

## IMPACTO DE LA VARIABILIDAD DE LOS VIENTOS Y LA CARGA EN GRANJAS DE VIENTO CONECTADAS A UNA RED DE DISTRIBUCIÓN

*F. González-Longatt, E. Gavorskis, M. Bolivar O, F. Guillen, A. Hernandez*

Departamento de Ingeniería Electrónica, Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada, Apdo. 4918, Maracay 2101, Venezuela, fglongatt@iee.org, flongatt@elecisc.ing.ucv.ve

Como resultado del incremento en el interés ambientalista, el impacto de la generación de electricidad convencional está siendo minimizado y esfuerzos son hechos para generar electricidad por medios menos agresivos al ambiente –fuentes renovables [1]. Una vía para la generación de electricidad desde fuentes renovables es el uso de las turbinas de viento que convierten la energía contenida en los vientos a electricidad. Hasta este momento, la cantidad de potencia eólica integrada a los grandes sistemas de potencia solo cubre una pequeña parte de la carga total de este [2]. El resto de la carga del sistema, mayoritaria, es cubierta por plantas convencionales: térmicas, nucleares e hidroeléctricas. Sin embargo, se espera que a mediano plazo, la energía del viento sea una proporción considerable de la capacidad instalada [2]-[4], en cuyo caso el comportamiento de las granjas de viento requiere de una detallada evaluación en su comportamiento [3]. En particular, las granjas de viento poseen restricciones, en particular en lo referentes a su despacho, debido a la naturaleza de fuente energética primaria, el viento [5]. En este artículo se aborda, se aborda mediante un caso de estudio, el impacto que tiene la variabilidad del viento y la carga sobre granjas de viento conectadas a una red de distribución. Este artículo se ha considerado un alimentador de distribución en el área de Kumamoto Japon (Figura 1). Los parámetros de la red pueden ser encontrados en [6], [7], referidos a un nivel de tensión de 11,4 kV y una base de potencia trifásica de 30 MVA, con 5.632 MW y 4.224 Mvar de carga instalados y cuyo perfil horario para un día típico es mostrado en la Figura 2.

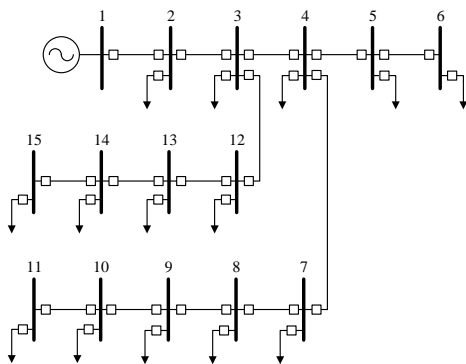


Fig. 1. Diagrama Unificar de la Red de Kumamoto

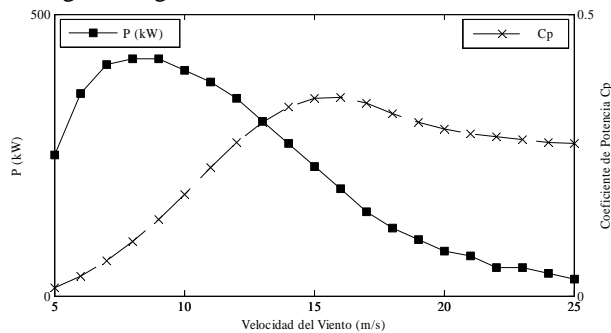


Fig. 3. Potencia de salida y coeficiente de potencia para la turbina considerada

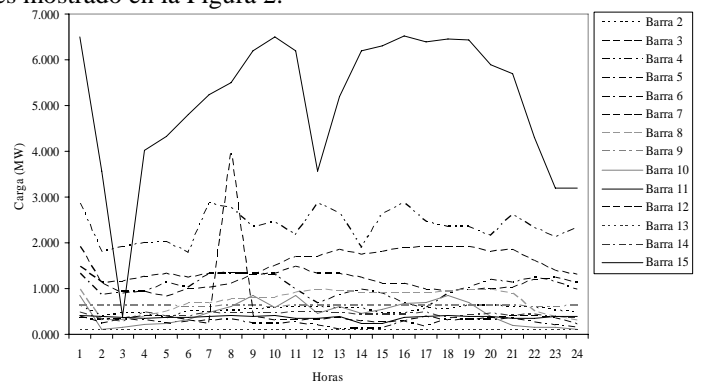


Fig. 2. Perfil de Carga Horario para todas las Barras

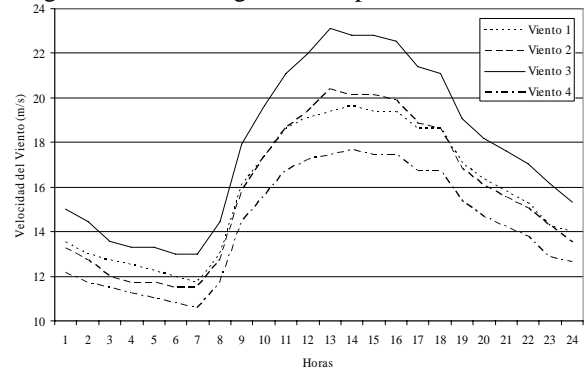


Fig. 4. Perfil Horario de Viento Considerado

En la red de Kumamoto se ha considerado, que en todas las barras de carga se han instalado generación eólica, para conformar una granja de viento distribuida. Las turbinas de viento son reguladas por entrada en pérdida y

poseen un coeficiente de potencia como el mostrado en la Figura 3 un área de barrido 531 m<sup>2</sup>, y su potencia nominal de 330 kW; los generadores de inducción empleados poseen un voltaje nominal de 660 V los parámetros son  $R_s = 0.00708\Omega$ ,  $X_l = 0.07620\Omega$ ,  $X_m = 3.44979\Omega$ ,  $X_2 = 0.23289\Omega$ ,  $R_r = 0.00759\Omega$ . Cada turbina de viento es proveída de un transformador elevador de relación adecuada. Las turbinas de cada barra fueron simuladas operando con un perfil de viento de acuerdo con la Figura 4, (Viento 1 Turbinas: 1, 2, 3 y 11, Viento 2 Turbinas: 4, 5, 6 y 7, Viento 3 Turbinas: 8, 9 y 12, Viento 4 Turbinas: 13 y 14). Se realizó la simulación del flujo de potencia por el método de Newton Raphson considerando el perfil de viento y el de carga horaria, empleando para la simulación de las maquinas asincrónicas el método PQs, considerando una tolerancia del error en potencia de 0.001 p.u.

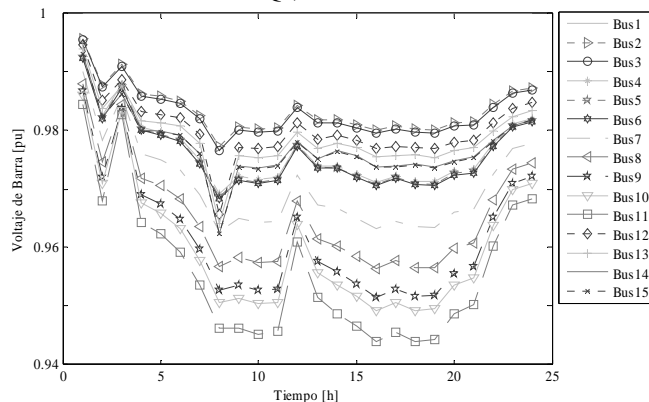


Fig. 5. Perfil de Voltaje Horario Simulado

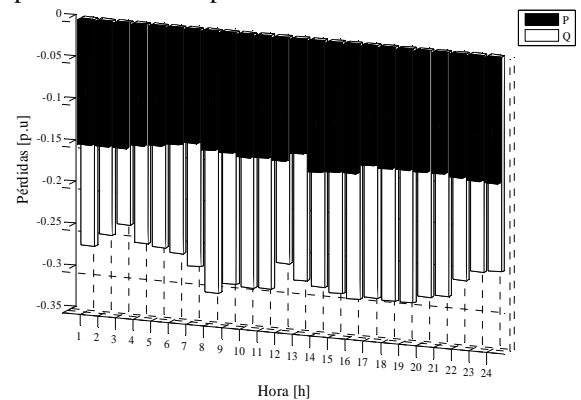


Fig. 6. Pérdidas de Potencia Activa y Reactiva Horario

Las simulaciones efectuadas indican que en condiciones de régimen estacionario el perfil de voltaje de la red se ve severamente afectado, en para ciertas horas del día: entre las 9-11 horas y entre las 15-19 horas, los voltajes salen del rango de regulación de  $\pm 5\%$ , de igual modo en ese mismo período horario, las pérdidas de potencia activa y reactiva son las mayores; en particular esto se debe a la gran demanda de potencia que se registra en la barra 11, existiendo un correlación positiva, de igual modo, las pérdidas de potencia reactiva son casi el doble de las de potencia activa durante el régimen horario a causa del deslizamiento al que se ven expuesto a operar los generadores de inducción con los vientos variables. Se evidencia que existe una correlación positiva de la velocidad de viento y el perfil de carga, con las variables de régimen estacionario de la red de distribución.

## REFERENCIAS

- [1] Ackerman, Thomas. *Wind Power in Power Systems*. John Wiley and Sons. 2002.
- [2] González Longatt, F. "Sistemas de Conversión de Energía del Viento". Tutorial. Jornadas de Ingeniería Eléctrica, JIELECTRIC 2005, 27-29 Junio de 2005, Valencia, Venezuela.
- [3] González Longatt, F. "Dynamic Model of variable Speed WECS: Attend of Simplification". *Fifth International Workshop on Large-Scale of Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farm*. 7-8 April, 2005, Glasgow, Scotland, 2005.
- [4] Sloomweg, J.G., de Haan S.W.H., Polinder, H. and Kling, W. L. "General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations". *IEEE Trans. Power on Systems*, Vol. 18, No. 1, February, 2003.
- [5] González Longatt, F. "Fuentes de Generación Distribuida. Tecnologías Disponibles". Trabajo de Ascenso a la Categoría de Agregado. Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Nacional. Venezuela, 2004.
- [6] Li S. y Tomsovic K. "Load Following Functions Using Distributed Energy Resources". Reporte Técnico. School of Electrical Engineering and Computer Science Washington State University. Pullman, Washington. EE.UU., 2000.
- [7] Y. Zhu and K. Tomsovic, "Development of Models for Analyzing the Load Following Performance of Microturbines and Fuel Cells," *Journal of Electric Power Systems Research*, Vol. 62, Issue 1, May 2002, pp. 1-11.