

Comparación entre la Reglamentación de Uruguay y la de otros países de América y Europa sobre los requerimientos exigidos a un parque generador eólico conectado al sistema eléctrico. 2ª parte.

I. Afonso¹, A. Cardozo¹, N. Yedrzejewski¹, M. Vignolo¹

Resumen— El presente trabajo corresponde a la segunda parte de un trabajo más general, en el que se estudian los principales lineamientos dados por algunas de las reglamentaciones aplicadas a generación eólica (Grid Codes) más representativos a nivel mundial. Se presentan aquí los requisitos básicos referentes a Calidad de Energía (contenido armónico, variaciones bruscas de tensión y “flicker”), exigidos en reglamentaciones de países referentes en el tema. Se analiza especialmente las exigencias referentes a la respuesta de los aerogeneradores frente a huecos de tensión, realizando comparaciones entre los requisitos exigidos respecto a Huecos de Tensión y las actuales capacidades de los aerogeneradores. Se incluye además, el análisis de requerimientos técnicos exigidos a nivel local en pliegos licitatorios para la incorporación de parques eólicos a la sistema eléctrico nacional.

Index Terms— Calidad de Energía, Energía Eólica, Huecos de Tensión.

I. INTRODUCCIÓN

La generación eólica ha tenido en los últimos años avances muy significativos, lo cual ha favorecido su creciente presencia en los sistemas eléctricos a nivel mundial. Las particularidades de este tipo de generación, y los cambios tecnológicos experimentados por los aerogeneradores en los últimos años, han dado origen a nuevos desafíos para los Operadores de los Sistemas Eléctricos (OSE), y han provocado alrededor del mundo cambios en las reglamentaciones e introducción de nuevas normativas. En la actualidad, la literatura suele dividir al análisis de requerimientos para la conexión de parques eólicos de generación en dos tipos: los referentes a operación continua (análisis estático) y aquellos referentes a la operación durante perturbaciones o transitorios (análisis dinámico) [1]. Los requerimientos en cuanto a Calidad de Energía se encuentran dentro del análisis estático, mientras el estudio de respuesta frente a huecos de tensión o LVRT (Low Voltage Ride Through) se incluye en el análisis dinámico.

En este trabajo se resumen los principales lineamientos referidos a energía eólica dados por algunos de los “Grid Code” (GC) más representativos a nivel mundial. Como GC se entiende a toda aquella reglamentación dada por el OSE referida a, la operación, la planificación, el mantenimiento, etc. de todos los elementos que componen el sistema eléctrico. Estas reglamentaciones definen requerimientos mínimos sobre el sistema y sus elementos. Si bien los llamados “Grid Code” (GC) alcanzan a todos los elementos y actores del sistema eléctrico, nos centraremos aquí exclusivamente en lo que corresponde a generación eólica, y en particular a las

exigencias en cuanto a Calidad de Energía y huecos de tensión.

Para el presente trabajo se han analizado distintos GC de manera de tener un amplio espectro de ejemplos, siguiendo en parte la idea planteada en [1] se ha buscado estudiar reglamentaciones que representen diferentes situaciones desde el punto de vista de:

- Potencial Eólico
- Especificación detallada de requisitos para generación eólica o para generadores no sincrónicos.
- Redes con características particulares, como pueden ser: redes aisladas, redes débiles o fuertes, elevado índice de penetración eólica, etc.

En total se analizaron ocho GC, correspondientes a los siguientes países:

Dinamarca [2] y España [3] [4], representan redes con una alta penetración de la energía eólica pero a su vez con una diferencia muy importante, su interconexión con otros países. La red danesa está fuertemente interconectada con otros países (Suecia, Alemania y Noruega), mientras que la española tiene una pobre interconexión con el resto de las redes fuertes de Europa a través de su conexión con Francia. En el caso de la reglamentación española el análisis se basó en el documento preliminar pendiente de aprobación P.O 12.2 (noviembre 2009).

Irlanda [5], debido a que es un sistema aislado, lo cual lo hace sumamente interesante.

Alemania [6], debido a su importante mercado eólico y por su detallado GC, de hecho uno de los más detallados. En particular se hace referencia a los requerimientos impuestos por uno de los OSE, Eon-Netz, el cual al 2003 manejaba el 48% de la potencia eólica instalada en Alemania [11].

Reino Unido (Escocia, Gales e Inglaterra) [7] [8], son regiones con gran potencial eólico, sus GC contienen una sección denominada “Conexión de generadores no-sincrónicos” y es de los únicos GC que históricamente ha realizado ensayos a los parques eólicos (el resto de los operadores europeos no realizan ellos mismos los ensayos sino que exigen a los promotores o desarrolladores de parques que les entreguen los correspondientes certificados de ensayo). Canadá [9] [12] [15] [16], dado que es un GC que ha sido cuidadosamente estudiado mediante consultorías. Hay que tener en consideración el hecho de que en Canadá la frecuencia es 60Hz al momento de realizar comparaciones numéricas.

Por otro lado y conjuntamente a los cambios e introducción de nueva normativa en los diferentes GC alrededor del mundo, empresas referentes en la fabricación de aerogeneradores proponen metodologías con el fin de estandarizar para sus

¹: Está en Instituto de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería. Universidad de la República, Uruguay: J. Herrera y Reissig 565 Montevideo, 11300, Uruguay. Tel: +598 2711 0974.

equipos, los estudios de GC y la verificación del cumplimiento de sus requerimientos [17]. Este no es un tema menor, dado que uno de los principales inconvenientes con los cuales se enfrentan los fabricantes de aerogeneradores al momento de “probar” que sus equipos cumplen con los requisitos referidos a LVRT radica en que; las exigencias planteadas al respecto en la mayoría de los GC no describen con suficiente¹ precisión las condiciones eléctricas en las cuales la máquina debe satisfacer dichas exigencias. Actualmente solo hay dos países que cuentan con un procedimiento de certificación lo suficientemente detallado, en estos casos es posible solicitar a los fabricantes de aerogeneradores que presenten un certificado de cumplimiento de sus exigencias sobre LVRT, estos países son España [22] y Alemania [20] [21].

II. REQUERIMIENTOS SOBRE CALIDAD DE ONDA

Los requerimientos sobre Calidad de Onda (emisión de armónicos y “flickers”) en la actualidad, no constituyen la parte central de los GC referidos a generación eólica. Si bien en la mayoría de los casos se indican las normas de referencia para determinar los límites de emisión permitidos, no se detallan valores de “aplicación general”, sino que se dejan sujetos al análisis de cada caso en particular. Esto pone de manifiesto que en el estado actual del arte, los problemas de Calidad de Onda en aerogeneradores no suponen inconvenientes serios ni para los fabricantes ni para los OSE.

1) Requerimientos sobre “flickers”

A continuación se presenta un cuadro comparativo para los diferentes GC analizados.

TABLA I
Límites de emisión de “flickers”

| | P _{st} | P _{lt} |
|------------------------|-------------------|-------------------|
| Dinamarca | < 0.3 | < 0.2 |
| España - Planificación | ≤ 1.0 | ≤ 0.8 |
| España - E. Globales | ≤ 0.8 | ≤ 0.6 |
| Irlanda | IEC61000-3-7,1996 | IEC61000-3-7,1996 |
| Alemania | No Especificado | No Especificado |
| UK - Tensión > 132 kV | 0.8 | 0.6 |
| UK - Tensión ≤ 132 kV | 1.0 | 0.8 |
| Canadá | IEC61000-3-7,1996 | IEC61000-3-7,1996 |

Los valores de P_{st} y P_{lt} son los definidos por la norma IEC61000-3-7. Como se puede observar en el GC Alemán no se encuentran especificaciones referentes a emisión de “Flickers” ([1], [6]), lo mismo sucede con los GC Canadienses analizados, con excepción de AESO² en donde se especifica que los niveles de emisión deben estar de acuerdo a lo indicado en la normativa IEC61000-3-7. Similar al caso de

¹ No son suficientes como para definir de forma precisa el ensayo ha realizar a la máquina, con lo cual se hace difícil o incluso imposible que un laboratorio certifique su cumplimiento.

²: Alberta Electric System Operator

AESO en Canadá, en el GC de Irlanda simplemente se explicita que los niveles deben de estar de acuerdo a la normativa IEC1000-3-7,1996. Es importante destacar que en el caso de Reino Unido (UK) las exigencias son indicadas en el contexto de “cargas fluctuantes” y por tanto no refieren estrictamente a generación eólica.

2) Armónicos

La normativa al respecto es variada, no solamente en cuanto a los niveles de exigencia, sino también a los índices utilizados para cuantificar la emisión. Por ejemplo, en el caso de Dinamarca se establecen límites tanto para la distorsión armónica de cada componente armónico (D_n<1%), así como también para la distorsión armónica total, medida a través de la THD (THD<1.5%). Mientras que en el caso de España se indican límites particulares de distorsión para cada armónico y para el contenido total. En la normativa se distingue entre límites de planificación y límites de emisión globales. En la tabla II se presentan los límites de emisión globales referentes a contenido armónico para el caso de España [3]:

TABLA II
Límites de emisión globales – España

| Orden Armónico (n) | Tasa Armónico (%) | Orden Armónico (n) | Tasa Armónico (%) |
|---|-------------------|--------------------|-------------------|
| 3 | 1.80 | 2 | 1.00 |
| 5 | 1.80 | 4 | 0.90 |
| 7 | 1.80 | 6 | 0.40 |
| 9 | 0.90 | 8 | 0.20 |
| 11 | 1.30 | 10 | 0.20 |
| 13 | 1.30 | 12 | 0.20 |
| 15 | 0.30 | 14 | 0.20 |
| 17 | 0.90 | 16 | 0.20 |
| 19 | 0.90 | 18 | 0.20 |
| 21 | 0.20 | 20 | 0.20 |
| 23 | 0.60 | 22 | 0.20 |
| 25 | 0.60 | >22 | 0.20 |
| >25 | 0.20 | | |
| TASA TOTAL DE DISTORSIÓN ARMÓNICA (THD) 3.00% | | | |

Por otro lado en el caso de Irlanda simplemente se indica que el contenido armónico debe estar de acuerdo a IEC6100-3-6,1996 [1], y para los GC de Canadá analizados no se encuentran referencias en cuanto a emisión de armónicos, a excepción de AESO en cuyo GC se explicita que el contenido armónico debe estar de acuerdo a IEE 519 de 1992.

Como se puede apreciar las exigencias referidas a inyección de corrientes armónicas no son específicas para generación eólica, de hecho son muy similares a aquellas que se aplican a cualquier dispositivo que utilice electrónica de potencia de cierto porte. Esto es debido a que los causantes de la introducción de armónicos en aerogeneradores son, en los casos de los contengan, los rectificadores, inversores y convertidores DC-DC que puedan contener. Esto hace que las soluciones para mitigar estos efectos sean bien conocidas y no representen un obstáculo tecnológico en la actualidad.

III. REQUERIMIENTOS SOBRE LVRT

Actualmente todos los GC poseen especificaciones respecto a como debe ser el comportamiento de las centrales generadoras frente a huecos de tensión. Estas especificaciones podrían dividirse en dos grupos, por un lado tenemos las especificaciones que indican según los rangos de tensión, cuando deben permanecer conectadas al sistema las centrales generadoras. Por otro lado, encontramos las especificaciones que indican que comportamiento deberá tener la central generadora durante el hueco de tensión. (Generalmente especificaciones sobre inyección de reactiva e inyección de potencia activa.) Definir los requerimientos sobre LVRT implica definir los dos aspectos antes mencionados, una especificación que no contuviese ambos aspectos estaría incompleta.

1) Característica LVRT

La definición de la característica LVRT se puede ver como el resultado de evaluar, el riesgo para el sistema eléctrico de la desconexión de aerogeneradores frente a fallas en la red, versus, el sobrecosto que implica tener aerogeneradores capaces de cumplir con dichos requerimientos [18]. A su vez este requerimiento apunta a mejorar uno de los mayores problemas de la generación eólica, este problema es la posible pérdida de margen de estabilidad. El hecho de que la generación eólica pueda permanecer conectada al sistema ante ciertas perturbaciones, le brinda una mayor capacidad de recuperación al sistema.

Para evaluar los riesgos a los cuales se ve expuesto el sistema uno de los mecanismos es el de definir las zonas de influencia, estas zonas se delimitan en base a la caída de tensión producida en el sistema por diversas faltas. Con lo cual mediante la definición de curvas LVRT se busca “contener” el descenso de la tensión a lo largo del sistema. Por más información consultar [19].

El mismo principio utilizado para definir las curvas LVRT nos dice que al momento de definir una curva LVRT y evaluar su “complejidad”, hay que tener en cuenta en qué punto del sistema se está imponiendo el requerimiento. Una cosa es lo que se exige en el punto de conexión del parque y otra cosa es lo que deben soportar cada una de las máquinas del parque, esto es debido a las distancias eléctricas entre los distintos generadores del parque y a la diferencia en las operaciones de los mismos. Un determinado hueco de tensión en el punto de conexión puede ser visto de diferentes formas por las distintas máquinas que componen el parque, y si alguna de estas máquinas sale de servicio puede generar un efecto dominó, el cual podría terminar con la desconexión de otras máquinas en el parque [18].

Los requerimientos LVRT se establecen normalmente como curvas del tipo tensión versus tiempo, donde se especifica un escalón que define el valor mínimo de tensión (tensión residual), seguido de una rampa de recuperación. En la figura 1 se muestra la característica LVRT para algunos de los GC analizados.

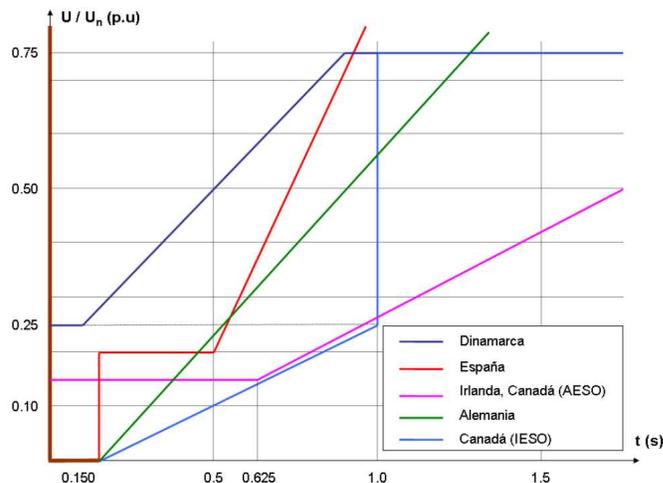


Figura 1. Características LVRT

Las diferentes curvas LVRT representadas en la figura, fueron reproducidas de acuerdo a lo especificado en los diferentes GC estudiados.

Como se puede observar, pese a la similitud en la forma de las curvas, las exigencias son diferentes, siendo la más estricta la correspondiente a Dinamarca, mientras que la de AESO-Canadá e Irlanda se encuentran dentro de las menos estrictas. Estos requerimientos son referentes al punto de conexión del parque de generación con la red eléctrica externa, y al parque en su conjunto (no a generadores individuales).

Hay que tener presente que las curvas representan las depresiones de tensión producto de fallas en la red eléctrica de potencia a la que se integra al parque, y que el parque debe seguir conectado si el perfil de voltaje en el punto de conexión se encuentra por encima de la característica LVRT correspondiente. Las respectivas reglamentaciones de los diferentes GC informan junto a la curva, a que tipo de falla corresponde la característica LVRT, además de especificar condiciones de repetibilidad de fallos en las que el parque debe seguir conectado. Por ejemplo, el GC Danés establece que el parque debe permanecer conectado ante faltas trifásicas equilibradas cuyo perfil de tensiones sea la característica LVRT de la Figura 1 durante 100 ms. Además se indica que con independencia de lo dicho anteriormente, las turbinas deben soportar independientemente al menos dos cortocircuitos trifásicos dentro de un período de dos minutos y al menos seis cortocircuitos trifásicos con intervalos de cinco minutos [1]. De hecho el GC Danés es uno de los más detallados en este aspecto estableciendo expresamente la exigencia de presentación de estudios dinámicos de cada parque mediante simulaciones computacionales con el perfil de tensiones que se muestra en figura 1 (se indican suposiciones adicionales en cuanto al funcionamiento de las máquinas previo a la falta y hasta un circuito equivalente a usar en la simulación) [1,2].

Por otro lado las curvas de la figura 1 representan condiciones de máxima exigente en el sentido siguiente: las faltas bifásicas (o monofásicas fase a tierra) son modeladas por lo general con las mismas características LVRT, pero con mínimos menos exigentes. Por ejemplo España establece que en el caso de cortocircuitos bifásicos aislados de tierra, los

perfiles de magnitud y duración del hueco de tensión en que la instalación deberá de ser capaz de permanecer acoplada a la red será semejante a la de la Figura 1, pero estando situado el valor del límite inferior de tensión en 0,5 p.u. en lugar de 0 p.u y en 0,6 p.u en lugar de 0,2 p.u.

IV. CAPACIDADES ACTUALES DE LOS AEROGENERADORES Y EXIGENCIAS

Resulta claro que las exigencias de los diferentes GC en cuanto a Calidad de Energía no son significativas. Esto se debe básicamente a que los problemas de “flickers” y emisión de armónicos, por ser esencialmente inherentes al principio de operación de las turbinas eólicas y a la utilización de electrónica de potencia, han sido mitigados o controlados por los fabricantes conforme ha ido avanzando esta tecnología de manera de cumplir con la normativa correspondiente (por ejemplo normas IEC a las que hacen referencia los GC [2], [11]). Es decir, en el estado actual de la tecnología de fabricación de aerogeneradores, los requerimientos de las diferentes reglamentaciones en este aspecto son cumplidos en general sin inconvenientes.

Sin embargo las exigencias referentes a respuesta frente Huecos de Tensión (Low Voltage Ride Through) son muy importantes en todos los GC analizados y dependen fuertemente de las características de la red eléctrica (y en particular del punto de conexión) a la que se integra el parque eólico, además de las características de la instalación eléctrica interna de dicho parque. Por tal razón podemos afirmar que en cuanto a LVRT el peso de las exigencias ha determinado el avance en las prestaciones brindadas por los aerogeneradores así como también el efecto sobre la red que el parque eólico pudiese generar.

En la gráfica de la Figura 2 se presenta, a modo de ejemplo, cual sería la capacidad de un aerogenerador Vestas³ para soportar huecos de tensión.

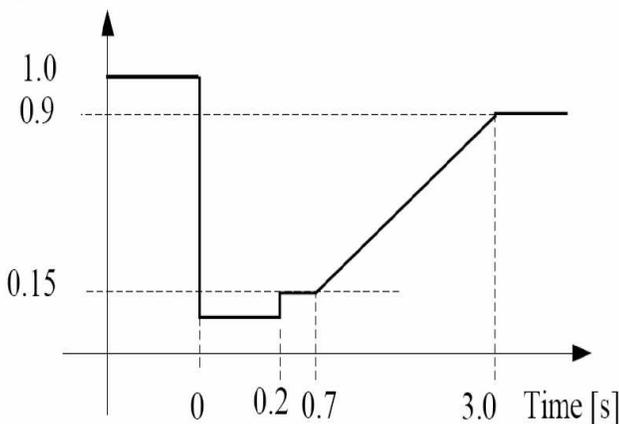


Figura 2. Capacidades ante huecos de tensión Vestas. [13]

El fabricante declara que el aerogenerador puede permanecer conectado durante el hueco de tensión, si el perfil

³ : La elección de este fabricante en particular se debe simplemente a la disponibilidad de información en Internet. A su vez esta es la especificación de un modelo de máquina en particular, pudiendo ser modificada si fuese necesario.

de la tensión producto del hueco en bornes de la máquina, se encuentra siempre por encima de la curva de la figura 2, caso contrario las protecciones asociadas a la máquina la deben sacar de servicio. Es importante notar que en este ejemplo no queda claro cual es la mínima tensión a soportar en los primeros 200ms, lo que queda claro es que es distinto de cero. Observar que el fabricante especifica, como es de esperar, la máxima exigencia para su máquina mientras que las exigencias de los GC refieren al parque en su conjunto, Compatibilizar ambos tipos de especificaciones a los efectos de verificar el cumplimiento de la normativa de un determinado GC no es un problema de resolución inmediata, y se puede ver fácilmente que requiere de un análisis detallado. Por tal motivo no estableceremos comparaciones relativas entre las informaciones presentadas en Figura 1 y Figura 2. Simplemente nos limitaremos a mencionar, que aún en el caso hipotético (y poco realista) de que el parque constara de un solo aerogenerador cuya capacidad LVRT fuese la de la Figura 2, dicho parque cumpliría con algunas de las reglamentaciones incluidas en la gráfica de la Figura 1 y con otras no.

Como ya se mencionó pequeñas variaciones en las exigencias (en curvas LVRT y/o en comportamiento del parque durante el transitorio) puede suponer un aumento importante en el costo de instalación (del orden de decenas de miles de euros por MW instalado⁴).

Esta sensibilidad en los costos implica por un lado la necesidad de evaluar adecuadamente la conveniencia de un mayor grado de especificación en las curvas de LVRT en los GC, y por otro mayor aporte de información por parte de los fabricantes de las máquinas. Con respecto a este último aspecto, hoy existen fabricantes que han estandarizado y promocionado el “Proceso de estudio de GC” en la etapa de análisis de proyecto, luego que se ha definido la locación de la planta y se ha determinado el porte de los aerogeneradores. En la figura 3 se muestra a modo de ejemplo las dos etapas finales de un “Proceso de estudio de GC” presentado en el marco de un trabajo académico por un fabricante [17].

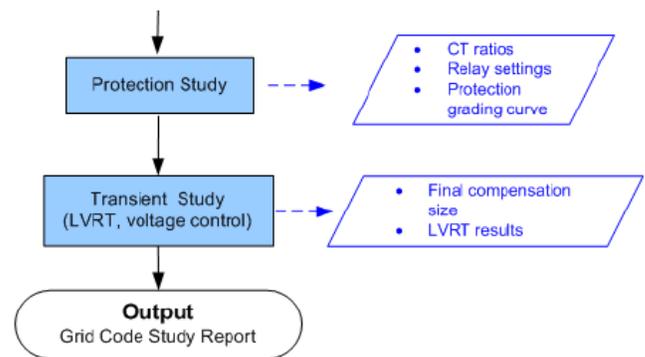


Figura 3. Final de “Flow chart of Grid Code study process” [xx]

Como se puede observar en la última etapa (previo al reporte), se prevé un estudio de LVRT en el cual uno de sus productos es la compensación final de reactiva. En este mismo

⁴ : Según presentaciones realizadas en el evento Techwindgrid 2009, Madrid-España días 20 y 21 de abril de 2009.

documento se presenta el ejemplo de un caso de estudio: parque eólico de 50 MW (25 turbinas de 2 MW), con ciertas especificaciones de GC y topología de red, además de características del punto de conexión definidas. Como resultado del estudio de LVRT realizado y con ayuda de simulaciones computacionales se determina la necesidad de instalar un sistema de compensación automática de energía reactiva durante los huecos de tensión (además se dimensiona y determina el lugar de conexión del equipo). Un tema no menor es de que forma el aerogenerador (o la planta) soporta el hueco de tensión, o dicho en otras palabras, qué puede hacer la máquina (o el parque) durante el hueco de tensión. Los aerogeneradores modernos son capaces de implementar diversos tipos de control durante el hueco: inyección de corriente cero, controlar tanto P y Q durante el hueco de tensión, mantener la potencia activa, control de la potencia reactiva según el ángulo de fase de la falta. Ante esta variedad de tipos de control, resulta que en realidad no solo es importante exigir que un aerogenerador soporte un determinado hueco de tensión sin desconectarse, sino que también es muy importante definir que significa o implica el “no desconectarse”.

V. CASO LICITACIÓN URUGUAY

En nuestro país, la energía eólica ha incrementado su presencia en la matriz energética. En la actualidad, se cuenta con 30 MW instalados y en el marco de la licitación K39607 se pretende incorporar 150 MW adicionales vía inversión privada. En el pliego de especificaciones técnicas de la referida licitación, se establecen entre otros, los requisitos referentes a Calidad de Energía y respuesta frente a huecos de tensión. Como se verá esos requisitos son similares a los encontrados en los GC de países referentes en generación eólica. Básicamente son los siguientes:

1) *Requerimientos sobre Calidad de Energía*

“Flickers”

“No podrá sobrepasarse los niveles máximos de emisión de flicker (fluctuaciones rápidas de tensión) de corta duración $P_{st}=0.35$ y de larga duración $P_{lt}=0.25$ (IEC 61000-3-7), tanto para operaciones de conexión como por funcionamiento continuo (para la totalidad del parque). Para la realización de las medidas correspondientes se adoptarán las recomendaciones incluidas en la norma IEC 61000-4-30.”

Se establece además adicionalmente requisitos sobre variaciones bruscas de tensión.

Emisión de Armónicos

“Hasta la fijación por parte de la URSEA de los límites aceptables, el componente de armónicos de la corriente inyectada a la red de UTE cumplirá con la norma IEEE 519, la cual indica los siguientes límites para operación normal...”

2) *Requerimientos sobre LVRT*

“La CENTRAL GENERADORA se deberá mantener conectada a la RED DE UTE, sin sufrir desconexión por causa

de los huecos de tensión, en el NODO DE CONEXIÓN, producidos por cortocircuitos trifásicos, de dos fases a tierra o una fase a tierra, con perfiles de magnitud y duración por encima de la siguiente curva:

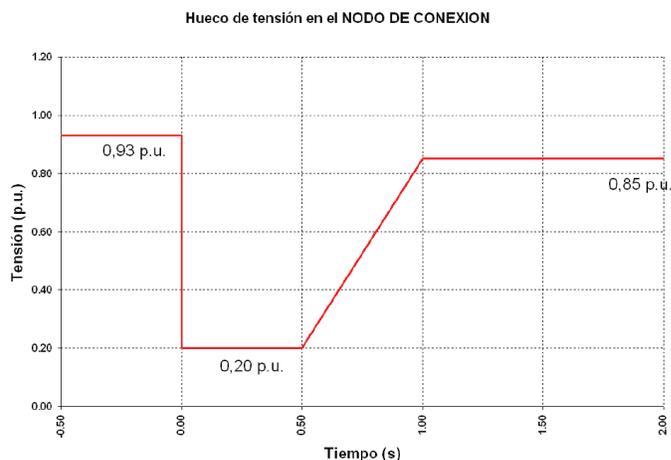


Figura 4. Curva LVRT – U.T.E

Donde las tensiones indicadas son las tensiones entre fase y tierra, en las fases con falta.”

Se establecen además requisitos adicionales, en caso de que la estación generadora se encuentre conectada a un circuito radial de transmisión.

VI. CONCLUSIONES

En la actualidad, los diferentes GC referidos a generación eólica priorizan la problemática de respuesta frente a huecos de tensión frente a los problemas de Calidad de Energía (emisión armónicos, “flickers”). Entendemos que esto es adecuado, por dos razones:

Por un lado por el avance tecnológico en la fabricación de aerogeneradores en los últimos años (sobre todo con la introducción de la turbina de velocidad variable y el aumento de porte de las máquinas fabricadas), que ha provocado que hoy sea posible construir máquinas capaces de cumplir las normativas IEC referidas a emisión de armónicos y “flickers”. Lo cual, en la mayoría de los casos (exceptuando casos raros de puntos de conexión con red suficientemente débil) no representa problemas serios para la red eléctrica a la que se integra el aerogenerador o el parque de generación eólica.

Por otro lado, porque pequeñas variaciones en las exigencias frente a la respuesta LVRT (en la curva de LVRT o en la forma en que el parque se comporta durante el transitorio), pueden provocar incrementos sensibles en los costos de instalación y/o operación. Por tal motivo, es importante señalar que a la hora de elaborar un GC, es necesario al menos evaluar la conveniencia de definir con la mayor exactitud posible tanto la curva LVRT, como el modo de operación del parque durante el hueco de tensión. La adopción de referencias en este aspecto, puede provocar tanto sub-exigencias (capaces de provocar graves inconvenientes a las turbinas y/o a la red en caso de faltas, con sus altos costos

asociados, y urgencia de tiempo) como sobre-exigencias capaces de provocar sobrecostos de operación y/o mantenimiento (esto último por solicitar en las especificaciones tecnología adicional subutilizada con el consecuente aumento de probabilidad de fallos y sus costos asociados). Esta problemática es genuina, y prueba de ello es que la petición de información al respecto a los fabricantes de máquinas es de recibo. A tal punto que en la actualidad alguno de ellos ha elaborado un “proceso de estudio de Grid Code” y ha incluido en él una etapa de estudio de LVRT.

REFERENCIAS

- [1] CHRISTIANSEN, W. JOHNSEN D. (2006) Analysis of requirements in selected Grid Codes. 32 p. [En línea] Disponible en: <http://www.frontwind.com/Analysis%20of%20the%20requirements%20in%20selected%20Grid%20Codes.pdf> [Consulta: octubre 2010]
- [2] DANISH ENERGY AUTHORITY (2004) Wind Turbines Connected to Grids with Voltages above 100 kv. Technical regulation for the properties and the regulation of wind turbines. 34 p. [En línea] Disponible en <http://www.wtcertification.dk/Common/WindTurbinesConnectedtoGridswithVoltageabove100kV.pdf> [Consulta: octubre 2010]
- [3] RED ELECTRICA DE ESPAÑA (2004) P.O. 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones de producción de régimen especial. 7 p. [En línea] Disponible en: <http://ingeborda.com.ar/biblioteca/Biblioteca%20Internet/Articulos%20Técnicos%20de%20Consulta/Lineas%20Electricas/Red%20Electrica%20de%20Espana%20C3%B1a.pdf> [Consulta: octubre 2010]
- [4] RED ELECTRICA DE ESPAÑA (2005) P.O. 12.2 Instalaciones conectadas a la red de transporte : requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio. Resolución 11-02-2005, BOE. 26 p. [En línea] Disponible en: http://www.ree.es/operación/pdf/po/PO_resol_iifeb2005.pdf [Consulta: octubre 2010]
- [5] ESB National Grid, Irish TSO. WiND Farm Power Station Grid Code Provisions..[En línea] Disponible en: <http://res-legal.eu/en/search-for-countries/ireland.html>
- [6] TRANSPOWER STROMUBERTRAGUNGS GMBH (2009) Grid Connection Code. Extra high Voltage. 45 p. [En línea] Disponible en: www.transpower.de/pages/tennetso_de/.../transpower-NAR2009eng.pdf [Consulta: octubre 2010]
- [7] Scottish TSO. Scottish Grid Code. Scottish Hydro-Electric Transmission Ltd
- [8] Grid Code. Revision 12, National Grid Electricity Transmission plc, TSO in UK 2009
- [9] HASSAN Garrad (2005) Canadian Grid Code for Wind Development Review and Recommendations
- [10] RED ELECTRICA DE ESPAÑA (2009) P.O. 12.2 Instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad. 47p. [En línea] Disponible en: http://www.ree.es/operación/pdf/doc_trabajo_req_tec_eolicos_y_fotovoltaicos_web_propuesta.pdf [Consulta: octubre 2010]
- [11] ACKERMANN, Thomas (Ed.) (2005) Wind Power in power systems. New York : John Wiley & Sons Ltd. 619 p.
- [12] IESO (2010) Market Rules for the Ontario Electricity Market. Colección de Registro No MDP.RUZ-0002 Issue 39.0. 984p.[En línea] Disponible en: www.ieso.ca/imoweb/pubs/marketrules/mr_marketrules.pdf [Consulta : octubre 2010]
- [13] RASMUSSEN, Michael Grid Compliance and how vestas turbines can meet the new grid code demands. 16 p. [En línea] Disponible en: www.ofgem.gov.uk/.../ELECCODES/GRIDCODE/.../6817-VESTAS.PDF [Consulta: octubre 2010]
- [14] LOV, Florin [et al.] (2007) Mapping of grid faults and grid codes. Riso National Laboratory Riso-R-1617 (EN) . 41 p. [En línea] Disponible en: www.wecc.biz/.../DENMARK%20Mapping%20of%20Grid%20Faults%20and%20Codes.pdf
- [15] Exigentes Techniques du Transporteur relatives au Raccordement des Centrales Electrique au reseau D'Hydro-Quebec. Hydro-Québec TrasEnergie [En línea] Disponible en: www.hydroquebec.com/transenergie/fr/commerce/pdf/eolienne_transpor_t.pdf [Consulta: octubre 2010]
- [16] AESO (2004) Wind Power Facility Technical Requirements. 24p. [En línea] Disponible en: http://www.aeso.ca/downloads/Wind_Powe_Facility_Technical_Requirements_Revision0_signatures_JRF.pdf [Consulta : octubre 2010]
- [17] ZHAN,Y.Q, ZHAO, P. (2010) Early Assessment of grid code requirements for wind power plant in vestas. Power Electronics Conference. P.2050-2055. [En línea] Disponible en: <http://ieeexplore.ieee.org> [Consulta : octubre 2010]
- [18] ROSSO ,A. ANELLO, M. SPITTLE,E. (2009) Evaluación del riesgo de desconexión de generadores eólicos debido a fallas en la red de transmisión. Buenos Aires: Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré. 8 p. [En línea] Disponible : <http://www.labplan.ufsc.br/congresos/XII%20Eriac/C1/C1-18.pdf> [Consulta : octubre 2010]
- [19] MCGILLIS, Donald [et al.] (2006) The Process of System Collapse Based on Areas of Vulnerability. Quebec : Departement of Electrical and Computer Engineering. P.35-40. [En línea] Disponible : <http://ieeexplore.ieee.org> [Consulta: octubre 2010]
- [20] Windenergie e.V., Fördergesellschaft, Technical Guidelines for Poer Generating Units(Part 4): Demands on Modelling and Validating Simulation Models of the Electrical Characteristics of Poer Generatin Units and Systems, 01/05/2009
- [21] Windenergie e.V., Fördergesellschaft, Technical Guidelines for Poer Generating Units(Part 8): Certification of the Electrical Characteristics of Power Generating Units and Systems in the Medium-,High- and Higest-voltage Grids, 18/12/2009
- [22] REE, Procedimiento de verificación, validación y certificación de los requisitos del P.O. 12.3 sobre la respuesta de las instalaciones eólicas ante huecos de tensión, 29/11/2007.

BIOGRAFÍAS

Ignacio Afonso es Ingeniero Eléctrico egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República de Uruguay en 2008. Actualmente está realizando su Maestría en Ingeniería Eléctrica en la Universidad de la República de Uruguay.

Desde 2008 es Ayudante Gr. 1 del Departamento de Potencia de la Facultad de Ingeniería donde es docente e investigador.

Entre 2007 y 2009 fue becario en el departamento de Estudios Técnicos Distribución (UTE). Desde 2009 es consultor técnico en el Programa de Energía Eólica en Uruguay (MIEM/UTE).

Desde 2008 ha la fecha se ha desempeñado como consultor independiente, participando en diferentes proyectos relacionados con el área de ingeniería eléctrica

Andrés Cardozo es Ingeniero Eléctrico egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República de Uruguay en 2009.

Desde el año 2009 es ayudante en el Departamento de Potencia del Instituto de Ingeniería Eléctrica de Facultad de Ingeniería – UdelaR, donde se desempeña como docente e investigador. Sus áreas de interés son: Calidad de Energía y Metrología.

Se desempeña además en el ámbito del sector industrial privado, donde ha participado desde 2006 en elaboración de proyectos de instrumentación y control. Particularmente en diseño de controles para sistemas hidráulicos.

Mario Vignolo es Ingeniero Eléctrico egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República de Uruguay. Posee un Master of Science in Electrical Power Engineering (2001) de la University of Manchester (UMIST), Reino Unido y un Doctorado en Ingeniería Eléctrica (2007) realizado en forma mixta entre la Universidad de la República y la University of Florida de EE.UU. Adicionalmente, tiene un postgrado en Regulación Económica de la Facultad de Ciencias Sociales de la Universidad de la República.

Desde 2000 es Profesor Adjunto del Departamento de Potencia de la Facultad de Ingeniería donde es docente e investigador, habiendo publicado más de 25 trabajos en conferencias y revistas científicas.

Entre 2004 y 2006 fue Presidente del Capítulo de Potencia del IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) de la Sección Uruguay, que obtuvo el Premio al mejor capítulo mundial en el año 2004.

Entre 2001 y 2004 fue Ingeniero Consultor de la Unidad Reguladora de Energía Eléctrica (UREE) y de la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua (URSEA) donde trabajó en temas regulatorios del sector eléctrico y de gas.

En 2006 fue Responsable de Gestión Energética Integrada de Celulosas de M' Bopicuá, del Grupo ENCE Uruguay.

Actualmente se desempeña como Jefe del Departamento de Potencia en el Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería y además como consultor independiente en el área de la ingeniería eléctrica y de la energía.

Nicolás Yedrzejewski es Ingeniero Eléctrico egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República de Uruguay en 2006.

Desde 2004 a 2007 se desempeñó en CIME Ingeniería vinculado a proyectos de Protección Integral contra Descargas Atmosféricas.

Desde 2006 es docente del Departamento de Potencia de la Facultad de Ingeniería, actualmente como Asistente Gr. 2.

Desde 2007 se desempeña en UTE en la Gerencia de Sector Planificación de la Explotación y Estudios (Despacho Nacional de Cargas) como Especialista en Estudios Dinámicos de la Red.