

METODOLOGÍA PARA EL ESTUDIO DE ACCESO A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE PARQUES EÓLICOS

Santiago Barbero, María Beatriz Barbieri, Mario Beroqui, Carlos Biteznik

Instituto de Investigaciones Tecnológicas para Redes y Equipos Eléctricos, Facultad de Ingeniería, UNLP. Calle 48 y 116, 1900 La Plata.

INTRODUCCIÓN

Las recientes licitaciones por parte del estado argentino para la instalación de generación renovable (RenovAR 1 1.5 y RenovAR 1.5), generó un considerable aumento en los pedidos de acceso a la capacidad de transporte y los consecuentes estudios que lo justifiquen. En este trabajo se presenta una metodología adoptada al momento de realizar los primeros estudios requeridos para el acceso de nueva generación eólica, los cuales se encuentran especificados en el Anexo 40 de LOS PROCEDIMIENTOS [1]. En el mismo se abordan las cuestiones de índole exclusiva de la generación eólica y el tratamiento de la misma en el SADI. El Anexo 40 establece condiciones adicionales a los requisitos que se solicitan a los agentes para el ingreso de nueva generación al MEM conforme a lo definido en LOS PROCEDIMIENTOS [2].

Para los aspectos generales del ingreso, la generación eólica será tratada como generación hidráulica de pasada y por ello tendrá prioridad de despacho y deberá aplicársele toda referencia hecha en LOS PROCEDIMIENTOS a generación en general.

Requerimientos Anexo 40

El Anexo 40 establece dos tipos de parque eólico, los cuales quedan definidos de acuerdo al impacto que tengan en el sistema, Tipo A y Tipo B. El primero, Tipo A, engloba a los parques que tienen un mayor valor de la relación entre su potencia instalada y la potencia de cortocircuito en el Punto Común de Conexión (PCC) y en las segundas dicha relación es menor.

En el caso de Tipo A, el parque deberá controlar tensión el PCC. Esto es así ya que, el tamaño del parque es grande comparado con la rigidez del sistema en el PCC, es decir que las fluctuaciones de potencia del parque provocan grandes variaciones de tensión en el área y por lo tanto el parque es responsable de entregar reactivo de forma de compensar las variaciones de tensión [1]. Para lograr efectividad en esta función, el parque deberá contar con un control conjunto de tensión de tal manera que permita repartir en forma uniforme la potencia reactiva en cada generador.

Se exige que el parque tenga una curva PQ mínima en el PCC como la que se muestra en la Fig. 1, de forma que pueda tener un amplio rango de operación para suministrar reactivo. Su forma es pentagonal tal que, a máxima potencia, exhiba un Factor de Potencia ($\cos\phi$) de 0,95 (inductivo y capacitivo) y la potencia reactiva se mantenga constante para potencias activas entre 100% y 20% o 30% de la potencia nominal.

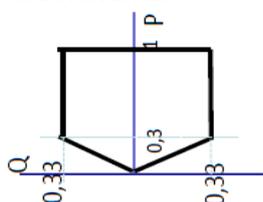


Fig. 1 - Diagrama PQ Parques Tipo A

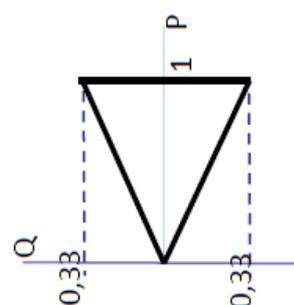


Fig. 2 - Diagrama PQ Parques Tipo B

Además de la exigencia de la curva PQ pentagonal, el generador deberá proponer alguna estrategia operativa de tal manera de evitar la desconexión en forma cuasi-simultánea de todos los generadores de la granja debido a vientos extremos, es decir evitar la salida repentina de todo

el parque dando en tal caso una variación "total" de potencia, ya que puede crear grandes perturbaciones en la red.

Las rampas o gradientes, tanto en descenso de potencia frente a vientos extremos, como la subida de potencia, deberán permitir una eficaz acción correctiva por parte de las reservas de potencia de rápida disponibilidad en el Sistema y minimizar las perturbaciones en la frecuencia.

Un problema de la generación eólica, es que por su baja inercia no pueden "acumular" energía ante una falla cercana en el sistema. En el pasado, por este motivo se los sacaba de servicio automáticamente ante esta condición de la red. Actualmente, con las nuevas tecnologías y sistemas de control, los parques y/o generadores eólicos pueden presentar una curva de "permanencia" tensión-tiempo. El dispositivo encargado de esto se conoce como Low Voltage Ride Through (LVRT), el cual es especificado al fabricante según la característica deseada.

Actualmente en los diferentes países con legislación respecto a la generación eólica, les exigen a los parques y generadores eólicos que permanezcan en servicio ante huecos de tensión ocasionados por un cortocircuito, o algún problema de la red, correctamente despejado.

Los parques Tipo B son aquellos en los cuales la potencia instalada del parque es pequeña respecto de la robustez del punto de conexión. La variación de potencia desde su valor nominal a cero, produce variaciones de tensión menores a las indicadas a continuación.

1% en redes de tensión mayores a 132 kV y menor o iguales a 500 kV

2% en redes de tensión mayores a 35kV y menor o iguales a 132 kV

3% en redes de tensión menor o iguales a 35 kV

En el caso de Tipo B, no es necesario que le parque opere controlando tensión en el PCC y podrá operar con el Factor de Potencia ($\cos\phi$ o FP) constante que el transportista, o el OED, le solicite en cada ocasión.

Debe cumplir entonces con una curva PQ de $\cos\phi=0,95$ (inductiva o capacitiva) a lo largo de todo el rango de potencia activa. Se le solicitará que opere en cualquier punto dentro de la curva detalla en la Fig. 2 [1]

Tampoco se le exige a este tipo de parque la permanencia en servicio ante huecos de tensión.

Todos los parques, ya sean del Tipo A o Tipo B deberán poder operar en forma permanente con las mismas variaciones de tensión en el punto de conexión y soportar las mismas variaciones de la frecuencia, sin desconectarse de la red, que se exigen a un generador convencional:

- Tensiones entre 0,95 y 1,05 pu en la barra del generador (en la barra de conexión al sistema este porcentaje depende del nivel de tensión de esta, en 132 kV es 5 %). [2]
- Frecuencias entre 49 y 51 Hz.

Información de partida

En orden de poder realizar los estudios eléctricos requeridos, resulta necesario contar con el esquema unifilar detallado del parque eólico, incluyendo la sección y longitud de los conductores que lo conformen. Asimismo, resulta indispensable conocer el tipo de aerogenerador y su diagrama PQ. Debe estar especificado si el diagrama PQ es en bornes de baja o media tensión del aerogenerador. En base a esta información es posible determinar los verdaderos límites de operación del parque eólico como un conjunto en el PCC y no como la suma algebraica de las "n" máquinas que lo componen.

Límites de operación del parque

A modo de ejemplo, se analiza un parque eólico de 100 MW el cual se encuentra formado por 38 aerogeneradores de 2,625 MW que se conectan a una red de cables de 33 kV mediante transformadores de máquina de 0,69/33 kV de 2,91 MVA. Existen seis colectores de 33 kV que vinculan los aerogeneradores con una subestación de 33/132 kV que contará con dos transformadores de 60 MVA cada uno y relación de transformación 33/138,6 kV. En la Fig. 3 se presenta un unifilar del parque.

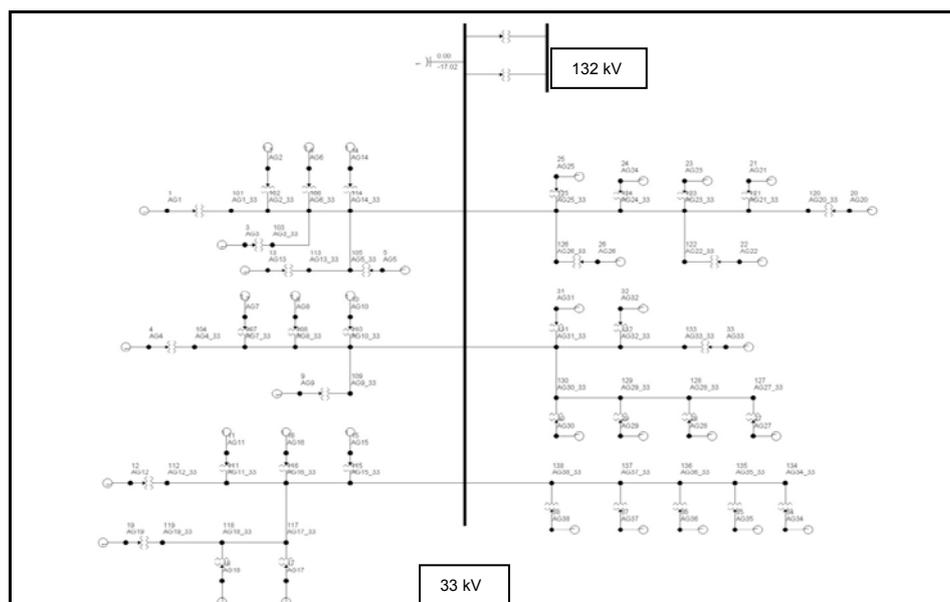


Fig. 3 - Diagrama Unifilar Parque Eólico Poner 33 kV y 132kV

Asimismo, cada aerogenerador tiene su curva PQ la cual se presenta en la Fig. 4. En el eje de las abscisas se grafica la potencia activa en MW y en el de las ordenadas la potencia reactiva en MVar. El aerogenerador presenta diferentes curvas PQ según sea la tensión en sus bornes (U_{aeg}). La Fig. 4 presenta la curva PQ para U_{aeg} 0,95 p.u., 1 p.u. y 1,05 p.u. Para lograr una curva común que permita el análisis del comportamiento del parque, se genera una curva PQ en base a los valores más restrictivos en el rango de tensión 0,95 a 1,05 p.u., la cual se muestra en línea de trazos (rojo). Se toma la U_{aeg} en el rango de $\pm 5\%$ ya que para tensiones fuera de este rango, la capacidad de entregar o absorber reactivo disminuye considerablemente.

En función de los límites de operación consignados, se analiza cuál es el diagrama PQ equivalente de la central. Para ello, se considera que el punto común de conexión (PCC) es la barra de 132 kV. En la Fig. 5 se presenta el diagrama PQ resultante en el PCC. El mismo fue construido a partir de analizar a todos los aerogeneradores en sus puntos límites de operación y suponiendo que en PCC (132 kV) existía un generador de potencia infinita. Complementariamente, se incluye la curva PQ de un aerogenerador equivalente si no se considerase la red interna del parque ($38 \cdot PQAG$) y el diagrama PQ que debe cumplir un parque Tipo A y Tipo B como referencia.

En función de los límites de operación consignados, se analiza cuál es el diagrama PQ equivalente de la central. Para ello, se considera que el punto común de conexión (PCC) es la barra de 132 kV. En la Fig. 5 se presenta el diagrama PQ resultante en el PCC. El mismo fue construido a partir de analizar a todos los aerogeneradores en sus puntos límites de operación y suponiendo que en PCC (132 kV) existía un generador de potencia infinita. Complementariamente, se incluye la curva PQ de un aerogenerador equivalente si no se considerase la red interna del parque ($38 \cdot PQAG$) y el diagrama PQ que debe cumplir un parque Tipo A y Tipo B como referencia.

En orden de garantizar la operación con un factor de potencia $\pm 0,95$ en el punto de conexión para la potencia máxima del parque y asumiendo el caso que cada aerogenerador puede operar según la curva brindada anteriormente, se necesita incorporar un banco de capacitores de 20 MVar, en 33 kV. Si en lugar de despacharse a potencia máxima, los generadores se despachan a 2,5 MW, la compensación necesaria se reduce a 11 MVar ya que se amplía la capacidad de entregar potencia reactiva por parte del generador.

Para poder tomar potencia reactiva de la red, debido a que se alcanza el valor mínimo de tensión en bornes del generador (0,95 p.u.), se debe utilizar el TAP del transformador de la Estación Transformadora (ET), bajándolo (lado 138,6 kV) un 5%. En la Fig. 5 se presenta en líneas de puntos el diagrama PQ equivalente si se incorpora el banco de capacitores mencionado y se utiliza el TAP para cambiar el 5% la tensión del lado de 33 kV (rojo). Debido a que el 5% de

cambio en el TAP no logra cubrir con la curva requerida para un parque Tipo A, se muestran las curvas PQ (en línea de puntos) considerando más pasos en el cambiador de tomas, -6,25% (violeta) y -7,5% (azul).

Los valores exactos de P y Q obtenidos en el PCC, con el TAP en +/- 5%, se presentan en la TABLA I. En la misma se incluye el factor de potencia correspondiente a cada punto de operación con y sin el banco de capacitores y la posición del TAP del transformador de la ET del parque.

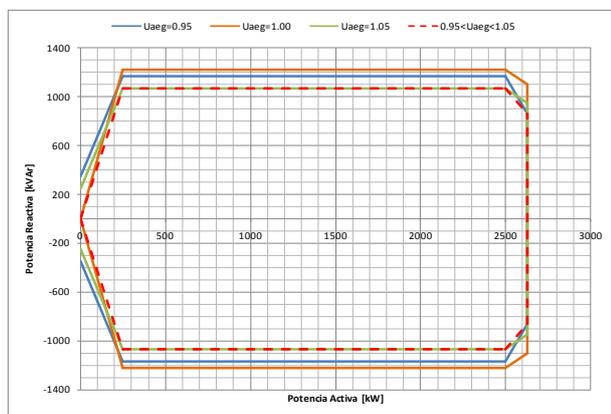


Fig. 4 - Curva PQ Aerogenerador

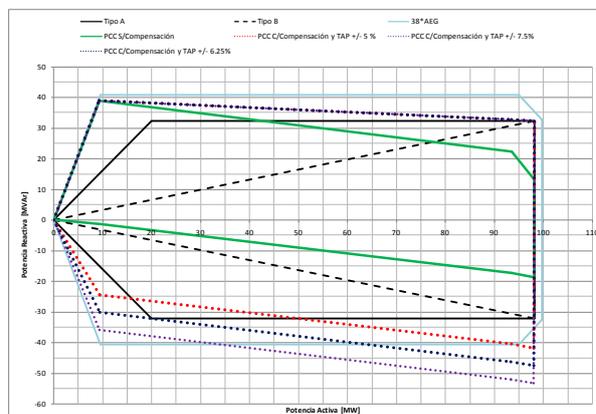


Fig. 5 - Diagrama PQ Parque Eólico

TABLA I - VALORES DE P Y Q EN EL PCC CON Y SIN COMPENSACIÓN

Sin Compensación					Con Compensación					
P PCC [MW]	Q PCC [MVar]	CosFi PCC	Tensión AEG [p.u.]	TAP (138.6 kV)	P PCC [MW]	Q PCC [MVar]	CosFi PCC	Tensión AEG [p.u.]	TAP (138.6 kV)	Compensación [MVar]
0	0	0	0.95<Un<1.05	1	0	0	0	0.95<Un<1.05	1	0
9.48	-1.34	0.990	Lim 0.95	1	9.39	-24.47	0.358	Lim 0.95	0.95	0
93.52	-17.41	0.983	Lim 0.95	1	93.45	-40.54	0.917	Lim 0.95	0.95	0
98.12	-18.72	0.982	Lim 0.95	1	98.05	-41.89	0.920	Lim 0.95	0.95	0
98.16	13.15	0.991	0.95<Un<1.05	1	98.22	32.29	0.950	0.95<Un<1.05	1	20
93.5	22.39	0.973	0.95<Un<1.05	1	93.53	32.79	0.944	0.95<Un<1.05	1	11
9.25	38.91	0.231	0.95<Un<1.05	1	9.25	38.91	0.231	0.95<Un<1.05	1	0
0	0	0	0.95<Un<1.05	1	0	0	0	0.95<Un<1.05	1	0

Es posible representar el parque mediante un equivalente que considere el efecto de la red interna del sistema de distribución del parque, teniendo en cuenta las pérdidas y el consumo de reactivo de la red. La impedancia equivalente se obtiene mediante dos pasos, primero se calcula la Impedancia equivalente por circuito colector y luego la Impedancia equivalente de todos los colectores [3]. El inconveniente que presenta utilizar este modelo equivalente es que no permite identificar las tensiones en la red interna del parque, sin poder verificarse si la tensión en bornes del aerogenerador cumple con los requisitos del diagrama PQ de cada aerogenerador.

Una vez determinado el diagrama PQ del parque, la representación del mismo mediante un generador equivalente (cuyos límites de operación sean los obtenidos anteriormente) resulta adecuada para simulaciones de transitorios electromecánicos y cortocircuitos y para la tipificación del parque.

Tipificación del parque eólico

Para determinar a qué tipo corresponde el parque, se deben analizar las tensiones en el PCC y en los nodos cercanos considerando el parque a potencia máxima y a potencia cero (desconectando el parque). De esta manera, se simula la máxima variación de potencia posible debido a la máxima variación de viento. Durante las simulaciones, es necesario bloquear los ajustes automáticos de tap de los transformadores. En orden de considerar el caso más exigente, es recomendable tomar como escenario aquel cuya potencia de cortocircuito sea menor, en general un valle de demanda. Complementariamente, se debe considerar al parque entregando el máximo posible de potencia reactiva. En esta consideración, se debe incluir la compensación adicional

requerida para cumplimentar con el diagrama PQ requerido tal como se calculó en el inciso anterior.

Estudios de cortocircuitos

De acuerdo a la tecnología de aerogenerador, las consideraciones al evaluar el aporte a la corriente de cortocircuito son distintas.

En el caso que el parque en estudio se encuentre constituido por aerogeneradores del tipo full converter, éstos suelen contribuir al cortocircuito con una corriente alrededor de la nominal. Esto se debe a que el convertidor desacopla totalmente la dinámica propia del generador respecto de la red. Ante fallas en la red, los convertidores aíslan al generador del transitorio. El desbalance transitorio ante la falla puede ser manejado por los propios controles del convertidor o inclusive por el control aerodinámico del aerogenerador. En general, si no está especificado en la información provista, es correcto asumir que el aporte durante el cortocircuito es del orden de la corriente nominal en bornes del generador [4]. El aporte en el PCC será consecuentemente menor.

Para el caso de aerogeneradores del tipo DFIG, el aporte durante el cortocircuito es entre 3 y 5 veces la corriente nominal [5]. En orden de tomar un valor conservador es conveniente considerar (en caso que no se especifique) que cada aerogenerador aporta 5 veces su corriente nominal durante la falla.

Estudios dinámicos

Los estudios dinámicos requeridos por CAMMESA en los estudios de acceso de nueva generación en Argentina, generalmente son realizados en el programa para simulación de redes PSS/E.

La representación del parque como un generador equivalente resulta adecuada en lo que respecta a los estudios dinámicos. El fabricante de aerogeneradores debe entregar los modelos aptos para simulación de transitorios electromecánicos.

Parte de las simulaciones deben constatar que los aerogeneradores permanezcan conectados ante huecos de tensión.

Asimismo se debe verificar el desempeño del parque como conjunto ante eventos en la red. Los modelos entregados por los fabricantes suelen ser cerrados y no es posible identificar claramente cuáles son los ajustes que tienen cargados.

En caso que no se cuente con los modelos del fabricante, es posible utilizar los modelos de librería que se incluyen en el programa PSS/E, sin embargo debido a la complejidad de los mismos y a la gran cantidad de datos requeridos para su funcionamiento esto no siempre es posible.

Otra opción es representar al aerogenerador equivalente como una fuente de corriente [6]. Al representar al generador como una fuente de corriente, la potencia activa y reactiva que entregue dependerá en forma proporcional a la tensión. Es decir, que ante un hueco que lleve la tensión en bornes a cero, el aerogenerador no entregará potencia alguna. Particularmente, en el programa PSS/E esta característica de tensión/corriente se mantiene constante hasta que la tensión en bornes llega a 0,5 pu.

Cuando se desea analizar cortocircuitos cercanos al PCC del parque, resulta conveniente utilizar los modelos más complejos, en los cuales se incluyen las lógicas de control que mantienen la tensión en bornes de los aerogeneradores ante huecos de tensión.

A modo de ejemplo se presenta en la Fig. 6 los resultados de dos simulaciones dinámicas de un parque eólico de 100 MW ubicado en las cercanías de Bahía Blanca. En ambos casos se simuló una falla trifásica de 100ms en de una de las ternas de 500 kV de la línea Bahía Blanca Olavarría. La curva en rojo corresponde a considerar el parque como una fuente de corriente equivalente, mientras la curva en verde se obtuvo utilizando el modelo de un fabricante de aerogeneradores reconocido.

Se observa que si bien durante la falla, la tensión al considerar el modelo de fabricante es distinta de cero, luego de despejada, la respuesta de la tensión en ambos casos es similar.

La utilización de la fuente de corriente como equivalente, resulta ser un escenario mas conservador, ya que durante la falla el equivalente no se encontraría aportando potencia reactiva a la red.

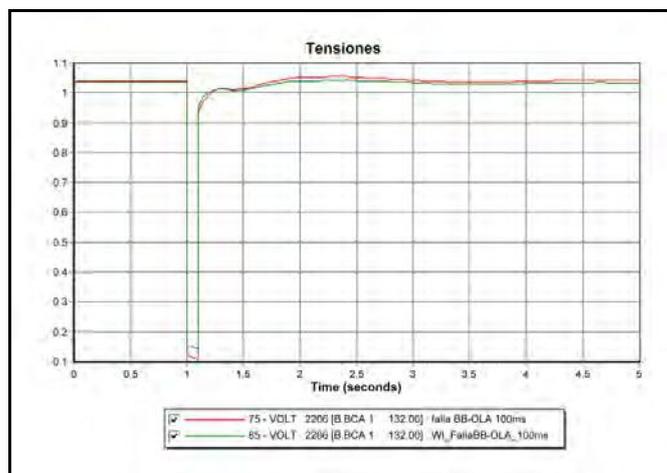


Fig. 6 - Tensiones con fuente de corriente equivalente y modelo de aerogenerador

CONCLUSIONES

En este trabajo se abordaron los requerimientos especiales que se deben tener en cuenta al momento de analizar el ingreso de nueva generación eólica al Sistema Argentino De Interconexión.

La clasificación de los parques eólicos en tipo A o B define los requerimientos operativos y en consecuencia el equipamiento necesario para cumplir con ellos.

Al momento de encontrar los límites de operación del parque, es recomendable representar a cada aerogenerador individualmente y la correspondiente red interna, de manera de verificar que para los límites PQ del parque, los límites PQ en cada aerogenerador se mantienen dentro de los rangos admitidos.

Una vez determinados los límites PQ del parque y la correspondiente compensación adicional, es posible representar al parque como un aerogenerador equivalente.

Para tipificar el parque (Tipo A ó Tipo B) es necesario tener en cuenta la compensación adicional (si la hubiese) y establecer el punto de operación del parque en su máxima entrega de reactivo.

En caso que no se cuente con información sobre el aporte de los aerogeneradores durante el cortocircuito, es posible estimar valores de acuerdo a la tecnología del aerogenerador.

Cuando no se dispone de modelos aptos para simulaciones electromecánicas, una alternativa simple de reemplazo es utilizar una fuente de corriente constante como modelo equivalente.

REFERENCIAS

[1] "Anexo 40: Generación Eólica" de LOS PROCEDIMIENTOS, CAMMESA. <http://portalweb.cammesa.com/Pages/BackupBotoneraAneriorIzquierda/Normativa/procedimientos.aspx>

[2] "Procedimiento Técnico N°4: Ingreso de Nuevos grandes Usuarios Mayores, Distribuidores, Generadores, Aautogeneradores y Cogeneradores al MEM" de LOS PROCEDIMIENTOS, CAMMESA

<http://portalweb.cammesa.com/Pages/BackupBotoneraAneriorIzquierda/Normativa/procedimientos.aspx>

[3] E. Muljadi, C.P. Butterfield "Equivalencing the Collector System of a Large Wind Power Plant" 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting Montreal, Quebec, Canada

[4] V. Gevorgian and E. Muljadi "Wind Power Plant Short Circuit Current Contribution for Different Fault and Wind Turbine Topologies" 9th Annual International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, Québec, Canada

- [5] Johan Morren, and Sjoerd W. H. de Haan, "Short-Circuit Current of Wind Turbines With Doubly Fed Induction Generator" IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION, VOL. 22, NO. 1, MARCH 2007
- [6] S. Barbero J. L. Agüero, M Beroqui "Modelado De Generadores Eólicos Para Estudios De Estabilidad De Pequeña Señal" Décimo Quinto Encuentro Regional Ibero-americano del CIGRÉ Foz de Iguazú-PR, Brasil 19 al 23 de mayo de 2013