

# Estudio de la incorporación de un parque de generación eoloelectrónica de alta potencia a un S.E.P.

F.S. Sellschopp-Sánchez<sup>1\*</sup>, J.M. Morales-Domínguez<sup>1</sup>, R. Loera-Palomo<sup>2</sup>, M.A. Rivero-Corona<sup>2</sup>, C. Álvarez-Macías<sup>1</sup>.

**Resumen**— La incorporación de grandes bloques de generación de energía eólica a las redes eléctricas de potencia significa importantes retos debido principalmente a la variabilidad del recurso renovable. La variación de velocidad del viento en la generación eoloelectrónica implica principalmente el cambio de potencia de generación y en consecuencia se tendrán modificaciones en las variables de operación de las redes eléctricas. Por un lado está la modificación de los flujos de potencia de la red, provocando que algunos alimentadores reduzcan los niveles de potencia transmitida o hasta el punto de llegar a cambiar el sentido del flujo de potencia. Por el otro lado se encuentra la modificación de los niveles de tensión nodal de la red eléctrica. Debido a esto, es importante estudiar el impacto que tendrá un parque eólico al interconectarlo con una red eléctrica de potencia.

En este artículo se presenta mediante estudios de simulación el análisis del impacto de la incorporación de un parque eólico en una red eléctrica de 9 nodos, revisando las variables de potencia de generación, flujos de potencia entre nodos y tensiones nodales. El parque eólico se conecta en uno de los nodos del sistema, considerando el escenario de diferentes velocidades de viento.

**Palabras claves**— Energía renovable, generación eléctrica, flujos de potencia, variación de viento, sistema eléctrico de potencia.

**Abstract**— The incorporation of large blocks of wind power generation into the power electric networks means important challenges due mainly to the variability of the renewable resource. The variation of wind speed in the wind power generation mainly implies the change of generation power and consequently there will be modifications in the operation variables of the electric networks. On the one hand there is the modification on network power flows, causing some feeders to reduce the power levels transmitted, even up to change the direction of the power flow. And on the other side, there is the modification of the nodal voltage levels of the electric network. Due to this, it is important to study the impact that a wind farm will have when interconnected with a power network.

In this paper, simulation studies are presented in order to analyze the interconnection impact of a wind farm in a 9-node network, reviewing the variables of power generation,

power flows between nodes and nodal voltages. The wind farm is connected in one of the nodes of the system, considering the scenario of different wind speeds.

**Keywords**— Renewable energy, power generation, power flow, wind variation, electric power system.

## I. INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas la incorporación de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) ha tenido un notable incremento. Actualmente se ha buscado la implementación y aumento de fuentes sustentables de energía eléctrica, con el fin de disminuir el uso de combustibles fósiles. La actual apertura del mercado del sector energético en México a productores independientes hace que el sector de las fuentes renovables para generación de energía eléctrica esté creciendo de manera importante, [1], [2]. En los últimos años las fuentes renovables de mayor expansión en su utilización son la energía eólica y solar fotovoltaica (FV), [3]. Este tipo de fuentes de energía inagotables y naturales son de comportamiento altamente variable ya que dependen de las condiciones atmosféricas. Es obvio que al considerar la generación de electricidad de gran potencia mediante fuentes renovables, los aspectos de variabilidad antes mencionados son relevantes ya que inducen a modificaciones en el funcionamiento, operación y control de los procesos de conversión de la energía, así como la operación y control de los sistemas eléctricos de potencia que incorporan ese tipo de fuentes y de allí la importancia de modelar y analizar estos sistemas de potencia.

La variabilidad en la generación de energía eléctrica provoca que las redes eléctricas que transportan esta energía renovable se vuelvan, hasta cierto punto, vulnerables. Al contar con mayor o menor volumen de energía a ser transportada, hace que las líneas de conducción de electricidad modifiquen sus índices de cargabilidad y en consecuencia se puede suscitar un problema de estabilidad en el sistema eléctrico de potencia, [4].

El comportamiento estable de un sistema eléctrico de potencia (S.E.P.) depende básicamente del equilibrio entre la cantidad de potencia demandada y la generada, considerando los límites de cargabilidad en los conductores de la red que conlleva tomar en cuenta también sus pérdidas por efecto Joule, así como las cantidades angulares de los nodos de las tensiones y de los

<sup>1</sup> TecNM – Instituto Tecnológico de La Laguna, División de Estudios de Posgrado e Investigación Blvd. Revolución y Av. Instituto Tecnológico de La Laguna, S/N, Col. Centro, C.P. 27000, Torreón, Coah., México.

<sup>2</sup> CONACYT – TecNM – Instituto Tecnológico de La Laguna, División de Estudios de Posgrado e Investigación Blvd. Revolución y Av. Inst. Tec. de La Laguna, S/N, Col. Centro, C.P. 27000, Torreón, Coah., México.

\* sellschopp@hotmail.com

alternadores síncronos, [5]. Por otra parte, es bien conocida la relación de la potencia activa de generación y el par mecánico impuesto por la turbina que mueve al generador, todo esto controlado mediante los gobernadores de velocidad. Si un generador síncrono es sobrecargado, el ángulo de carga será mayor, pudiéndose romper el enlace magnético y originando la condición de falla de pérdida de sincronismo. Por tanto, es importante que la operación del generador se mantenga dentro de los límites permisibles y evitar los cambios de carga abruptos, principalmente cuando el sistema eléctrico de potencia se encuentra trabajando cerca de los límites permisibles de operación, [5].

Considerando que actualmente los sistemas eléctricos de potencia incorporan fuentes eólicas y FV de generación de electricidad, la generación típica con alternadores síncronos se está liberando de sobrecarga, relajando de alguna manera a estos generadores. Pero por otro lado se tiene que al incorporar en el sistema de potencia una mayor cantidad de fuentes eólicas y FV, se tiene una pérdida de inercia en el sistema eléctrico, disminuyendo la confiabilidad del sistema. Además, las fuentes eólicas y FV solo convierten la energía disponible en el instante, por lo que al existir cambios en las velocidades de los vientos o la existencia de grandes nubosidades en el cielo, la generación de electricidad se vuelve dependiente de las variables climatológicas que son consideradas de alta variabilidad. Consecuentemente, al existir cambios suaves o abruptos de las fuentes eólica y/o FV, la operación de los generadores síncronos se puede ver comprometida, así como también las redes eléctricas, al provocar modificaciones en los ángulos nodales o ángulos de carga, moviendo de esta manera los flujos de carga que llegan a generar oscilaciones entre generadores síncronos, [5], [6]. En este trabajo se realiza un estudio de la incorporación de fuente de generación eólica a una red eléctrica de potencia utilizando fuentes de alimentación como equivalentes de generación, sin considerar el modelo de los gobernadores de velocidad al establecer una frecuencia fija en las fuentes eléctricas. Este estudio permitirá visualizar de inicio el comportamiento de las tensiones del sistema y el movimiento de los ángulos nodales de tensión, cuando existen cambios de viento abruptos en el parque eoloelectrico.

## II. MODELADO Y CONTROL DEL GENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO (GIDA)

El modelo GIDA de manera simplificado e idealizado se puede describir como tres devanados en el estator y tres devanados en el rotor. Estos devanados son una representación ideal de la máquina real, lo que ayuda a obtener un circuito eléctrico equivalente, fig. 1.

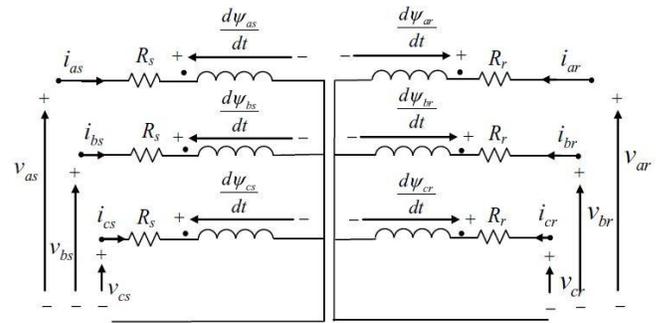


Figura 1. Circuito eléctrico equivalente del GIDA en variables abc.

### A. Modelo DQ.

Mediante la aplicación de la notación de espacio vectorial de las ecuaciones del modelo abc, es posible representar las ecuaciones eléctricas en componentes DQ para representar el mismo circuito en coordenadas del estator, fig. 2, [7].

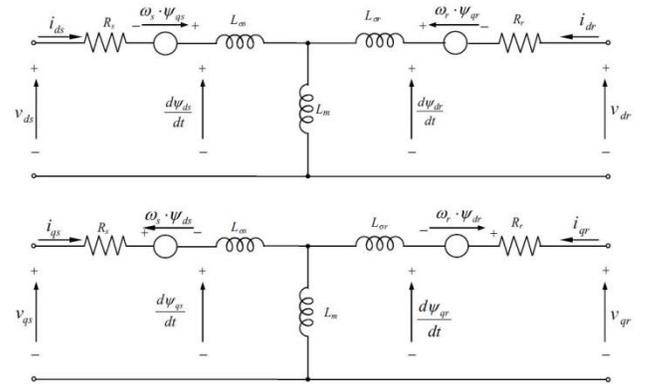


Figura 2. Modelo DQ del GIDA en coordenadas síncronas.

Las ecuaciones en términos de flujo que representan al modelo DQ del GIDA están dadas por la siguiente expresión:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Psi_{ds} \\ \Psi_{qs} \\ \Psi_{dr} \\ \Psi_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{\sigma L_s} & \omega_s & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 \\ -\omega_s & -\frac{R_s}{\sigma L_s} & 0 & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} \\ \frac{R_r L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 & -\frac{R_r}{\sigma L_r} & -\omega_r \\ 0 & \frac{R_r L_m}{\sigma L_s L_r} & \omega_r & -\frac{R_r}{\sigma L_r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Psi_{ds} \\ \Psi_{qs} \\ \Psi_{dr} \\ \Psi_{qr} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{ds} \\ v_{qs} \\ v_{dr} \\ v_{qr} \end{bmatrix} \quad (1)$$

A partir de este modelo desacoplado del GIDA se implementa el control de generación de potencia eléctrica, considerando la alimentación al rotor y las corrientes inyectadas a la red eléctrica; para ello se emplea un control vectorial al generador de inducción.

### B. Control vectorial del GIDA.

Esta técnica es ampliamente usada entre las estrategias de control para convertidores conectados a la red. Ofrece buenas características de rendimiento con los requisitos de implementación. La técnica de control vectorial sigue la

filosofía de que representa el sistema que va a ser controlado, en este caso el sistema de lado red en una forma de espacio vectorial empleando dos ejes. Con esto se logra un control adecuado desacoplando las corrientes y las potencias, [8].

El convertidor de lado red se encarga de controlar parte del flujo de potencia del GIDA. La potencia generada por el aerogenerador está parcialmente entregada a través del rotor del GIDA. Este flujo de potencia que pasa a través del rotor fluye también a través del enlace de CD y finalmente se transmite por el convertidor de lado red al sistema de potencia.

Con la técnica de orientación de flujo al estator, las potencias activas y reactivas se desacoplan y se pueden controlar a través de las corrientes del rotor. Por medio de la corriente en eje directo, podemos controlar la potencia activa, mientras que la potencia reactiva se puede controlar a través de la corriente en el eje cuadratura. Las corrientes de referencia pueden calcularse a partir de las potencias deseadas, como se muestra en la Fig. 3. Por lo que se utilizan los lazos de control para que las corrientes de salida sigan estas referencias.

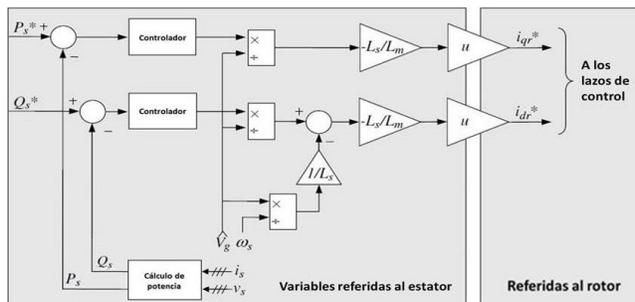


Figura 3. Determinación de las corrientes de referencia.

Las diferentes partes de un control vectorial clásico para el GIDA son:

- Generación de las referencias: cálculo de corrientes de referencia para una potencia activa y reactiva del estator.
- Lazos de control de corriente.
- Transformaciones de marco de referencia.

La Fig. 4 representa el control vectorial completo del GIDA en el marco de referencia orientado utilizando la tensión de red en lugar del flujo del estator. Con esto se reducen los problemas de estabilidad del sistema. El ángulo utilizado en las transformaciones se obtiene a partir de las mediciones de tensión de la red utilizando un PLL [9], [10].

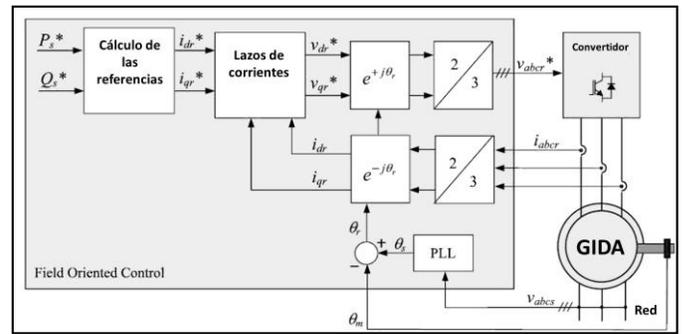


Figura 4. Sistema de control vectorial completo del GIDA.

### III. MODELADO DE LA TURBINA EÓLICA

Las turbinas captan la energía del viento para transformarla a energía mecánica, la cual se transmite al generador a través del eje y la caja multiplicadora. Existen una variedad de tamaños y diseños, dependiendo normalmente de la potencia eléctrica que se quiera generar. El par desarrollado por el viento sobre la turbina se calcula con (2).

$$T_w = \frac{P_w}{\Omega} = \frac{1}{2} \frac{\rho C_p v_w^3 \pi R^2}{\Omega} \quad (2)$$

Donde  $\Omega$  es la velocidad de rotación de la turbina,  $\rho=1.25 \text{ kg/m}^3$  es la densidad del aire,  $v_w$  es la velocidad del viento,  $R$  es el radio del rotor de la turbina y  $C_p(\lambda, \beta)$  es el coeficiente de potencia que depende del ángulo de ataque de los álabes (pitch)  $\beta$  y la relación de velocidad periférica de punta de pala o velocidad específica  $\lambda$ .

La velocidad específica indica que la periferia de las aspas circula a una velocidad  $n$  veces mayor que la velocidad del viento y es la relación entre la velocidad periférica de las aspas en el punto más exterior sobre la misma a partir del eje de rotación, y la velocidad del viento, esto es:

$$\lambda = \frac{\Omega R}{v_w} \quad (3)$$

El comportamiento del coeficiente de potencia se muestra en la siguiente figura.

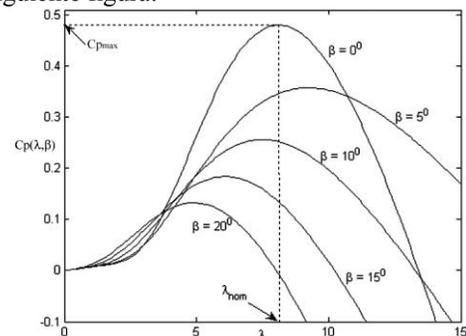


Figura 5 Comportamiento del coeficiente de potencia, [extraída de google.com]

A través de la manipulación controlada de la velocidad de la turbina y del ángulo de ataque de las aspas, se puede extraer la máxima potencia de la energía a cualquier velocidad del viento.

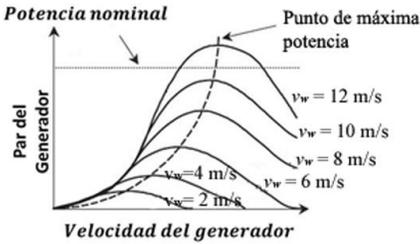


Figura 6 Determinación de máxima potencia, [extraída de google.com]

Empleando esta información de las curvas, el control de generación del sistema eólico estará regulando la cantidad de par mecánico aplicado al generador. Cuando la potencia extraída del viento excede la capacidad nominal de potencia del sistema eólico, entra en función la modificación del ángulo de ataque de los álabes de la turbina, dejando de captar parte de la energía del viento.

IV. MODELO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Se considera un sistema eléctrico de potencia típico de 9 nodos y tres generadores, (WSCC-Western System Coordinated Council), ampliamente utilizado para estudios de estabilidad cuyos parámetros se encuentran en [11], fig. 7 y se construye en PSCAD/EMTDC, fig 8.

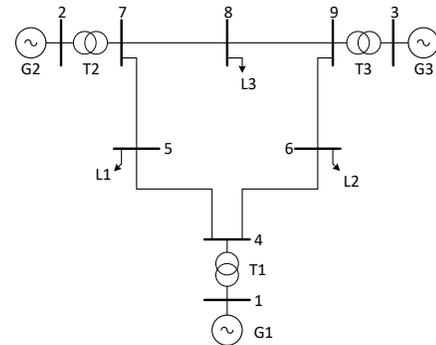


Figura 7. WSCC Sistema de 3 máquinas 9 nodos.

Después de realizar el análisis de flujos de potencia se obtienen tensiones complejas y potencias inyectadas por los generadores tal como se muestra en la tabla I.

TABLA I. FLUJOS DE POTENCIA PARA EL SISTEMA WSCC.

Tipo de nodo	Voltaje (pu)	$P_G$ (pu)	$Q_G$ (pu)	$P_C$ (pu)	$Q_C$ (pu)
1- slack	1.04∠0°	0.716	0.27	--	--
2- PV	1.025∠9.3°	1.63	0.067	--	--
3- PV	1.025∠4.7°	0.85	-0.109	--	--
4- PQ	1.026∠-2.2°	--	--	--	--
5- PQ	0.996∠-4.0°	--	--	1.25	0.5
6- PQ	1.013∠-3.7°	--	--	0.9	0.3
7- PQ	1.026∠3.7°	--	--	--	--
8- PQ	1.016∠0.7°	--	--	1.00	0.35
9- PQ	1.032∠2.0°	--	--	--	--

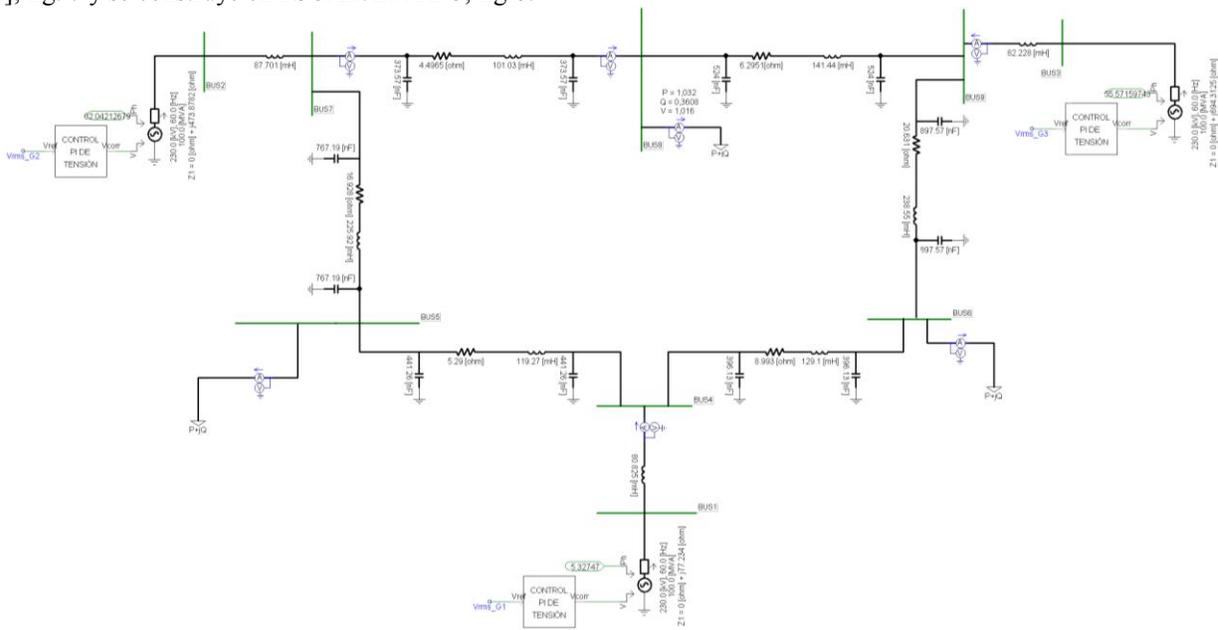


Figura 8. Sistema WSCC de 9 nodos, y tres fuentes controladas modelado en software PSCAD/EMTDC.

V. INTEGRACIÓN DEL PARQUE EÓLICO AL S.E.P.

Se trata de un parque eólico con 50 aerogeneradores de 2 MVA, 690V, 60 Hz, 2 polos, con turbinas de 3 aspas, un

radio de turbina de 40 m y una relación en caja de engranes de 55. Las turbinas tienen mecanismo para ajustar el ángulo de ataque, por lo que se ejerce dicho control cuando la velocidad de viento excede los 12 m/s.

Después de construir el modelo computacional del parque eólico en PSCAD se procede a su integración al S.E.P., teniendo la opción de conectar el parque a alguno de los nodos 3, 5 y 8. Para este trabajo se considera el análisis de flujos teniendo el parque conectado al nodo 5.

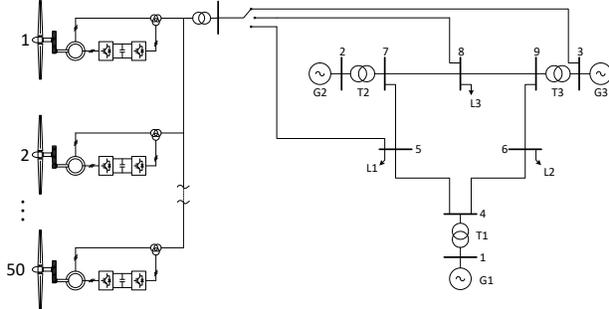


Figura 9. Integración del parque eólico al S.E.P.

Se propone aplicar cambios en la velocidad del viento como se aprecia en la figura 10, donde se aplican cambios escalonados partiendo de un mínimo de 7m/s hasta 17 m/s. El mecanismo de ángulo de ataque de palas se activa de manera controlada una vez que se rebasa la velocidad de 12 m/s, regulando la potencia inyectada tal que no rebase la potencia nominal en estado estable.

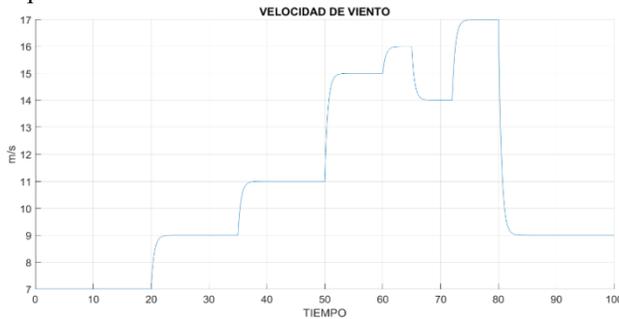


Figura 10. Perfil de perturbaciones de viento.

En la fig. 11 se muestra el cambio en la potencia inyectada por las fuentes convencionales, esto debido a la introducción de potencia por parte del parque eólico a partir de los 10 seg. La participación de los generadores convencionales está determinada por su reactancia  $X_d$ , y por ello se tienen diferentes comportamientos en la inyección de potencia eléctrica. Así mismo se aprecian cambios de potencia acordes al perfil de viento cuando la velocidad está por debajo de los 12 m/s.

En la figura 12 y 13 se muestra el cambio controlado en las tensiones y ángulos nodales del S.E.P. debido al control de las plantas de generación convencional y eólica. Estos cambios son aceptables ya que no rebasan el rango de  $\pm 5\%$  de tensión nominal en estado estable y hasta un  $\pm 10\%$  en condiciones de emergencia [12].

Con el parque eólico se obtienen cambios significativos en los flujos de potencia del S.E.P., fig. 14, y también se ven

modificadas de manera importante las pérdidas de potencia en las líneas de transmisión, fig. 15.

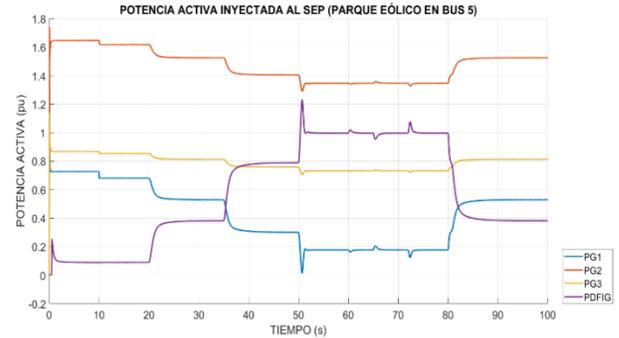


Figura 11. Potencia inyectada por los tres generadores convencionales y el parque eólico.

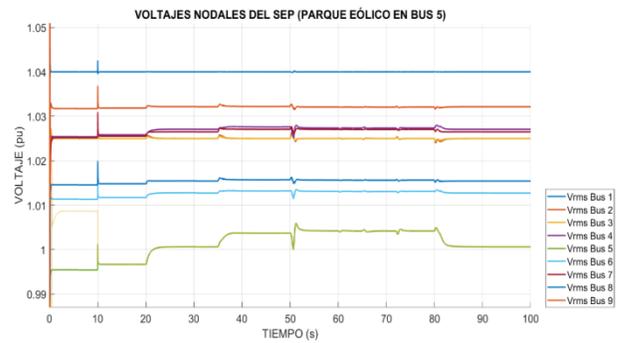


Figura 12. Voltajes nodales del SEP.

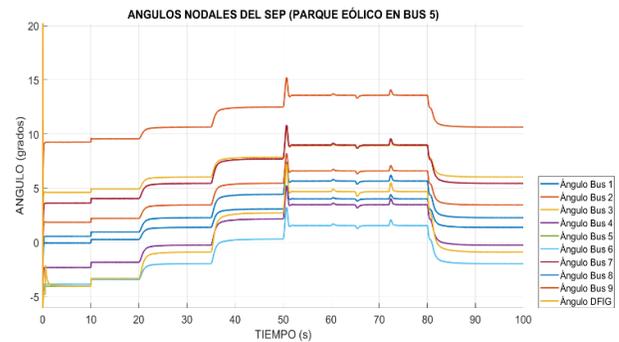


Figura 13. Ángulos nodales.

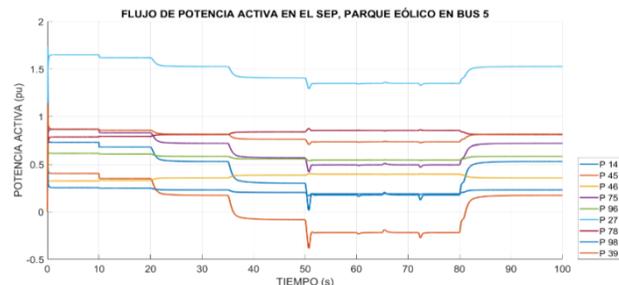


Figura 14. Flujos de potencia en las líneas de transmisión.

La tabla II muestra las modificaciones en los flujos de potencia en las líneas de transmisión del S.E.P.

TABLA II. CAMBIO DE FLUJOS DE POTENCIA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Línea	DE	A	Flujo original pu	Flujo con inyección de 0.09 pu (7 m/s)	% de cambio en relación al flujo original	Flujo con inyección de 0.382 pu (9 m/s)	% de cambio en relación al flujo original	Flujo con inyección de 0.789 pu (11 m/s)	% de cambio en relación al flujo original	Flujo con inyección de 1.00 pu (15 m/s)	% de cambio en relación al flujo original
1	1	4	0.727	0.681	-6.3274	0.529	-27.2352	0.3	-58.7345	0.176	-75.7909
2	4	5	0.403	0.349	-13.3995	0.172	-57.3201	-0.083	-120.5955	-0.219	-154.3424
3	4	6	0.324	0.332	2.4691	0.356	9.8765	0.384	18.5185	0.395	21.9136
4	7	5	0.863	0.828	-4.0556	0.716	-17.0336	0.567	-34.299	0.494	-42.7578
5	9	6	0.614	0.607	-1.1401	0.583	-5.0489	0.555	-9.6091	0.543	-11.5635
6	2	7	1.647	1.618	-1.7608	1.525	-7.4074	1.405	-14.6934	1.346	-18.2757
7	7	8	0.784	0.79	0.7653	0.808	3.0612	0.836	6.6327	0.852	8.6735
8	9	8	0.253	0.248	-1.9763	0.23	-9.0909	0.203	-19.7628	0.187	-26.087
9	3	9	0.867	0.854	-1.4994	0.813	-6.2284	0.758	-12.5721	0.731	-15.6863

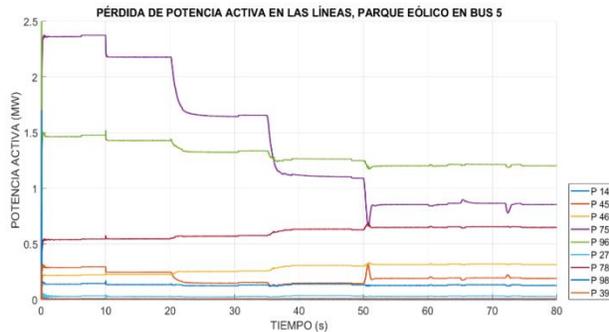


Figura 15. Pérdidas de potencia activa en el SEP.

VI. CONCLUSIONES

La integración de fuentes eólicas a la matriz de generación de electricidad en sistemas eléctricos de potencia trae consigo algunos retos interesantes sobre la redistribución de los flujos de potencia obtenidos a partir de los cambios de velocidad de viento en grandes parques eolieléctricos.

Por un lado, con el S.E.P. en términos de estado estable, se tiene que la generación eléctrica convencional reduce su participación de manera importante en la inyección de potencia visto en generador PG1 de figura 11, en donde dependiendo del nivel de generación de la fuente renovable, podría inclusive salir de operación dicha generación convencional, ya que la entrada de un gran bloque de generación eólica llevó al generador PG1 del 70% al 20% de participación en estado estable. Esto puede abaratar costos de generación en el mercado eléctrico pero con la consecuencia de que puede hacer más vulnerable al sistema eléctrico de potencia. Otro gran beneficio que trae la redistribución de flujos de potencia, al colocar estratégicamente a la generación renovable es que es posible obtener de manera generalizada la reducción de pérdidas en las líneas de transmisión del sistema eléctrico. Por tanto la interconexión de la fuente renovable al sistema eléctrico debe ser cuidadosamente analizada. Así

mismo, se obtuvieron resultados de cambio de dirección de flujo en una línea de transmisión, por lo que los esquemas de protección eléctrica de líneas, ante alguna eventual falla, debe considerar este tipo de escenario.

Por otro lado, con el S.E.P. en términos transitorios, se aprecia que la entrada súbita de bloques de energía eolieléctrica puede llevar a los generadores convencionales a experimentar la motorización, donde el generador PG1 en figura 11 casi alcanza la potencia cero a los 50 segundos. Por tanto, es necesario también realizar el análisis de los controladores de los generadores convencionales para que mitíguen las variaciones que puedan ocurrir en parques de generación renovable, ya que las fuentes renovables son catalogadas como de alta variabilidad.

Finalmente se concluye que la incorporación al S.E.P. de estas fuentes variables debe ser cuidadosamente analizada para evaluar los posibles problemas de cambios de flujos de potencia, reducción de pérdidas, regulación de tensión, estabilidad transitoria del sistema eléctrico y el análisis de impacto a protección de sistemas eléctricos.

VII. REFERENCIAS

- [1]. Secretaría de Energía (2016), *Prospectivas del Sector Energético*, Gobierno Federal, México.
- [2]. Secretaría de Energía (2016), *Prospectivas del Sector Eléctrico 2016-2030*, Gobierno Federal, México.
- [3]. Secretaría de Energía (2016), *Prospectivas de Energías Renovables 2016-2030*, Gobierno Federal, México
- [4]. Keyhani, A. (2011) *Smart Power Grids 2011*, Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag.
- [5]. Kundur, P. (1994), *Power System Stability and Control*, 1st Ed, New York: McGraw Hill.
- [6]. Arrillaga, J. Et.Al. (2001), *Computer Modeling of Electrical Power Systems*, 2nd Ed. New York: Wiley.
- [7]. Krause, P.C. Et.Al. (2002), *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*, 2nd Ed. New Jersey: Wiley-IEEE Press.
- [8]. Petersson, A. (2005) "Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines" Chalmers University of Technology, PhD-Thesis.

- [9]. Abad, G. Et.Al. (2011), *Doubly Fed Induction Machine: modeling and control for wind energy generation*, New Jersey: Wiley.
- [10]. Munteanu, J. Et.Al, (2008), *Optimal Control of Wind Energy Systems Towards a Global Approach*, London: springer, 2008
- [11]. Sauer, P.W. (1998), *Power System Dynamics and Stability*, New York: Prentice Hall.
- [12]. CENACE, Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional. CFE, CENACE.

### VIII. BIOGRAFÍA



**Jesús Manuel Morales Domínguez** nació en Sabinas, Coahuila México el 22 de Abril de 1992, obtuvo el título de Ingeniero Electromecánico por el Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de la Región Carbonífera en Julio 2015. Él realizó estudios de posgrado en Ingeniería Eléctrica en el área de Ingeniería de Potencia y Energías Renovables. Las áreas de interés del Ing. Morales son estudios de sistemas eléctricos de potencia que incorporan generación renovable y estabilidad del sistema eléctrico.



**Francisco Sergio Sellschopp Sánchez.** Doctor en Ciencias en Ingeniería Eléctrica por el Instituto Tecnológico de La Laguna en 2003 en la ciudad de Torreón, Coahuila, México. Él actualmente forma parte de la planta académica del posgrado de Ingeniería Eléctrica del TecNM/Instituto Tecnológico de la Laguna en Torreón, Coahuila, México. Sus áreas actuales de investigación son máquinas y redes eléctricas, calidad de la energía e incorporación de fuentes renovables a redes eléctricas.



**Rodrigo Loera Palomo.** Obtuvo el grado de Maestro en Ingeniería Eléctrica en 2007 en la Universidad Autónoma de San Luis Potosí y el grado de Doctor en Ingeniería Eléctrica en 2013 en la misma institución. Actualmente es profesor de tiempo completo en el Instituto Tecnológico de la Laguna. Sus áreas de investigación corresponden a los sistemas electrónicos de potencia, reguladores conmutados de alta frecuencia y teoría de control aplicada a sistemas electrónicos de potencia.



**Michel Rivero Corona.** Doctor en Ingeniería por la Universidad Nacional Autónoma de México. Investigador adscrito al CONACYT - Tecnológico Nacional de México/Instituto Tecnológico de La Laguna. Las líneas de interés del Dr. Rivero es la dinámica de fluidos, implementación de modelos para la estimación y predicción del potencial eólico y solar, flujos magnetohidrodinámicos, Procesamiento Electromagnético de Materiales.



**Carlos Álvarez Macías.** Nació en la Ciudad de México el 16 de Mayo de 1975. Egresado de la UNAM como Licenciado en Física en 2006. Obtuvo el grado de MC en Electrónica por el INAOE en 2009 y el grado de Doctor en Ciencias e Ingeniería de Materiales por la UNAM en 2014. Él es profesor investigador titular C del Posgrado en Ingeniería Eléctrica del Instituto Tecnológico de La Laguna y sus áreas de interés incluyen Nanotecnología aplicada al aprovechamiento de Energía Solar Fotovoltaica, Generación de energía eléctrica y optimización de materiales. El Dr. Álvarez es miembro del S.N.I. nivel I, y ha participado en diversos congresos nacionales e internacionales.