



Comité Nacional Venezolano

II CONGRESO VENEZOLANO DE REDES Y ENERGÍA ELÉCTRICA

Junio 2009

B4-230

Análisis de Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia con Alta Penetración de Energía Eólica. Caso Isla Margarita - Venezuela

Miguel Sepúlveda¹, Miguel Montilla², Santiago Arnaltes², Oswaldo Ravelo¹, Paulo M. De Oliveira-De Jesus¹, Teresa Ponce de Leão³, Francisco Gonzalez-Longatt⁴, Ilich Hernandez⁵

¹Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar INDENE-USB.

²Universidad Carlos III de Madrid UC3M.

³Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto INESC/INETI.

⁴Universidad Nacional Experimental de las Fuerzas Armadas UNEFA.

⁵Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta SENECA-EDC

RESUMEN

La integración de grandes bloques de generación eólica en los sistemas eléctricos de potencia ha sido tema de investigación en las últimas décadas debido a la particularidad de este tipo de generación y a su impacto sobre la operación de la red. Basados en la experiencia europea sobre este ámbito, esta investigación plantea las bases a seguir para la interconexión de parques eólicos a los sistemas eléctricos evaluando principalmente la estabilidad del mismo en régimen permanente y ante perturbaciones. Como caso de estudio se propone la incorporación de un parque de 24 MW en el sistema eléctrico SENECA de la Isla de Margarita (Venezuela) donde predominan plantas de generación termoeléctricas. Se emplearon modelos dinámicos tanto de los aerogeneradores de velocidad fija propuestos como del sistema de transmisión y de las unidades de generación convencionales. Para el sistema mecánico de la turbina se utilizó un modelo de dos masas mientras que para el generador de inducción jaula de ardilla se utilizó un modelo de 5^{to} orden. El mecanismo de control elegido fue el de variación del ángulo de paso (*Pitch Control*). Se establecieron criterios de aceptabilidad para las pruebas y se realizaron simulaciones ante distintos tipos de contingencias usando DIGSILENT Power Factory[®]. Se observó que el sistema cumple con los criterios considerados al combinar la implantación del parque eólico con compensación reactiva.

PALABRAS CLAVE

Estabilidad Transitoria, Generación Eólica, Criterios de Aceptabilidad, Modelos Dinámicos.

miguelsepulvedagarcia@yahoo.es / <http://www.miguelsepulveda.net>

INTRODUCCIÓN

La capacidad instalada de generación eólica soportable por el sistema eléctrico depende tanto del tipo de tecnología utilizada por los aerogeneradores como de las características inherentes al sistema de potencia tales como: propiedades de la carga, cantidad y características de la generación instalada, niveles de cortocircuito, tensión en barras, topología de la red y requisitos de operación, de tal forma, se hace indispensable la realización de estudios que evalúen el impacto de este tipo de generación sobre la red a modo de cuantificar la capacidad máxima de generación permisible [1]. De la experiencia en países con importantes desarrollos eólicos se sabe que para mantener una operación adecuada y garantizar ciertos estándares de calidad, los parques eólicos deben permanecer conectados a la red durante fallas y colaborar activamente en la restitución del equilibrio del sistema, se sabe que su desconexión masiva ante perturbaciones provocaría un colapso o “efecto dominó” en la red de transmisión. Sin embargo, dadas las características tecnológicas de los aerogeneradores y la limitación del recurso eólico (las condiciones del viento son predecibles más no manipulables) esta tarea presenta una complejidad importante. [2][3]

La estabilidad de un sistema eléctrico es definida como la propiedad que le permite permanecer en un estado de equilibrio en condiciones normales y su capacidad para alcanzar un nuevo punto de equilibrio aceptable después de ser sometido a una perturbación. Esta definición es lo suficientemente general como para englobar todos los estudios de estabilidad y exige anticipar una división fundamental de éstos en función del tipo de perturbación aplicada, los tiempos de simulación y el tipo de parámetro observado, en esta investigación y como se mostrará en detalle, se simulon comportamientos transitorios de hasta 15 segundos, en cuanto a las variables de estudio se observó el comportamiento de la tensión, la potencia (activa y reactiva), la corriente y la frecuencia eléctrica ante severas contingencias en el sistema. Así mismo, los modelos utilizados en los estudios de estabilidad transitoria han de tener en cuenta los fenómenos electromagnéticos y electromecánicos inherentes a los elementos que conforman el sistema eléctrico. Esto adquiere particular relevancia cuando se habla de sistemas de generación eólica, los cuales incluyen peculiares sistemas mecánicos, elementos de electrónica de potencia y singulares sistemas de control, muy diferentes a los mostrados en las plantas de generación convencionales. Se requiere modelos que soporten la simulación de fallas balanceadas y desbalanceadas y que representen adecuadamente las variaciones de los valores instantáneos de las variables a observar. En el caso base de esta investigación se presentan los resultados de un estudio de estabilidad transitoria al interconectar un parque de 24 MW a la red SENECA de la Isla de Margarita considerando sus expansiones hasta el 2015 y una reducida importación por el cable submarino que alimenta a la isla. El análisis se realiza con aerogeneradores de velocidad fija con generador de inducción tipo jaula de ardilla y control por ángulo de paso[2].

I. MODELOS PARA ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

A. Modelo Aerodinámico [4][5][6]

El sistema aerodinámico de un aerogenerador se refiere al rotor de la turbina, el cual se encarga de realizar la conversión de la energía cinética del viento a energía mecánica y está conformado por: las palas, el buje y el mecanismo de cambio de paso de la pala. La energía cinética de un cilindro de aire de radio R que viaja con una velocidad de viento V_w , corresponde a un total de potencial eólico P_w dentro del área barrida por la turbina. La potencia mecánica total P_{mec} , extraída del potencial eólico P_w puede expresarse como:

$$P_{mec} = C_p(\lambda, \beta) \frac{1}{2} \rho_{aire} \pi R^2 V_w^3 \quad (1.1)$$

donde ρ_{aire} es la densidad del aire (se usa como estándar $1,225 \text{ kg/m}^3$), R es el radio del rotor, V_w es la velocidad del viento, la cual, para la Isla de Margarita y a 100m de altura es de $7,3 \text{ m/seg}$ y C_p es el coeficiente de potencia que representa la fracción de la energía procedente del viento, β es el ángulo de calado de la pala y λ el coeficiente de velocidad específica. Este modelo simplificado es conocido como el modelo de disco actuador el cual se basa en la eficiencia aerodinámica que es aprovechada por la turbina. Una práctica común para análisis transitorios es la de considerar un modelo cuya entrada de potencia al generador sea constante (par constante). Esta aproximación es posible en especial cuando se trabaja con aerogeneradores de velocidad fija y las perturbaciones simuladas transcurren entre intervalos de tiempo muy breves, por lo cual, las variaciones de viento en esos instantes pueden ser despreciadas.

B. Modelo del Sistema Mecánico [4][5][6]

Desde el punto de vista eléctrico, los componentes mecánicos que pueden transmitir oscilaciones a la red son:

- El eje de baja velocidad.
- El eje de transmisión.
- El eje de alta velocidad.

Tomando en cuenta estos estudios y dada la evidente simplicidad del modelo de dos masas, se tomará este esquema para la representación del sistema mecánico del aerogenerador. La utilización de un modelo de dos masas permite predecir los siguientes fenómenos:

- Las oscilaciones en la tensión, corriente, potencia y velocidad del generador de inducción. La naturaleza de estas oscilaciones provienen de la dinámica del par del acoplamiento mecánico.
- El restablecimiento de la tensión en la red eléctrica después de que la falla es despejada.

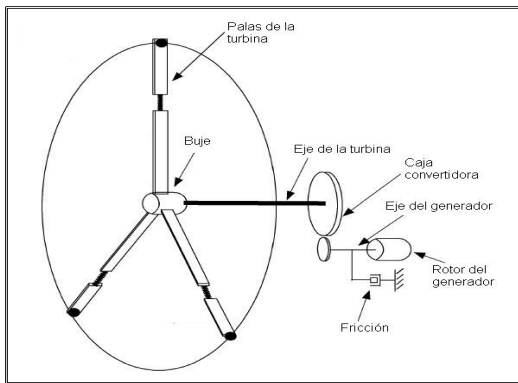


Figura 1.1 Esquema mecánico del aerogenerador

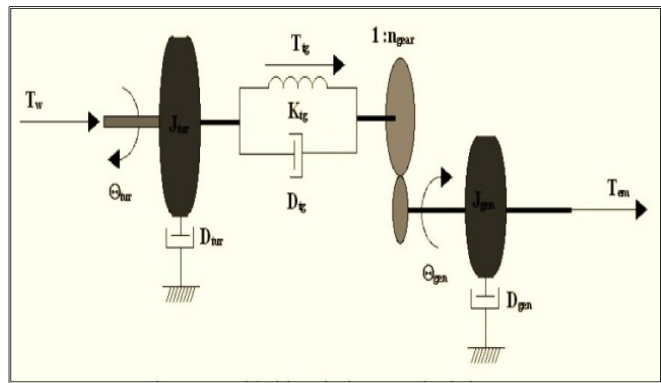


Figura 1.2 Sistema de dos masas para la turbina eólica

Las ecuaciones que constituyen este modelo se presentan a continuación:

$$\frac{d\omega_t}{dt} = \frac{1}{J_t} (T_m - T_{tg} - D_t \omega_t) \quad (1.2)$$

$$\frac{d\omega_g}{dt} = \frac{1}{J_g} (T_{tg} - T_e - D_g \omega_g) \quad (1.3)$$

$$\frac{dT_{tg}}{dt} = K_{tg}(\omega_t - \omega_g) + D_{tg}(\omega_t - \omega_g) \quad (1.4)$$

Donde J_t , J_g , D_t , D_g , ω_t , ω_g son la inercia, coeficiente de amortiguamiento y velocidad de giro del rotor de la turbina y del generador eléctrico respectivamente; T_{tg} es el par transmitido entre ambas masas (turbina-generador), D_{tg} y K_{tg} son el coeficiente de amortiguamiento y la constante de rigidez del acoplamiento mecánico.

C. Modelo del Generador de Inducción [4][5][6]

Es común en la literatura el uso de modelos de 3^{er} orden para representar al generador de inducción, no obstante, estudios recientes muestran importantes diferencias entre el modelo de tercer orden y el modelo de quinto orden, estando entre las principales:

- El pico de intensidad del estator.
- La velocidad de giro del generador eléctrico.

El pico de la intensidad del estator puede afectar al sistema de protección de sobreintensidad, en tanto que las diferencias de la velocidad de giro afectan al consumo de potencia reactiva y a la recuperación de la tensión en el periodo posterior al despeje de la falla. En base a lo expuesto y dado que DIGSILENT Power Factory[®] es una potente herramienta de simulación con soporte de modelos de 5^{to} orden se elegirá éste para representar al generador asíncrono, el cual es definido por las siguientes ecuaciones:

$$\frac{1}{\omega_s} \frac{d\psi_{sd}}{dt} = -u_{sd} + \frac{1}{\sigma t_s} \left(\frac{X_m}{X_r} \psi_{rd} - \psi_{sd} \right) + \psi_{sq} \quad \frac{1}{\omega_s} \frac{d\psi_{sq}}{dt} = -u_{sq} + \frac{1}{\sigma t_s} \left(\frac{X_m}{X_r} \psi_{rq} - \psi_{sq} \right) - \psi_{sd} \quad (1.5)$$

$$\frac{1}{\omega_s} \frac{d\psi_{rd}}{dt} = -u_{rd} + \frac{1}{\sigma t_s} \left(\frac{X_m}{X_s} \psi_{sd} - \psi_{rd} \right) + s\psi_{rq} \quad \frac{1}{\omega_s} \frac{d\psi_{rq}}{dt} = -u_{rq} + \frac{1}{\sigma t_s} \left(\frac{X_m}{X_s} \psi_{sq} - \psi_{rq} \right) + s\psi_{rd}$$

$$\frac{d\omega_g}{dt} = \frac{1}{2H_g} (T_{tg} - T_e)$$

Donde U es la tensión, I es la corriente, ψ es el enlace de flujo, R es la resistencia y s es el deslizamiento. Los subíndices d y q determinan la componente directa o en cuadratura de las magnitudes eléctricas y H_g es la constante de inercia del generador.

D. Modelo del Control por Ángulo de Paso

En la Figura 1.3 se representa el esquema de bloques del control de *pitch* para aerogeneradores TIPO A1.

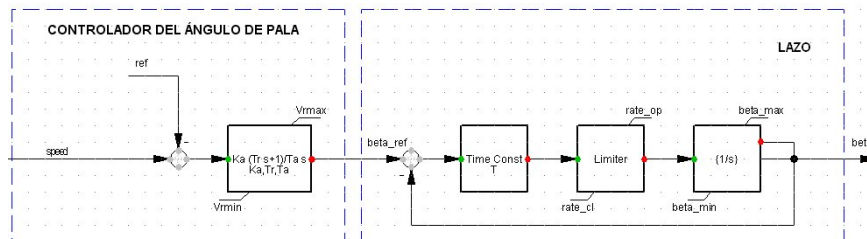


Fig. 1.3 Diagrama de Bloques del Control por Ángulo de Paso [7]

II. CRITERIOS DE ACEPTABILIDAD

Todos los estudios se realizarán en base a una filosofía determinista, los análisis y simulaciones sobre la red eléctrica de la Isla de Margarita considerarán las situaciones de punta máxima de demanda. [1][8][9][10][11]

El proceso de planificación para evaluar la confiabilidad del sistema se desarrolla en dos etapas; primero se evalúa el diseño del sistema para verificar la capacidad y flexibilidad para atender a las demandas de suministro mediante un *análisis estático* y luego se verifica que antes ciertas contingencias el sistema responda de una forma segura realizando un *análisis dinámico*. Obtenidos los resultados de dichas etapas se verifica la viabilidad de la implantación física del proyecto eólico.

Criterios de aceptación para los estudios de régimen permanente

- Se permiten variaciones de las tensiones en todas las barras de 115 kV, 34,5 kV y 13,8 kV entre un rango de 0,95 p.u. y 1,05 p.u. (tanto en condición normal como de simple contingencia)
- No se permitirá, bajo condiciones normales de operación, la sobrecarga de ningún elemento de la red de potencia.
- En condiciones de emergencia (bajo contingencia simple), se permitirá una sobrecarga máxima del 20% en cualquier elemento de transmisión de la red.
- La frecuencia debe permanecer entre los rangos permitidos por el operador del sistema eléctrico (véase Tabla 1.1 como referencia)
- Se considera que el sistema debe operar en régimen estacionario durante el periodo anterior a la contingencia y posterior a ella pasados entre 10 y 15 segundos.

Rango de Frecuencia	Tiempos Límites Permitidos
Mayor a 61,7 Hz	0 segundos
61,6 Hz – 61,7 Hz	30 segundos
60,6 Hz – 61,6 Hz	3 minutos
59,4 Hz – 60,6 Hz	Operación Continua
58,4 Hz – 59,4 Hz	3 minutos
57,8 Hz – 58,4 Hz	30 segundos
57,3 Hz – 57,8 Hz	7,5 segundos
57,0 Hz – 57,3 Hz	45 ciclos
Menor a 57,0 Hz	0 segundos

Tabla 1.1 Límites aceptables de frecuencia

Criterios de aceptación para los estudios de régimen transitorio

- La tensión post-falla no deberá ser menor a 0,7 p.u. durante un intervalo de tiempo mayor a 1 segundo.
- Se considera inadmisibles la pérdida de sincronismo entre generadores.
- No se admiten sobrecargas en los componentes del sistema de potencia mayores al 20% inmediatamente después de ocurrida la falla.
- La evolución de la frecuencia debe permanecer en límites aceptables dentro del rango permitido por el operador del sistema (Tabla 1.1)

- El intercambio de potencia activa y reactiva por las unidades de aerogeneración debe estar dentro de los valores mostrados en las Tablas 1.2 y 1.3.
- Se considera como respuesta inestable del sistema, si una vez despejada la falla no se cumplen los criterios anteriores o si las oscilaciones de tensión y frecuencia no presentan un comportamiento claramente amortiguado en un tiempo máximo de 10 segundos.

Límites de Consumo de Potencia	Consumos de Potencia Activa y Reactiva		
	Fallas Trifásicas		
	Zona A	Zona B	Zona C
Consumo neto de P	Sin limitación	< -10% Pnom (20ms)	Sin limitación
Consumo neto de Q	< -60% Pnom (20ms)	< 0% Pnom (20ms)	Sin limitación
Consumo neto Er	Sin limitación	Sin limitación	< -60% Pnom (150ms) o < -90ms p.u.
Consumo neto Ir	Sin limitación	Sin limitación	< -150% Inom (20ms)

Tabla 1.2 Límites para la potencia en falla trifásica.[4]

Límites de Consumo de Potencia	Consumos de Potencia Activa y Reactiva		
	Fallas Bifásicas		
	Zona A	Zona B	Zona C
Consumo neto de P	Sin limitación	< -30% Pnom (20ms)	Sin limitación
Consumo neto de Q	Sin limitación	< -40% Pnom (20ms)	Sin limitación
Consumo neto Er	Sin limitación	< -45% Pnom (100ms)	Sin limitación
Consumo neto Ir	Sin limitación	< -45% Pnom (100ms) o -40ms p.u.	Sin limitación)

Tabla 1.3 Límites para la potencia en falla bifásica[4]

Características de las fallas aplicadas

En la Tabla 1.4 se observa los valores utilizados para las fallas simuladas. Estas fallas son típicas en las exigencias de interconexión de los operadores europeos.

Tipo de Falla	Características de las Fallas Aplicadas		
	Duración de la Falla (ms)	Tensión Residual (%)	Tiempo de Recuperación (ms)
TRIFÁSICA	150	0	1500
BIFÁSICA	500	60	1000

Tabla 1.4 Características de las fallas aplicadas[4][12]

III. CASO DE ESTUDIO

El caso base para la integración de un parque eólico de 24 MW, ubicado en la Península de Macanao e interconectado a la S/E Boca de Río está conformado por:[13]

- 12 Aerogeneradores de 2 MW cada uno, teniendo así una capacidad instalada de 24 MW para el parque eólico.
- 12 Transformadores 0,69 kV/13,8 kV (Aerogeneradores)
- 3 Transformadores 13,8 kV / 34,5 kV (Colectores)
- 2 Líneas de Transmisión S/E Parque Eólico – S/E Boca de Río
- 12 Bancos de Capacitores para Aerogeneración de 0,7 MVA
- 3 Bancos de Capacitores para el Sistema Colector de 0,5 MVA.
- 9 Tramos de líneas subterráneas Aerogenerador-Aerogenerador
- 3 Tramos de líneas Aerogenerador-Colector

Esta distribución corresponde a tres troncales de generación, cada uno de ellos contará con 4 aerogeneradores separados entre sí por una distancia de 120 metros. Subsecuentemente, cada troncal llegará a una barra colectora separada de la línea de aerogeneración por una distancia de 300 metros. El sistema estará conformado por tres niveles de tensión: 0,690 kV / 13,8 kV / 34,5 kV correspondientes a aerogeneración, troncales y subestación respectivamente. La subestación del parque eólico se conectará a la red eléctrica SENECA Margarita mediante 2 líneas de transmisión de 3 km. Todos los aerogeneradores tendrán un banco de capacitores al igual que cada barra colectora con el fin de mantener las tensiones lo más cercanas posibles al valor nominal. En la Figura 1.4 se muestra el diagrama unifilar del parque.[5][6][7]

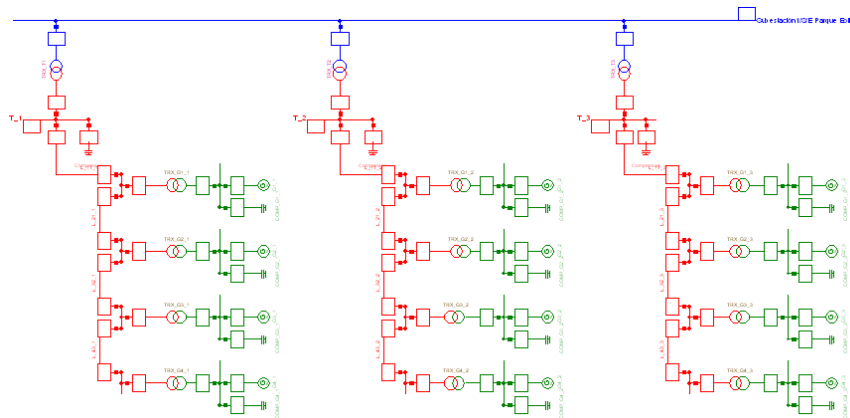


Fig. 1.4 Unifilar del Parque Eólico

Se observará el comportamiento de la red eléctrica margariteña desde 2008 hasta 2015. Se incluirán en el modelo los proyectos aprobados por SENECA para incrementar la generación en la isla. Se considera la entrada del parque eólico en 2010 y en tres etapas de ejecución[14]:

- 2010: Primer troncal de 8 MW. Capacidad instalada total: 8 MW
- 2011: Segundo troncal de 8 MW. Capacidad instalada total: 16 MW
- 2012: Tercer troncal de 8 MW. Capacidad instalada total: 24 MW

Se propone la evolución del proyecto en tres etapas por dos razones principales: la situación crítica del sistema eléctrico de la isla y la poca experiencia venezolana en este tipo de instalaciones. De esta forma, se podrá ir evaluando y estudiando el desempeño del parque sin comprometer la estabilidad del sistema eléctrico insular.

Contingencias N-1

Las contingencias evaluadas en régimen estacionario (flujo de carga) y por año se muestran a continuación [9][10]:

- Contingencia A: Salida Generación Luisa Cáceres de Arismendi (PLCAG11-52,5 MVA)
- Contingencia B: Salida Generación Juan Bautista Arismendi (PJBA)
- Contingencia C: Salida Cable Submarino
- Contingencia D: Salida Línea S/E LCA / LOS MILANES
- Contingencia E: Salida Línea S/E LCA / CONEJEROS
- Contingencia F: Reducción de un 30% en la Generación Eólica
- Contingencia G: Salida Línea Parque Eólico / Boca de Río

Fallas Trifásicas y Bifásicas

Se simularan fallas trifásicas y bifásicas en las barras expuestas a continuación:

- Luisa Cáceres de Arismendi.
- S/E Parque Eólico
- Cable Submarino.

IV. RESULTADOS

A. Régimen Permanente

Los resultados obtenidos para el sistema descrito entre los años 2008 y 2015 se muestran en las graficas 1.5, 1.6 y 1.7.

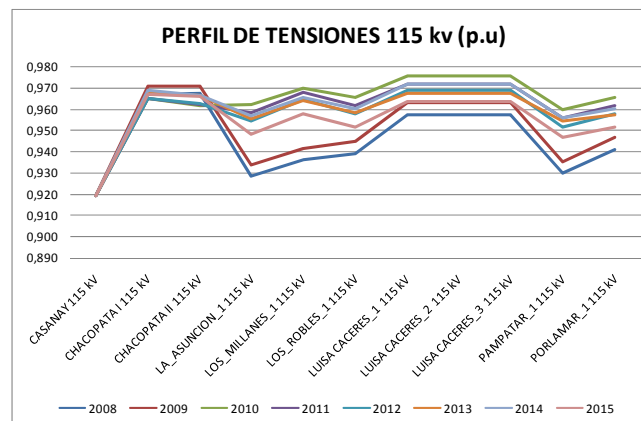


Fig. 1.5 Perfiles de Tensión en 115 kV

Se puede observar una notable mejora en las tensiones al comparar con los resultados correspondientes a los años 2008 y 2009.

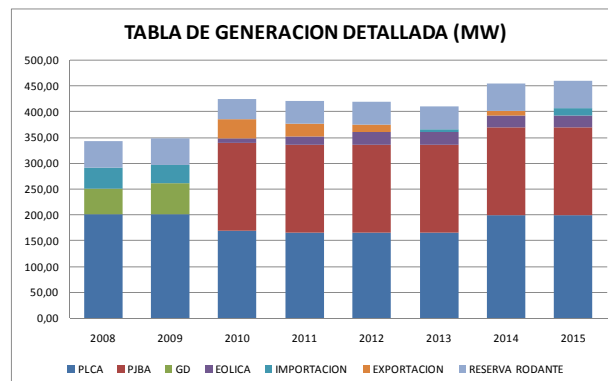


Fig. 1.6 Generación por Plantas

En la figura 1.4 se puede observar como el parque eólico contribuye a la capacidad de exportación de potencia para los años 2010, 2011, 2012 y 2014.

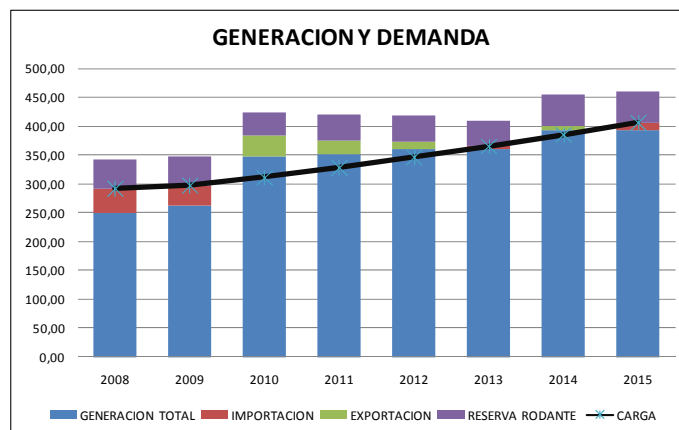


Fig. 1.7 Generación vs. Demanda

En base al flujo de carga se pudieron identificar las barras críticas del sistema tal y como se muestra en la Tabla 1.5. Como se puede observar, se evaluaron las condiciones con la incorporación del parque (CON) y sin la incorporación del parque (SIN) para el escenario 2008-2015. Hay que destacar que los cambios propuestos en la topología de la red disminuyen la criticidad de las barras del sistema.

	2010		2011		2012		2013		2014		2015	
	SIN	CON	SIN	CON	SIN	CON	SIN	CON	SIN P	CON	SIN	CON
BOCA DE RIO_2 13.8 kV	0.955	0.967	0.942	0.962	0.924	0.986	0.913	0.976	0.913	0.973	0.895	0.955
LAS HERNANDEZ_3 13.8 kV	0.961	0.973	0.948	0.968	0.931	0.985	0.920	0.976	0.921	0.973	0.903	0.956
AEROPUERTO_1 34.5 kV	0.969	0.977	0.957	0.969	0.941	0.979	0.930	0.970	0.932	0.968	0.917	0.953
BOCA DE RIO_1 34.5 kV	0.967	0.979	0.954	0.975	0.938	0.999	0.927	0.989	0.929	0.987	0.912	0.970
LAS HERNANDEZ_1 34.5 kV	0.974	0.985	0.961	0.981	0.946	0.999	0.936	0.990	0.938	0.989	0.921	0.973
LAS HERNANDEZ_2 34.5 kV	0.974	0.985	0.961	0.981	0.946	0.999	0.936	0.990	0.938	0.989	0.921	0.973
MORROPO_1 34.5 kV	0.967	0.968	0.957	0.961	0.945	0.952	0.950	0.958	0.950	0.956	0.935	0.942
LA ASUNCION_1 115 kV	0.960	0.962	0.956	0.958	0.948	0.955	0.949	0.956	0.952	0.957	0.942	0.949
PAMPATAR_1 115 kV	0.958	0.960	0.953	0.956	0.945	0.952	0.947	0.955	0.951	0.956	0.941	0.947

Tabla 1.5 Barras Crítica

B. Régimen Transitorio

En las figuras 1.8 a 1.12 se muestra el comportamiento en función del tiempo de las tensiones, corrientes y potencia de las maquinas generadoras del sistema (aerogeneradores, generadores síncronos convencionales) ante una falla trifásica franca en la S/E Parque Eólico. Como se puede observar, el comportamiento en todos los generadores es amortiguado y sólo en el caso de la potencia reactiva se observan violaciones de los criterios de aceptabilidad.

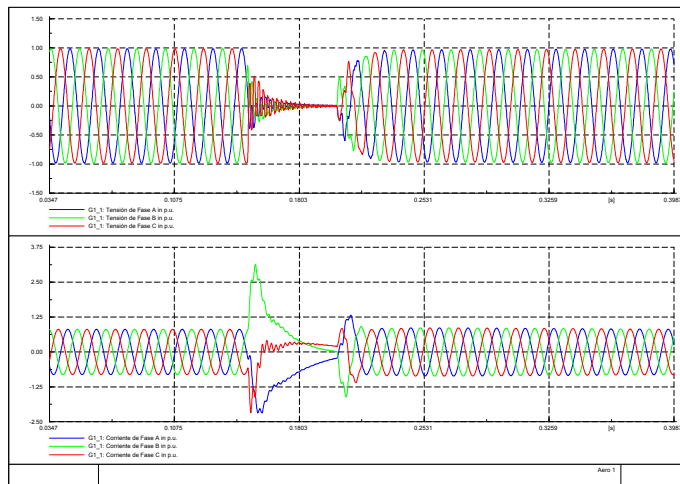


Fig 1.8 Tensiones y corrientes por fase de los aerogeneradores ante falla trifásica

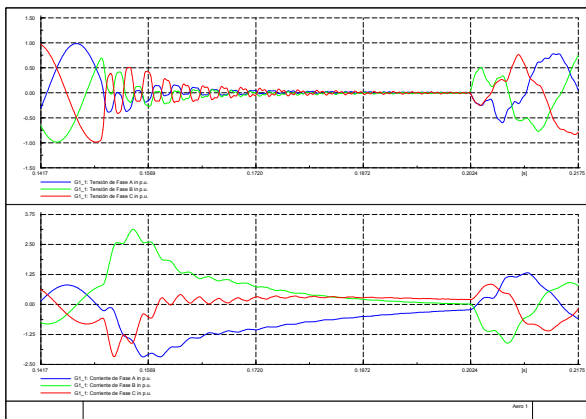


Fig 1.9 Zona de falla, corrientes y tensiones por fase del aerogenerador

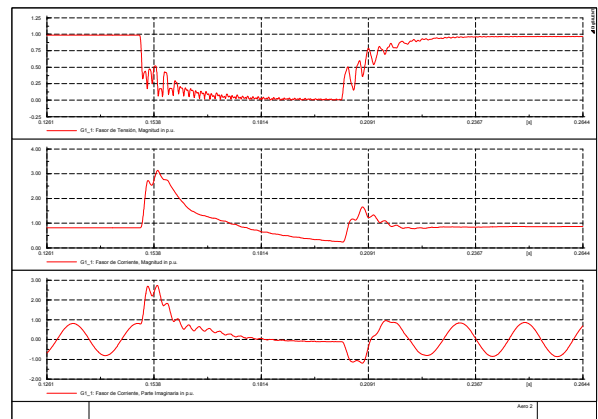


Fig 1.10 Zona de falla, Tensión, Corriente y Corriente Reactiva del aerogenerador

aerogenerador ante falla trifásica

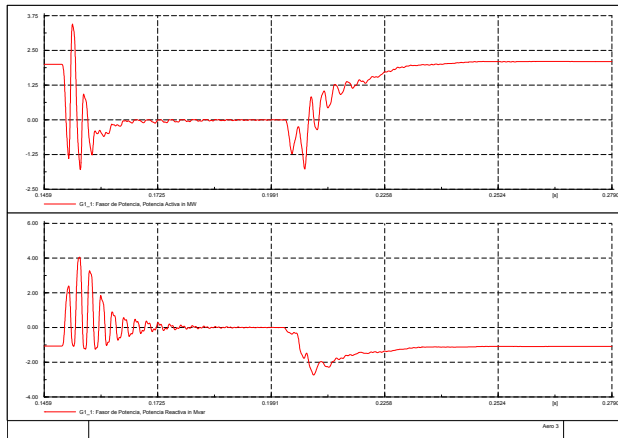


Fig 1.11 Potencia activa y reactiva del aerogenerador durante la falla trifásica.

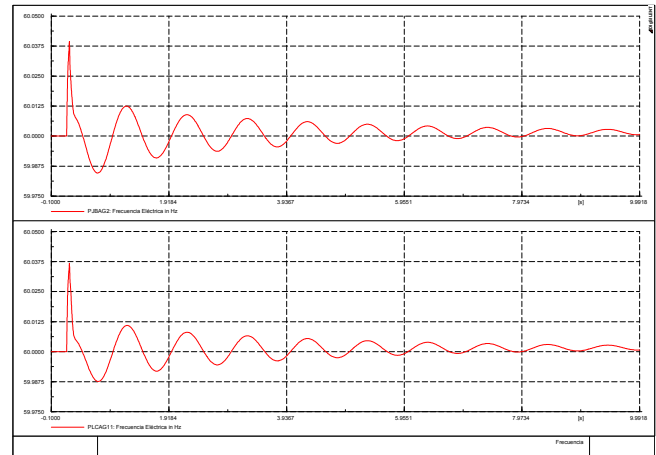


Fig 1.12 Frecuencia JBA y LCA

V. CONCLUSIONES

En base a los resultados obtenidos se pueden resumir las conclusiones principales sobre la integración de un parque eólico en el sistema eléctrico de SENECA en Margarita como sigue:

- En el sistema actual, ante fallas transitorias, el consumo reactivo del parque eólico viola los criterios de aceptabilidad.
- Con la implementación de la compensación correspondiente en las S/E Parque Eólico y Pampatar se mantienen las tensiones dentro de los rangos permitidos.
- El sistema eléctrico de la isla, incluyendo el parque eólico, presenta un comportamiento claramente amortiguados. El sistema recupera ante las contingencias evaluadas los valores previos obtenidos en el flujo de carga con tiempos de restablecimiento inferiores a los 300ms para tensión y 9s para la frecuencia de los generadores síncronos.
- La incorporación del parque colabora fuertemente en la independencia eléctrica del sistema SENECA ya que permite la exportación de energía al SEN entre los años 2010 al 2014 con una producción eólica equivalente al 45% de las exportaciones totales.
- De la modelación realizada se constata que para análisis de estabilidad es recomendable el uso de modelos de quinto orden y de 2 masas (mínimo) para representar a los aerogeneradores, además, Es preferible la utilización de modelos detallados que den información sobre la dinámica del sistema ante que modelos equivalentes.
- Dados los problemas evidenciados sobre el consumo de reactivos, que por demás son condiciones inherentes a este tipo de aerogenerador de velocidad fija, se requerirán estudios posteriores, una vez conocidas las características de los equipos que se instalaran, para dimensionar y seleccionar apropiadamente dispositivos electrónica de potencia para el control de reactivos tales como SVC's o STATCOM's entre otros.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Red Eléctrica de España “Estudio de Estabilidad Transitoria en el Sistema interconectado del sur” REE, TIE/01/003/J4023, Madrid, España,(46) 2001
- [2] Miguel Sepúlveda, “Análisis de Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia con Alta Penetración de Energía Eólica”, Universidad Simón Bolívar, Venezuela, (180), 2009.
- [3] Comité de Energías Renovables “Campaña de medición del recurso eólico de Venezuela” CER- Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, Venezuela, 1(14), 2008
- [4] Alberto Ríos Villacorta, “Continuidad de Suministro de Parques Eólicos ante Huecos de Tensión”, Universidad Carlos III de Madrid, España, (249), 2007
- [5] Tomas Petru, “Modeling of Wind Turbines for Power System Studies”, Universidad Tecnológica de Chalmers, Suiza, (70), 2001
- [6] Thomas Ackermann, “Wind Power in Power Systems”, Jhon Wiley & Sons, Ltd, Nueva York, USA, (745), 2005
- [7] DIgSILENT GmbH Power Factory “Dynamic Modelling of Wind Farm Grid Interaction” DIgSILENT Wind Engineering, Dinamarca, 26(20), 2003.
- [8] Red Eléctrica de España, “Procedimientos de Operación P.O. 12.3”, REE, Madrid, España, (3), 2006
- [9] INELMECA “Premisas para la Planificación de transmisión” Electricidad de Caracas (5), 2008.
- [10] Plan de Expansión del Sistema Eléctrico de SENECA , SENECA-EDC-CORPOELEC, 2009.
- [11] F. González-Longatt, J. Méndez, R. Villasana, “Preliminary Evaluation of Wind Energy Utilization on Margarita Island, Venezuela”. Sixth International Workshop on large-Scale of Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms,Delft, Netherlands. 26-28 October, 2006
- [12] Red Eléctrica de España “Estudios de estabilidad eólica de la península ibérica, síntesis de criterios y metodologías” REE, Madrid, España,(83) 2008
- [13] Isabel Cristina Isaac Ríos, “Lineamientos considerados para realizar estudios de factibilidad de parques eólicos en Venezuela”, Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, Venezuela, (165), 2008
- [14] Memorandum de Entendimiento GALP-PDVSA , Gobierno de Venezuela-Portugal, 2007.