a partir de simulaciones de la implementación realizada.

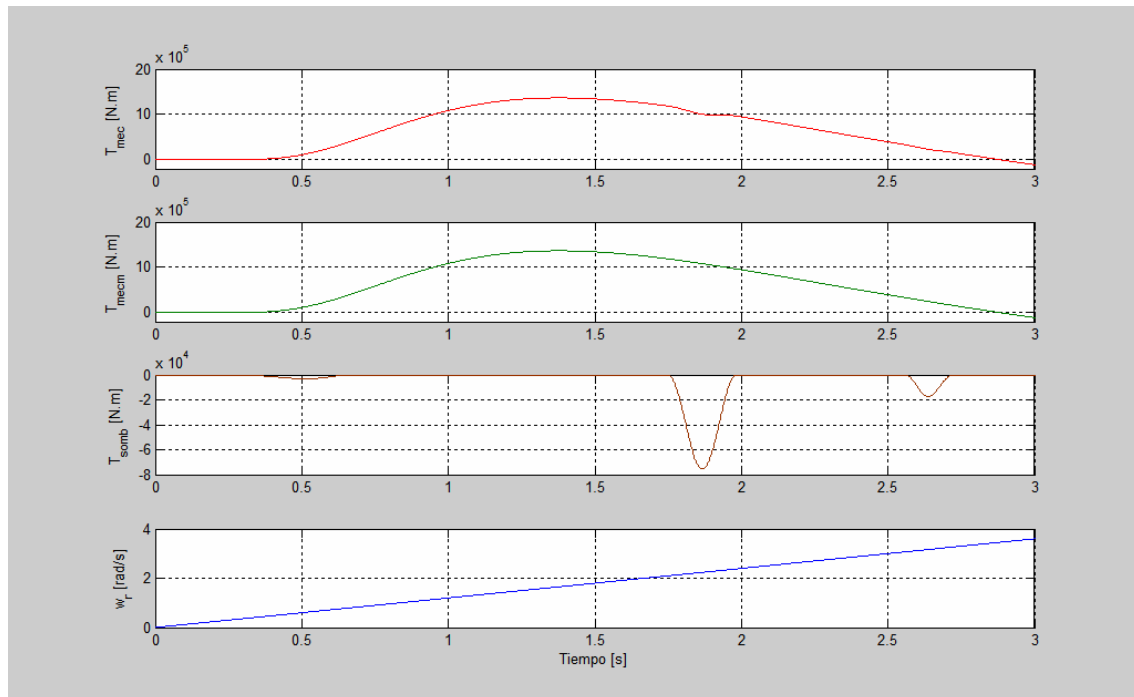


Fig. 3.10. Influencia en la característica de la turbina eólica Potencia Mecánica vs. Velocidad Angular del rotor del torque de sombreadamiento obtenida a partir de simulaciones de la implementación realizada.

La figura 3.9 se corresponde a lo esperado, en función de la curva expuesta en las figuras 2.8 y 2.9, la principal diferencia radica en el modelo adoptado de C_p , el cuál influye sobretodo a bajas velocidades del rotor, haciendo que a menores velocidades del

viento se obtengan mayores potencias mecánica; por otro lado, notamos que luego de superar el máximo de la potencia mecánica tiene una importante influencia el torque de sombreadamiento, la cuál se acrecienta a medida que la velocidad del viento se incrementa, esta interacción es presentada en la gráfica 3.10. Cabe mencionar que esta depresión en el torque de salida no aparecerá en forma permanente, sino lo hará con un frecuencia igual al triple de la frecuencia del rotor de la turbina eólica.

Modelo de la Turbina Eólica conectada al generador síncrono de imán permanente alimentando un rectificador no controlado.

Como fue mencionado anteriormente, en las simulaciones dinámicas fue utilizado como modelo del generador síncrono de imán permanente el bloque disponible en la librería del Sim PowerSystem del Matlab-Simulink.

El bloque del generador tiene de entrada el Torque Mecánico, el cuál es la salida del modelo de la turbina eólica. A su vez es la velocidad rotacional del rotor del generador obtenida, es retroalimentada como entrada de velocidad rotacional de la turbina eólica.

La salida eléctrica del generador de imán permanente, es interconectada a una carga por intermedio de un puente rectificador no controlado.

El esquema de conexión descrito es presentado gráficamente en la siguiente figura.

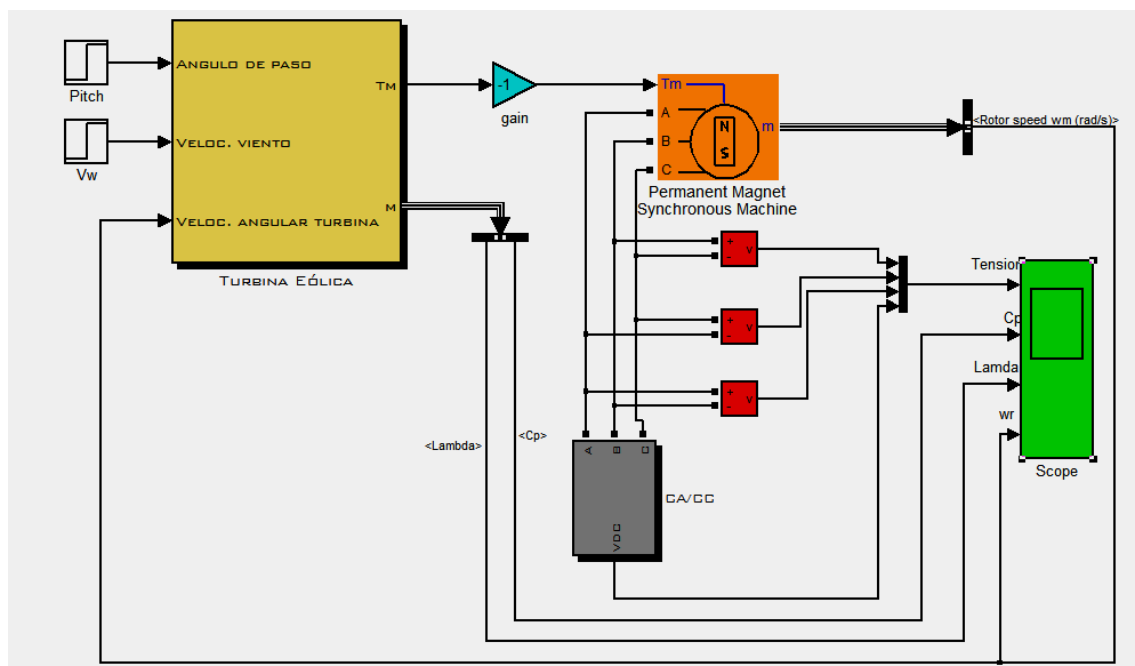


Fig. 3.11. Modelo completo de la turbina eólica conectada al generador síncrono de imán permanente alimentando una carga a través de un rectificador no controlado.

Como el bloque de la máquina síncrona de imán permanente requiere un torque negativo para operar como generador, al torque mecánico obtenido en el bloque de la turbina eólica le es aplicada una ganancia igual a -1.

Los parámetros de la máquina fueron fijados en valores estándares mencionados en la bibliografía consultada (R. Esmaili et al, 2005).

PERMANENT MAGNET GENERATOR PARAMETERS	
Number of Rotor poles	36
Stator Phase Resistor	0.1764 Ω
Synchronous Inductance	4.24mH

Tabla 3.1. Parámetros utilizados en el generador síncrono de imán permanente (PMSG).

Modelo del Conjunto Rotor

En el modelo del conjunto rotor turbina-rotor generador, es utilizado el método de la masa única expuesto en la parte 2. La dinámica de la masa del rotor del generador es modelada en el interior del bloque del mismo, según el siguiente diagrama de bloques:

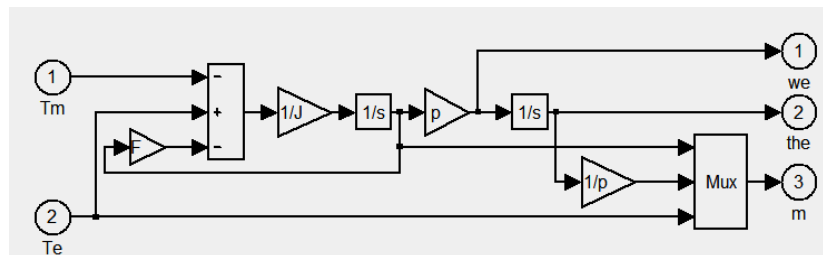


Fig. 3.12. Diagrama de bloque del Modelo del conjunto rotor implementado en el bloque del PMSG utilizado.

Donde T_m y T_e , son los Torques mecánico y electromagnético respectivamente y J el momento de inercia del rotor del generador.

La metodología aplicada consiste en modificar el valor de este momento de inercia por uno equivalente, el cual incluya el efecto de la inercia del rotor de la turbina.

Este valor fue ajustado de manera práctica, hasta conseguir un valor donde sea factible conseguir el comportamiento dinámico esperado del conjunto de masas y sea razonable para un modelo práctico.

Modelo del conjunto Puente Rectificador no Controlado-Carga

El puente rectificador no controlado es representado utilizando el modelo de puente universal de diodos disponible en la librería del SimPower System del Matlab-Simulink. A la salida del rectificador es conectada una carga en paralelo la cuál representa del comportamiento equivalente del sistema eléctrico con el cuál está intercambiando potencia el conjunto aerogenerador.

El siguiente diagrama esquematiza la implementación de este componente del sistema.

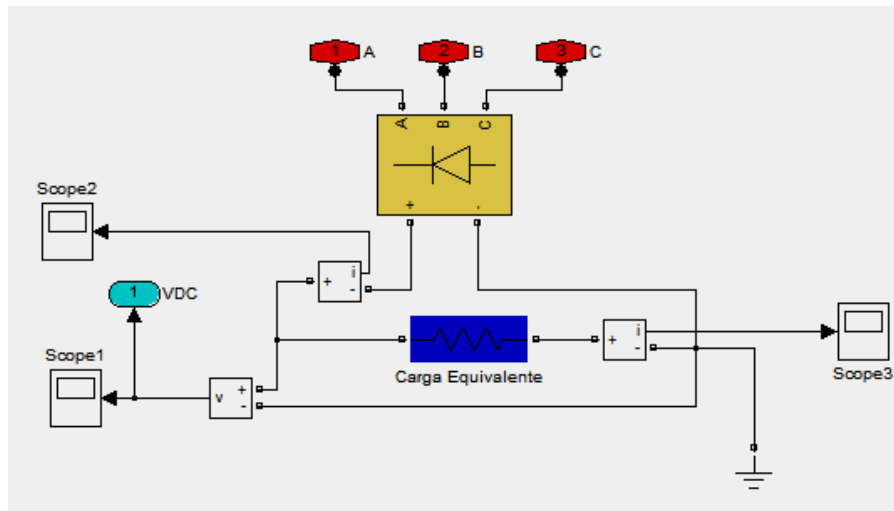


Fig. 3.13. Detalle de implementación del puente rectificador no controlado y la carga alimentada

El valor de la resistencia equivalente adoptada fue de $100 \, \Omega$. La misma fue asumida de forma tal, a producir un intercambio de potencia significativo, pero sin producir una saturación en el núcleo del generador, que distorsione la forma de onda de la tensión de salida.

Simulación de variaciones de velocidad del viento y ángulo de paso.

Con el modelo presentado en el ítem pasado, se realiza la simulación de una variación en escalón de la velocidad del viento, seguida de una variación en escalón del ángulo de paso de la turbina eólica.

El objetivo de esta simulación es la de evaluar el efecto acelerante en la velocidad angular del rotor que produce el aumento de la velocidad del viento, el cual es contrarrestado que posee el efecto desacelerante del incremento del ángulo de paso sobre la misma velocidad rotacional.

Este es principio aplicado en la regulación por pitch, donde el ángulo de paso es gobernado de forma tal a limitar la velocidad angular de la turbina, y con ello la potencia mecánica transmitida al generador.

Transcurridos 1 segundo de simulación es aplicado un escalón en la velocidad del viento y esta varía de 10 a 12 m/s. Ante dicha perturbación la turbina tiende a mantener constante los valores de C_p y λ , reflejando casi íntegramente la variación de la velocidad del viento en una variación casi proporcional en la velocidad angular de la turbina eólica. Esto repercute en un incremento en los valores picos de la tensión de salida generada y por lo tanto en la tensión de la barra de corriente continua.

Esta situación persiste durante 0,3 segundos, y es el instante $t = 1,3$ segundos, momento en el cuál es aplicado una variación en escalón en el ángulo de paso de la turbina, pasando de valor igual a cero, a fijarse en $12,7^\circ$.

Esta perturbación en el ángulo de paso de la turbina, influencia de manera contraria a la anterior sobre la velocidad de rotación de la turbina eólica, reestableciendo la misma en su valor original previo al incremento del viento.

Estos resultados pueden ser observados con claridad en las siguientes curvas obtenidas de la simulación.

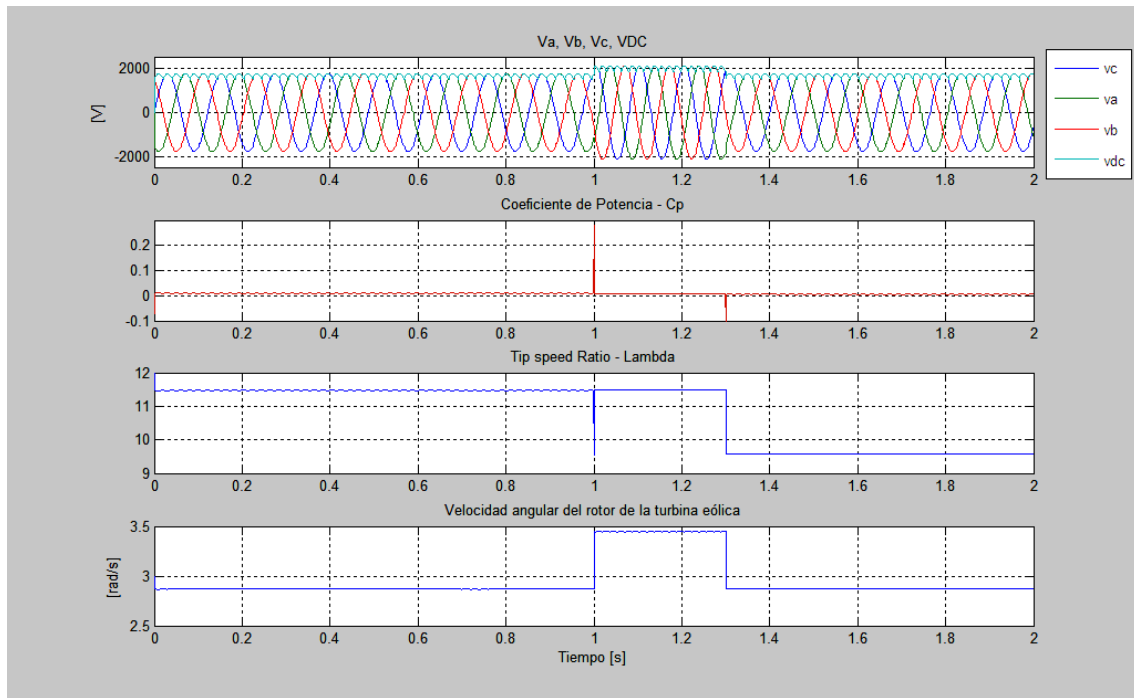


Fig. 3.14. Resultados de la simulación de perturbaciones de escalón en la velocidad del viento y ángulo de paso de las palas de la turbina eólica.

Conclusiones Específicas

Los modelos desarrollados en el presente trabajo, poseen un comportamiento acorde a lo esperado, de acuerdo a lo investigado en las bibliografías consultadas.

Conclusiones Generales y futuros Trabajos

La energía contenida en los vientos constituye un elemento de gran potencial e importancia para las matrices energéticas de los sistemas eléctricos futuros a nivel mundial. Debido a ser un recurso con características medioambientales y de disponibilidad muy acordes a los requerimientos actuales (libre de contaminación y renovable), la tecnología de generación de electricidad que lo posee como recurso primario, tiene muchas ventajas competitivas e incentivos de desarrollos superiores en relación a las tecnologías convencionales.

El auge de los últimos años de buscar alternativas energéticas que se encuentren enmarcados no solo dentro de parámetros técnicos sino también ecológicos que las hagan sustentable, ha hecho que la generación eólica experimente un crecimiento importante y posea un horizonte prometedor dentro de los sistemas eléctricos del futuro.

El estado del arte de los aerogeneradores, está siendo claramente orientado en la actualidad, a la investigación de sistemas donde el papel de la electrónica de potencia, cada vez juega un papel más vital, para el funcionamiento y sobretodo correcto control de la generación eólica.

Por ello, es importante encausar futuros trabajos e investigaciones a técnicas y procedimientos que lleven a perfeccionar topologías buscando mejorar no solo el sistema de control de los aerogeneradores, sino principalmente, buscando llegar a límites superiores de eficiencia del sistema global.

Bibliografía

- [1] T. Ackermann. "Wind Power in Power Systems". John Wiley & Sons. ISBNs: 0-470-85508-8. 2005
- [2] J. A. Baroudi, V. Dinavahi, and A. M. Knight,. "A Review of power converter topologies for wind generators". 2006
- [3] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, E. Bossanyi. "Wind Energy Handbook". John Wiley & Sons. ISBNs: 0-471-48997-2.
- [4] CIGRE TF38.01.10 "Modeling New Forms of Generation and Storage, November 2000.
- [5] R. Esmaili, L. Xu, and D. K. Nichols, "A New Control Method of Permanent Magnet Generator for Maximum Power Tracking in Wind Turbine Application". IEEE 2005.
- [6] Engineering School. University of Navarra. "Wind Energy". A.Y. 2006-07
- [7] E. Fiorini, "Ferramenta para Auxilio a análise de viabilidade técnica da conexão de parques eólicos à rede elétrica". 2005. IX, 165 p. 29,7 cm. (COPPE/UFRJ, M.Sc., Engenharia Elétrica, 2005)
- [8] L.H. Hansen , P.H. Mansen, F. Blaabjerg, H.C. Christensen, U.Lindhard, K. Eskildsen, " Generators and Power Electronics Technology for Wind Turbines". IECON'01. 27th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society.
- [9] L. H. Hansen, L. Helle, F. Blaabjerg, E. Ritchie, S. Munk-Nielsen, H. Bindner, P. Sørensen and B. Bak-Jensen, "Conceptual survey of Generators and Power Electronics for Wind Turbines". Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark. December 2001
- [10] K. Raiambal and C.Chellamuthu. "Modeling and Simulation of grid connected wind electric generating system". Proceeding of IEEE TENCON 2002.
- [11] J.G. Slootweg', H. Polinde, W.L. Kling, "Initialization of Wind Turbine Models in Power System Dynamics Simulations". PPT 2001 .2001 IEEE Porto Power Tech Conference ,Porto, Portugal.

