



**XXI SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
23 a 26 de Outubro de 2011
Florianópolis - SC

GRUPO - IV

GRUPO DE ESTUDO DE ANALISE E TECNICAS DE SISTEMAS DE POTENCIA - GAT

MODELADO DE UNA TURBINA EÓLICA DE VELOCIDAD FIJA CON ATP

Claudio Saldaña(*)
UTE

Graciela Calzolari
UTE

RESUMEN

Debido al creciente número de generadores eólicos previstos para suministrar parte de la demanda en los próximos años, a conectarse en las redes de distribución y transmisión principalmente, ha surgido un gran interés por analizar si el ATP (Alternative Transients Program) es ó no adecuado para la simulación de la interacción entre esta generación intermitente y los sistemas de potencia. La principal causa de la variación de la potencia generada es la velocidad del viento. Se describe el modelo "Equivalent Wind Speed" del laboratorio Riso para la simulación de series temporales del viento y su implementación en ATP. Se analiza como modelar la transmisión mecánica (ejes de baja y alta velocidad, caja multiplicadora) junto con las inercias de las masas rotantes de la turbina y el generador. Se estudia si el modelo de máquina ya implementado en el ATP, denominado "Dynamic Universal Machine" es adecuado para este tipo de generación. Se presentan las siguientes aplicaciones en una red eléctrica radial de 31.5 kV a la cual está conectada un generador de 2 MW de velocidad fija: a) transitorio eléctrico debido a la conexión a la red b) huecos de tensión simétricos c) cortocircuito trifásico en bornes d) comparación de algunas magnitudes con torque constante y variable.

PALABRAS-CLAVE

ATP, Generador eólico, Viento

1.0 - INTRODUCCIÓN

Como resultado de la creciente preocupación con el medio ambiente, se están haciendo esfuerzos para minimizar el impacto ambiental de la generación convencional de energía eléctrica. Por otro lado la utilización de fuentes de energías renovables para la generación de electricidad se está extendiendo e incrementando a nivel mundial. La energía eólica es una de las mas importantes y promisorias fuentes de energía renovable dada su viabilidad económica y a la diversidad de tecnologías implementadas y en desarrollo.

Debido al creciente número de generadores eólicos previstos para suministrar parte de la demanda en los próximos años, a conectarse en las redes de distribución y transmisión principalmente, ha surgido un gran interés por conocer como puede afectar su presencia a los sistemas eléctricos. Es posible establecer que el impacto significativo de la energía eólica comenzó a principios de los años 80 con un simple y robusto diseño de tres palas, eje horizontal, caja de cambio y una máquina de inducción con rotor de jaula de ardilla. En la actualidad los principales fabricantes continúan su producción.

Se escogió trabajar en el dominio del tiempo para estudiar el impacto eléctrico de un aerogenerador de velocidad fija. El modelado en el dominio del tiempo consiste en integrar numéricamente las ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento del generador eólico por un lado y la red eléctrica por el otro. Se utilizó el programa ATP para simulación de transitorios electromagnéticos y electromecánicos como herramienta de trabajo. En este artículo se describe un modelo de viento y aspectos de su implementación. Como una primera experiencia de

(*) Palermo 5748 – CEP 11400 Montevideo, Montevideo, – Uruguay
Tel: (+598) 26061328 – Fax: (+598) 22037850 – Email: gracclau@adinet.com.uy

análisis de este tipo de generación eólica, se presentan algunos resultados y aspectos de simulación de una red eléctrica radial de 31.5 kV a la cual está conectado un generador eólico de 2MW, de velocidad fija.

2.0 - MODELO DE VIENTO [1] [2] [3] [4] [5]

Las turbinas eólicas de velocidad fija producen una compleja y continuamente fluctuante potencia activa. Gran parte de la complejidad reside en la entrada: el viento. La principal causa de la variación de la potencia es la velocidad del viento. Un modelo de viento es esencial para obtener simulaciones reales de la potencia generada durante la operación continua. Usualmente los modelos de viento asumen que el campo velocidad de viento continuo en el área del rotor puede ser reemplazado por un conjunto de series de tiempo discretas en una grilla de puntos en el área barrida por el rotor. Sin embargo este tipo de modelos requieren mucho tiempo de simulación y uso de memoria. En este trabajo se usa un modelo de viento a escala de rotor denominado "Equivalent Wind Speed (EWS)", el cual es un buen compromiso entre precisión y tiempo de cálculo. Este fue desarrollado por Riso DTU (National Laboratory for Sustainable Energy), Dinamarca. Este modelo produce una velocidad del viento equivalente a la altura del buje, representada como una sola serie de tiempo la cual es convenientemente usada como entrada a un modelo aerodinámico simplificado de turbina eólica. Es adecuado para análisis de sistemas eléctricos, por ejemplo: a) estudios de calidad del suministro b) definición de estrategias de control para la operación c) estudios de estabilidad de tensión d) mejora del diseño eléctrico de turbinas eólicas, etc.

2.1 Velocidad del viento

La velocidad del viento es de naturaleza aleatoriamente variable. Se encuentra regida por la superposición de los efectos micro y macro meteorológicos e influenciada por las particularidades del terreno circundante. Las variaciones lentas de velocidad se asocian a los regímenes meteorológicos globales y los cambios de mayor frecuencia se deben al efecto de turbulencias provocadas por obstáculos, tales como árboles, edificios, formaciones rocosas, etc. La turbulencia representa las variaciones estocásticas de la velocidad del viento alrededor de su valor medio, asumido constante en un intervalo de tiempo de hasta 10 minutos. De acuerdo a esta definición la velocidad instantánea del viento se puede expresar como:

$$v(x, y, z, t) = V(x, y, z) + g(x, y, z, t) \quad (1)$$

donde: v – velocidad instantánea, V – velocidad media, g – turbulencia en [m/s]

Solamente la componente longitudinal de la velocidad de viento es tenida en cuenta, porque esta componente tiene una influencia dominante en las cargas aerodinámicas en las turbinas.

El estudio de la composición frecuencial de la turbulencia del viento se realiza mediante el cálculo de la densidad espectral. Para la definición matemática de la densidad espectral es necesario introducir la función de autocorrelación de la turbulencia. La función de autocorrelación ($R_x(\tau)$) de un proceso estocástico $x(t)$ se define como el valor esperado del producto $x(t) \cdot x(t+\tau)$ y suponiendo que el proceso sea estacionario dicha función va a depender solamente del parámetro τ . Se define la densidad espectral $S_x(f)$ del proceso $x(t)$ como la transformada de Fourier de su función de autocorrelación $R_x(\tau)$, cuyas unidades son $(m/s)^2/Hz$.

$$S_x(f) = \int_{-\infty}^{\infty} R_x(\tau) e^{-j2\pi f\tau} d\tau \quad (2)$$

La norma IEC61400-1 presenta distintos modelos para la función $S_x(f)$ de la turbulencia longitudinal, entre ellos el modelo de Kaimal que es un modelo empírico. Es el más utilizado habitualmente y tiene la siguiente expresión, definido como unilateral:

$$\frac{S_u(f)}{\sigma^2} = \frac{4 * L_k / V_{hub}}{(1 + 6 * f * L_k / V_{hub})^{5/3}} \quad (3)$$

donde: $L_k = 8.1 * \Lambda_1$ $\Lambda_1 = 0.7 * H_{buj e}$ si $H_{buj e} < 30m$; $\Lambda_1 = 21m$ si $H_{buj e} \geq 30m$; $H_{buj e}$ – altura del buje [m];
 V_{hub} – velocidad media del viento a la altura del buje; σ – desviación estándar de la turbulencia.

2.2 Modelo de turbulencia en un referencial fijo

En la referencia [2] se muestra que la simulación de una serie temporal de turbulencia con espectro Kaimal se puede hacer utilizando una función de transferencia en el dominio de Laplace que tiene la siguiente expresión:

$$H_{KAIMAL}(s) = \sqrt{\frac{4L_k\sigma^2}{2V_{hub}}} * \frac{0.0182c^2s^2 + 1.3653cs + 0.9846}{1.3463c^2s^2 + 3.7593cs + 1} \quad (4)$$

$$c = \frac{4L_k}{2\pi V_{hub}}$$

De esta forma aplicando la función de transferencia sobre ruido blanco, se obtiene la turbulencia sintetizada en un punto a la altura del buje de un aerogenerador. La Figura 1- (a) compara la densidad espectral de la turbulencia sintetizada y el espectro teórico, lo cual valida el modelo.

2.3 Turbulencia en un referencial giratorio

La turbulencia experimentada por una pala de una turbina eólica que se encuentra girando es distinta a la turbulencia que observaría un anemómetro situado en una torre meteorológica no afectada por la turbina. Trabajos previos han demostrado que la rotación de una pala en un campo velocidad de viento modifica el espectro turbulento provocando una redistribución de frecuencias y dando lugar a la aparición en el espectro, de componentes de energía en el rango de frecuencias $[0, 3p]$, siendo $1p$ la frecuencia de giro del rotor. Este fenómeno se denomina “muestreo rotacional”. La función de densidad espectral correspondiente a la medida de una serie de tiempo de potencia activa producida por una turbina de velocidad fija, muestra que las principales variaciones se tienen en las frecuencias 0 y $3p$. Medidas han mostrado que el efecto $3p$ debido al muestreo rotacional de la turbulencia suministra la principal contribución a la emisión de flicker.

2.4 Modelo “Equivalent Wind Speed (EWS)”

El modelo EWS es una sola serie de tiempo de velocidad del viento, equivalente para toda el área del rotor, que permite simular la potencia eléctrica de una turbina eólica real de tres palas. En la referencia [1] está presentado el desarrollo teórico que permite escribir la siguiente expresión matemática para la velocidad equivalente del viento ($v_{eq}(t)$):

$$v_{eq}(t) = V_0 + v_o(t) + rv_3(t) * \cos(3\omega_R t) + iv_3(t) * \text{sen}(3\omega_R t) \quad (5)$$

donde: V_0 _ velocidad media del viento a la altura del buje; ω_R _ velocidad angular del rotor

La función $v_o(t)$ se calcula aplicando la turbulencia sintetizada del ítem 2.2 a la entrada de la siguiente función de transferencia:

$$H_{v_o}(s) = \frac{0.99 + 4.79ds}{1 + 7.35ds + 7.68d^2s^2} \quad (6)$$

siendo $d=R/V_0$, R radio del rotor.

Las funciones $rv_3(t)$ e $iv_3(t)$ se calculan aplicando dos turbulencias sintetizadas (ítem 2.2) a la entrada de la siguiente función de transferencia:

$$H_{rv_3}(s) = H_{iv_3}(s) = \frac{0.0307 + 0.277ds}{1 + 1.77ds + 0.369d^2s^2} \quad (7)$$

A partir de la ecuación (5) se observa que el modelo EWS depende de la posición ($\omega_R t$) del rotor. Por lo tanto este modelo es válido tanto para turbinas eólicas de velocidad fija como variable.

Este modelo por su corto tiempo de procesamiento y la reducida necesidad de memoria es muy adecuado para la simulación simultánea de un gran número de turbinas lo que hace posible estimar el impacto de una granja.

2.5 Simulación de series de viento en ATP

La Figura 1 – (b) muestra el diagrama de bloques del modelo EWS implementado con la rutina TACS del ATP.

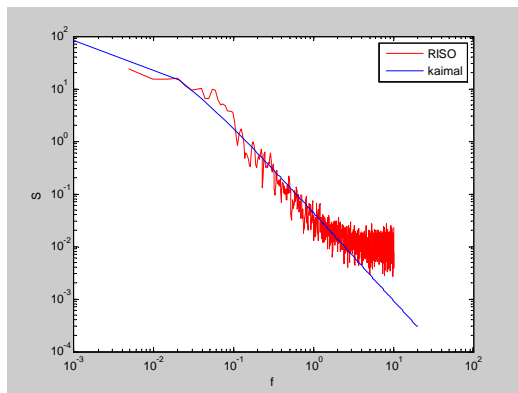


FIGURA 1- (a) Espectros de Kaimal y sintetizado RISO

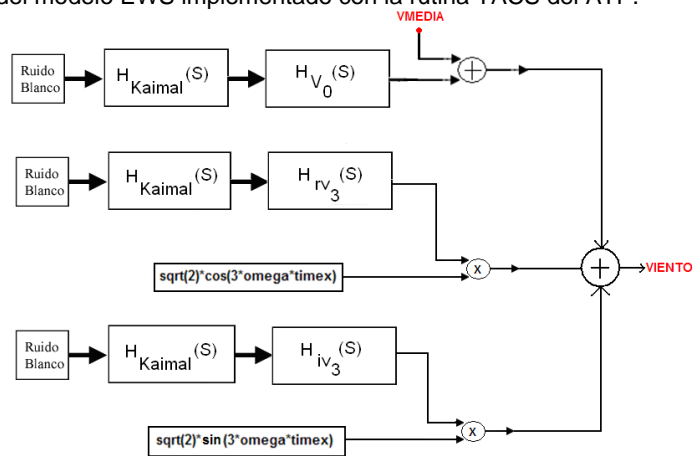
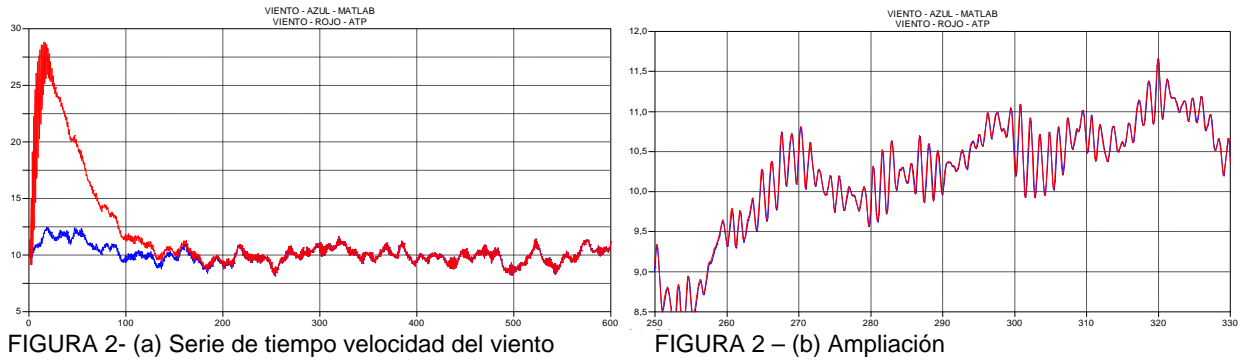


FIGURA 1 – (b) Modelo EWS en ATP

Las Figuras 2- (a) y 2 – (b) muestran una comparación de series de tiempo velocidad del viento del modelo EWS, obtenidas con Matlab y ATP. Se simuló una ventana de 600s con un paso de integración de 50ms.



Se observa un período transitorio en el cual hay importantes diferencias. Las mismas se deben a los diferentes métodos de resolución empleados por Matlab y ATP, se destaca que el primero emplea un paso de integración variable. La señal ruido blanco de entrada al filtro Kaimal presenta saltos de pendientes abruptos.

Los efectos “tower shadow” y “wind shear” aunque no están incluidos en el presente trabajo, pueden ser incorporados al modelo EWS en forma sencilla.

3.0 - MODELO DE TURBINA EÓLICA EN ATP [6] [7] [8]

En este trabajo se modeló una turbina eólica convencional, de tres palas, con eje horizontal, con control de potencia por pérdida aerodinámica (Stall controlled), con caja multiplicadora y generador de inducción con rotor en jaula de ardilla.

3.1 Torque aerodinámico

El rotor aerodinámico convierte la energía cinética del viento en energía mecánica. Cada sección de pala contribuye al torque aerodinámico, integrando las contribuciones de todas las secciones de una pala y sumando los efectos de las tres palas se obtiene el torque aerodinámico (T_{aero}) en el eje, que tiene la siguiente expresión:

$$T_{aero} = \frac{\rho \pi R^2 v_{eq}^3 C_p(\lambda, \beta)}{2 \omega_R} \quad (8)$$

donde: C_p – coeficiente de potencia; $\lambda = \omega_R R / v_{eq}$ velocidad específica; β – ángulo de paso; ρ – densidad del aire

La expresión (8) fue implementada en la rutina TACS, la variable v_{eq} es una señal de entrada calculada de acuerdo al ítem 2. Otra señal de entrada es la velocidad del rotor, que es una de las salidas del modelo mecánico. Para el aerogenerador en estudio se considera β constante.

3.2 Modelo mecánico

En este trabajo el modelo de la parte mecánica es un modelo de dos masas, una de ellas corresponde a la gran inercia del rotor de la turbina eólica y la otra representando la pequeña inercia del generador de inducción. Ambas masas están unidas a través de un eje con un cierto grado de elasticidad. El generador eléctrico gira a alta velocidad comparado con la velocidad de giro del rotor aerodinámico, por lo tanto la transmisión mecánica conecta ambos elementos a través de una caja multiplicadora. Para estudios de calidad de potencia y estabilidad transitoria de turbinas eólicas el modelo de dos masas es suficiente para obtener resultados representativos. La Figura 3 muestra en forma esquemática la parte mecánica a modelar, donde: J_w , J_g momentos de inercia del rotor aerodinámico y del generador, J_1 , J_2 momentos de inercia de las ruedas de la caja multiplicadora, K_1 , K_2 coeficientes de rigidez, D_1 , D_2 coeficientes de amortiguamiento, T_w , T_g torques aerodinámico y electromagnético, ω_1 velocidades angulares. El cálculo de las velocidades angulares de giro puede ser hecho a través de la resolución de las ecuaciones de movimiento ó de la utilización de una red eléctrica equivalente con elementos concentrados R,L,C. Este último procedimiento fue adoptado en este trabajo y se basa en una equivalencia entre cantidades eléctricas y mecánicas, como mostrado en la Tabla 1.

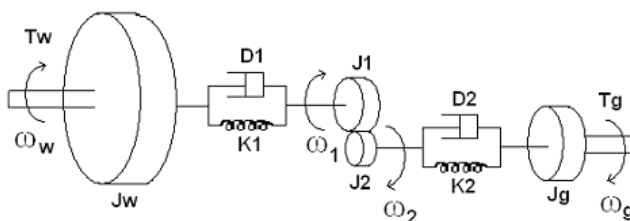


Tabla 1 - Equivalencia entre cantidades eléctricas y mecánicas

Mecánica	Eléctrica
T [Nm]	i [A]
ω [rad/s]	v [V]
θ [rad]	q [C]
J [kgm ²]	C [F]
K [Nm/rad]	$1/L$ [1/H]
D [Nms/rad]	$1/R$ [S]

FIGURA 3 – Parte mecánica de la turbina eólica

La Figura 4-(a) presenta las redes eléctricas equivalentes correspondientes a los ejes de baja y alta velocidad. Considerando que la caja multiplicadora es equivalente a un transformador ideal, donde los torques son análogos a corrientes y las velocidades angulares son análogas a tensiones, es posible obtener la red eléctrica de la Figura 4 – (b).

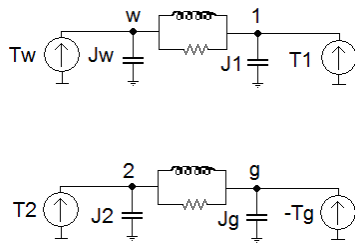


FIGURA 4 – (a) Redes eléctricas equivalentes

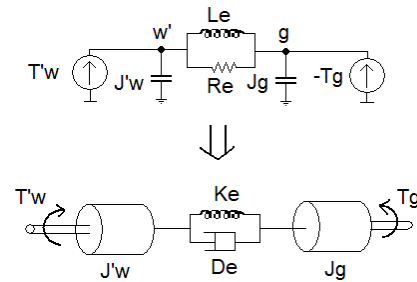


FIGURA 4 – (b) Modelo equivalente de dos masas

Suponiendo $D_1=D_2=0$, $k_{gear}=\omega_2/\omega_1$ se obtienen las siguientes expresiones:

$$T'_w = \frac{T_w}{k_{gear}} \quad J'_w = \frac{J_w}{k_{gear}^2} \quad K_e = \frac{1}{\frac{1}{K_2} + \frac{k_{gear}^2}{K_1}} \quad (9)$$

3.3 Generador de Inducción

El generador de inducción con rotor en jaula de ardilla es modelado en ATP a través de la fuente UM Type-19 denominada Dynamic Universal Machine. El torque electromagnético calculado por el modelo UM es automáticamente adicionado a un apropiado nodo de la red eléctrica equivalente, como una fuente de corriente. De la resolución de dicha red se obtienen las velocidades de giro del rotor y la turbina eólica. Este modelo utiliza la transformada de Park proyectando el devanado estático sobre el rotor. Se emplea el Método de Compensación para la resolución simultánea de las ecuaciones diferenciales de la red eléctrica y la máquina.

4.0 - CASOS ESTUDIADOS CON ATP

En este ítem se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones con ATP de los siguientes casos: arranque, cortocircuito en bornes, huecos de tensión, comparación de magnitudes con torque constante y variable. La Figura 5 presenta el diagrama unifilar de la red eléctrica radial utilizada. Esta red está compuesta por un equivalente de Thevenin en 150 kV, 50 Hz, que alimenta un circuito radial de tensión nominal 31.5 kV, al cual está conectado un generador eólico de velocidad fija de 2MW.

4.1 Datos de la turbina eólica [9]

Las Tablas 2, 3 y 4 presentan los datos básicos de la turbina eólica modelada.

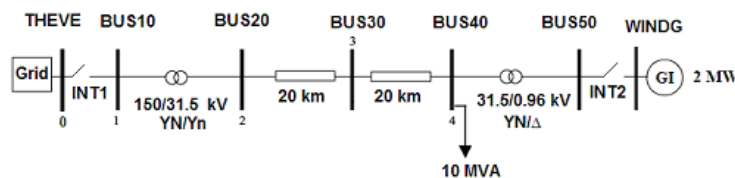


FIGURA 5 – Red eléctrica radial

4.2 Arranque

Con el interruptor INT2 de la Figura 5 abierto se aplica un torque aerodinámico constante. Se calculan las corrientes de arranque, torque electromagnético y potencia activa en dos situaciones: a) arranque como generador, cuando la velocidad de giro del rotor alcanza el valor de 159.0 rad/s se cierra el interruptor INT2. b) arranque como motor, cuando la velocidad de giro del rotor alcanza el valor de 151.84 rad/s se cierra el interruptor INT2. Las Figuras 6- (a) y 6- (b) comparan las magnitudes en los dos casos de arranque. En el arranque como motor la

Tabla 2 - Datos turbina eólica

Rotor	
Diámetro	76 m
Velocidad	18 rpm
Momento de Inercia	9.E6 kgm ²
Eje	
Coefficiente de rigidez	12.E7 Nm/rad
Coefficiente de amortiguamiento	7.5E5 Nms/rad
Caja multiplicadora	
Relación	1:83

corriente de arranque en la fase B tiene un valor de pico de 3.65 pu y en el arranque como generador vale 5.98 pu. En el arranque como motor se observa un torque negativo hasta que la velocidad supera la de sincronismo.

Tabla 3 - Datos generador de inducción

Generador de Inducción	
Tipo	jaula de ardilla
Potencia	2 MW
Tensión nominal	960 V
Corriente nominal	1300 A
Conexión	Delta
Número de polos	4
Velocidad	1500 rpm
Momento de Inercia	90 kgm ²
Parámetros	
Resistencia estatórica	0.005 Ω
Inductancia de dispersión del estator	4.E-4 H
Resistencia rotórica	0.009 Ω
Inductancia de dispersión del rotor	3.E-4 H
Inductancia de magnetización	15.E-3 H
Resistencia de pérdidas en el hierro	140 Ω

Tabla 4 – Coeficiente de potencia C_p

λ p.u.	C_p p.u.
2.3	0.0
2.4	0.09
3.1	0.2
3.6	0.3
4.2	0.4
4.9	0.464
5.5	0.482
5.8	0.491
6.6	0.491
7.0	0.473
7.5	0.464
8.1	0.4
8.9	0.355
9.9	0.227

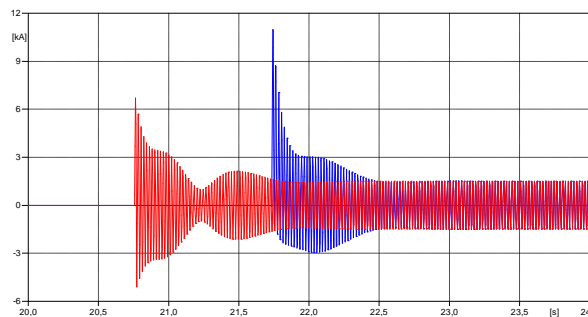


FIGURA 6 – (a) Corrientes de arranque (kA) de línea en la fase B, curva azul caso a), curva roja caso b).

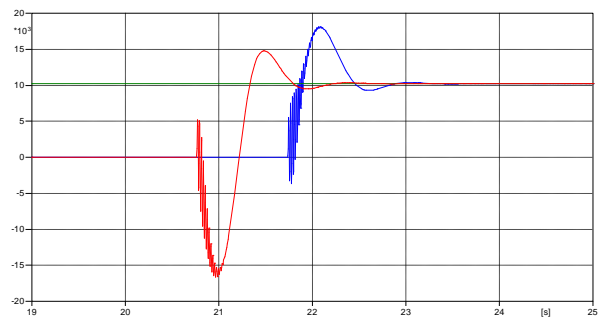


FIGURA 6 – (b) Torques electromagnéticos y aerodinámicos (N.m), curva azul caso a), curva roja caso b).

4.3 Cortocircuito trifásico en bornes

Con el interruptor INT2 de la Figura 5 abierto se aplica un torque aerodinámico constante y a los 21.733s se cierra INT2, arrancando como generador. A los 24s se aplica un cortocircuito trifásico sólido en bornes del generador. Las Figuras 7-(a) y 7-(b) muestran las corrientes de aporte del generador al cortocircuito y el torque electromagnético.

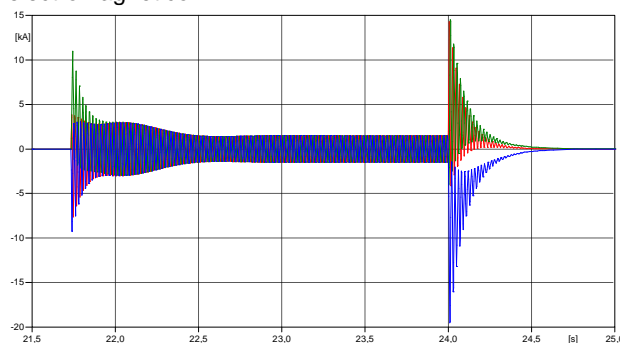


FIGURA 7 – (a) Corrientes de línea de aporte del generador al cortocircuito (kA)

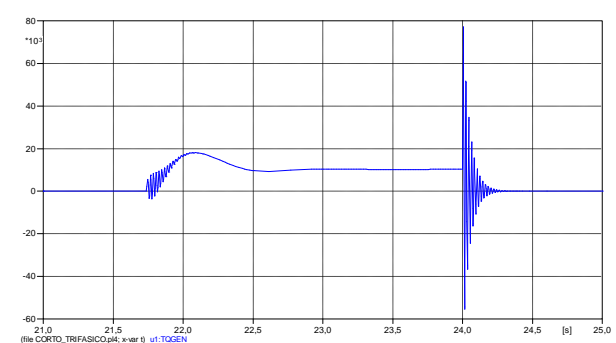


FIGURA 7 – (b) Torque electromagnético (N.m)

Se observa que la duración del aporte al cortocircuito es de 300ms. Después de aplicada la falta la máquina aumenta su velocidad y el torque electromagnético cae a cero luego de los 300ms.

4.4 Huecos simétricos

Con el objetivo de observar el comportamiento del generador de inducción durante un hueco de tensión simétrico, se aplica una falta trifásica equilibrada en la barra BUS30 con una resistencia de defecto igual a $10\ \Omega$. La misma se aplica a los 24 s y se mantiene durante 500 ms. Se produjo un hueco de tensión en la barra WINDG de valor 51%. La Figura 8 – (a) muestra la forma de onda de la corriente de línea estática en la fase A antes de la aplicación de la falta, durante el hueco de tensión y luego de eliminada la falta. La Figura 8 – (b) muestra en forma cualitativa como evoluciona la velocidad angular de giro en función de la variación del torque neto, definido como la diferencia entre los torques aerodinámico y electromagnético. En este caso el generador de inducción no pierde estabilidad.

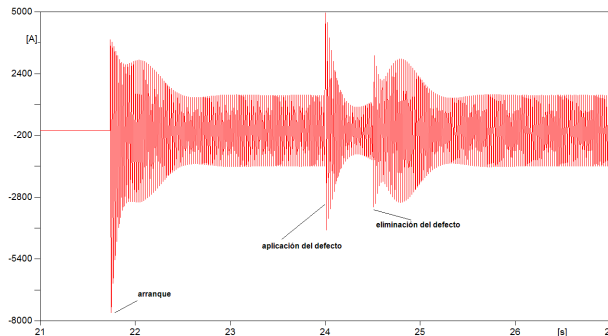


FIGURA 8 – (a) Corriente estática de línea fase A (A)

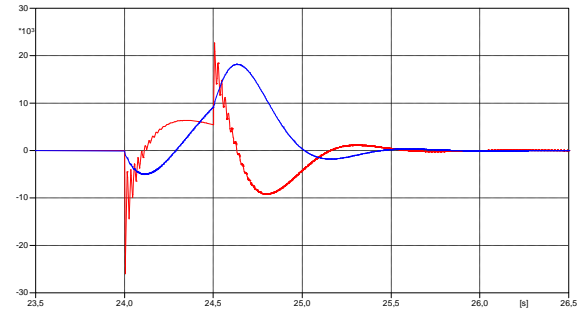


FIGURA 8 – (b) Torque neto curva roja, velocidad angular curva azul

4.5 Influencia de la turbulencia

Con el objetivo de observar el efecto de la turbulencia del viento en el torque aerodinámico, en la velocidad de giro ω_g y en las potencias activa y reactiva del generador, se simularon dos casos: a) con velocidad de viento constante igual a la velocidad media de 10 m/s b) con la serie de tiempo $v_{eq}(t)$, obtenida como descrito en el ítem 2, con la misma velocidad media. Las Figuras 9-(a) y (b) y las Figuras 10 – (a) y (b) muestran las magnitudes en el dominio del tiempo para ambos casos.

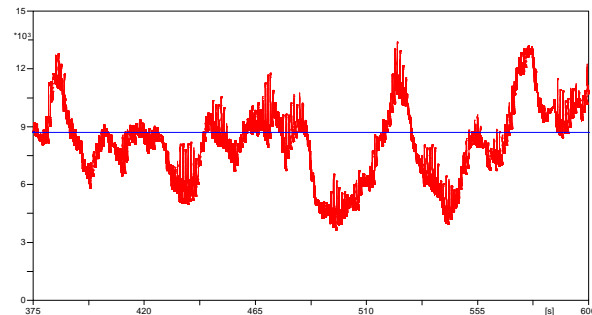


FIGURA 9 – (a) T_{aero} – caso a) curva azul
caso b) curva roja

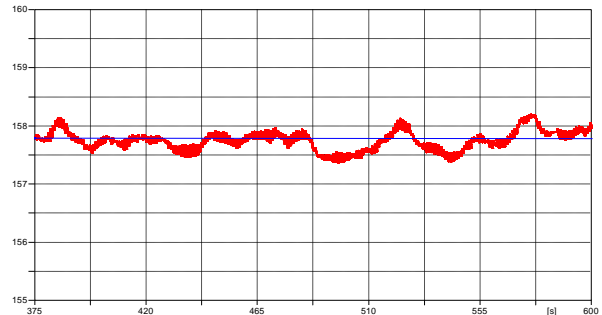


FIGURA 9 – (b) ω_g – caso a) curva azul
caso b) curva roja

En relación a la velocidad del generador se obtuvieron variaciones en el rango -0.27% a +0.48% alrededor del valor 157.79 rad/s correspondiente a velocidad constante del viento.

Con respecto a la potencia activa generada se obtuvieron variaciones en el rango -58.5% a +51.1% alrededor del valor 1.36 MW correspondiente a velocidad constante.

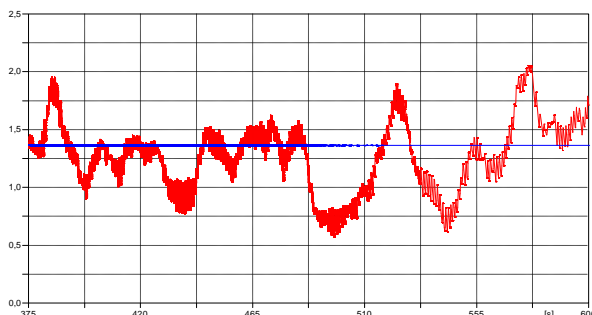


FIGURA 10 – (a) Potencia activa – caso a) curva azul
caso b) curva roja

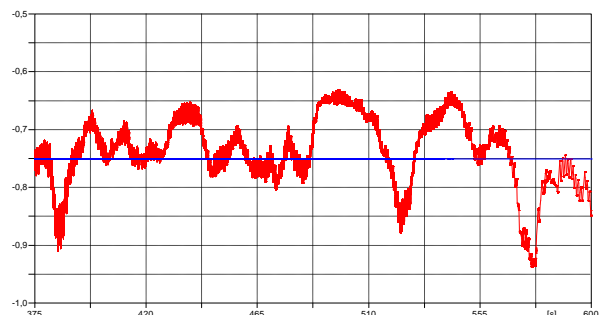


FIGURA 10 – (b) Potencia reactiva - caso a) curva azul
caso b) curva roja

5.0 - CONCLUSIONES

El programa ATP es una herramienta muy utilizada desde hace mucho tiempo (aproximadamente 30 años) en el análisis en el dominio del tiempo de fenómenos de redes eléctricas.

Debido al incremento de la generación eólica existe el interés de analizar si el ATP es ó no adecuado para la simulación de la interacción entre esta generación intermitente y los sistemas de potencia. Dependiendo del tipo de fenómeno en estudio y de la longitud de la ventana de simulación, habrá situaciones en las que será correcto suponer velocidad de viento constante y otras en que será necesario simular series temporales de velocidad de viento.

Un primer objetivo de este trabajo fue analizar e implementar un modelo de viento que tuviera en cuenta el efecto del giro de las palas. Se describió el modelo EWS del laboratorio Riso, que consiste en una sola serie de tiempo de velocidad del viento, equivalente para toda el área del rotor, que permite simular la potencia eléctrica de una turbina eólica real de tres palas. De la comparación de resultados entre Matlab y ATP es posible concluir que el ATP es una herramienta adecuada para la simulación de series temporales de la velocidad del viento. Es de destacar que este modelo sirve tanto para turbinas de velocidad fija como de velocidad variable.

El segundo objetivo fue analizar como modelar la transmisión mecánica (ejes de baja y alta velocidad, caja multiplicadora) junto con las inercias de las masas rotantes de la turbina y el generador. El ATP permite representar el sistema mecánico a través de una red eléctrica equivalente lo cual es flexible y se pueden incorporar fácilmente cajas multiplicadores y modelos de parámetros distribuidos para ejes. Se presentaron las fórmulas de los parámetros de la red eléctrica equivalente del modelo de dos masas.

El tercer objetivo fue utilizar un modelo de máquina ya implementado en el ATP, denominado "Dynamic Universal Machine" en dos situaciones, con torque mecánico constante y torque mecánico teniendo en cuenta las fluctuaciones de la velocidad del viento. De las simulaciones realizadas se concluye que este modelo es adecuado para la representación de una turbina eólica de velocidad fija.

Futuras aplicaciones de este trabajo podrían ser: cálculo del tiempo crítico de despeje de una falta, cálculo de flicker, estabilidad de tensión, etc.

De acuerdo a los resultados obtenidos hasta ahora se decidió continuar el trabajo con el estudio e implementación de un generador de inducción doblemente alimentado.

6.0 - REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) P. Sorensen, A.D. Hansen, P.A. Carvalho Rosas, "Wind Models for Simulations of Power Fluctuations from Wind Farms", *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 90, pp. 1381-1402, 2002.
- (2) W. Langreder, "Models for variable wind speed wind turbines", MS. Thesis, CREST Loughborough University, UK, 1996.
- (3) C. Vilar Moreno, "Fluctuaciones de tensión producidas por los aerogeneradores de velocidad fija", Ph.D. Thesis, Universidad Carlos III de Madrid, 2002.
- (4) M. Poller, S. Achilles, "Aggregated Wind Park Models for Analyzing Power System Dynamics", <http://www.digsilent.de/Consulting/Publications/WindParkModeling.pdf>
- (5) P.A. Carvalho Rosas, "Dynamic Influences of Wind Power on the Power System", Ph.D. Thesis, Technical University of Denmark, 2003.
- (6) I. Barbi, *Teoría fundamental do motor de inducao*, Florianópolis, Brasil, Editora da UFSC, 1985, p. 234.
- (7) H. W. Dommel, *EMTP Theory Book*, Vancouver: Microtran Power System Analysis Corporation, 1992.
- (8) Alternative Transients Program (ATP)-Rule Book, Canadian / American EMTP User Group, 1987-92.
- (9) Electrical Aspects of Wind Turbine Systems, PhD Course, Aalborg University, Denmark, 2006.

7.0 - DATOS BIOGRÁFICOS



Claudio Saldaña recibió el título de Ingeniero Industrial Opción Eléctrica de la Universidad de la República, Montevideo, Uruguay, en 1986. Obtuvo el grado de Master en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la Universidade Federal de Engenharia de Itajubá, Itajubá, Brasil, en 1990.

Trabaja en UTE desde 1984, desempeñándose actualmente en la Gerencia de Sector Protecciones y Telecontrol. Sus campos de interés incluyen estudios de transitorios electromagnéticos, modelado de equipos de potencia y protecciones de sistemas de potencia, PMU y generación eólica.

Graciela Calzolari recibió el título de Ingeniera Industrial Opción Eléctrica de la Universidad de la República, Montevideo, Uruguay, en 1986. Obtuvo el grado de Master en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la Universidade Federal de Engenharia de Itajubá, Itajubá, Brasil, en 1990.

Trabaja en la Gerencia de Sector Estudios y Proyectos, UTE, desde 1984. Sus campos de interés son estudios de transitorios electromagnéticos, modelado de equipos de sistemas de potencia y generación eólica.