

## COMENTARIOS DE COGEN ESPAÑA relativos a los requisitos de Robustez

**Requerimiento:** artículo 14-3-a-iv “Condiciones previas y posteriores a las faltas para la capacidad para soportar huecos de tensión”

Para unidades tipo B y C:

*la potencia de cortocircuito previa y posterior a la falta será 5 veces la capacidad máxima del módulo de generación de electricidad.*

Se propone cambiar a:

*la potencia de cortocircuito previa y posterior a la falta será 5 veces la capacidad máxima del módulo de generación de electricidad o 30 MVA, cualquiera que sea el mayor de ambos.*

**Razón:** unidades pequeñas (de 100 kVA a 6 MVA) tendrían problemas de estabilidad por estar conectadas a una red muy débil. Un valor de potencia de corto circuito por debajo de 30 MVA podría ser considerado como ficticio, y daría como consecuencia simulaciones inestables que no se alinea con la realidad de la red existente. Si en algún caso la potencia de corto circuito fuese menor a 30 MVA en el punto de conexión, una salvedad debería ser hecha y el valor real debería ser tomado para analizar la capacidad de las unidades.

Las siguientes simulaciones con una unidad de 1.1 MVA:

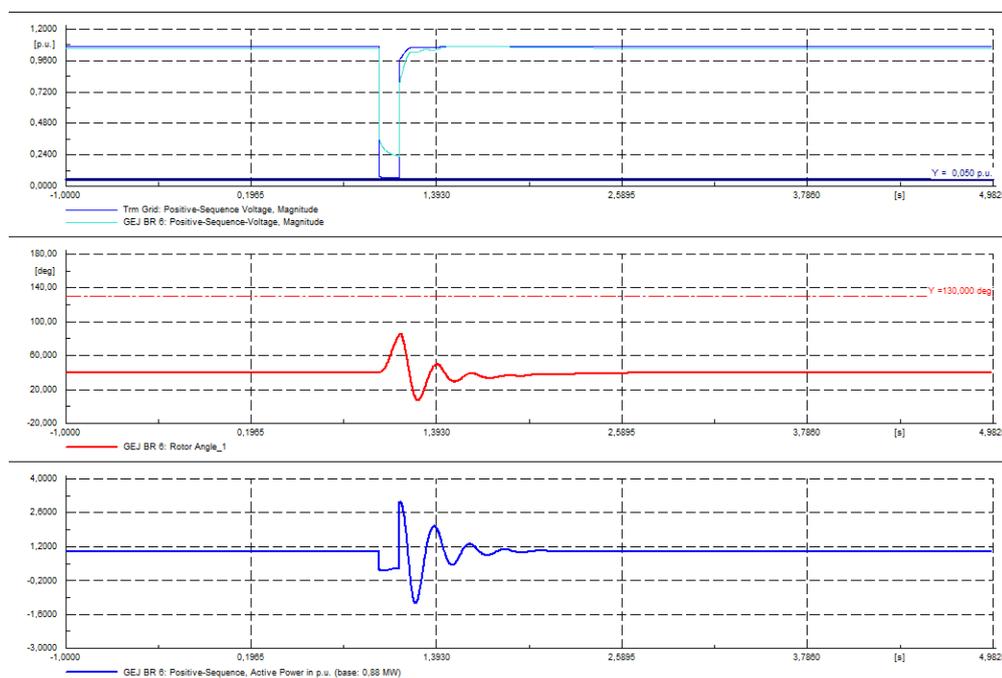


Figure 1 30 MVA grid, 1.05 p.u. voltaje, full load, 0.95 cap pf

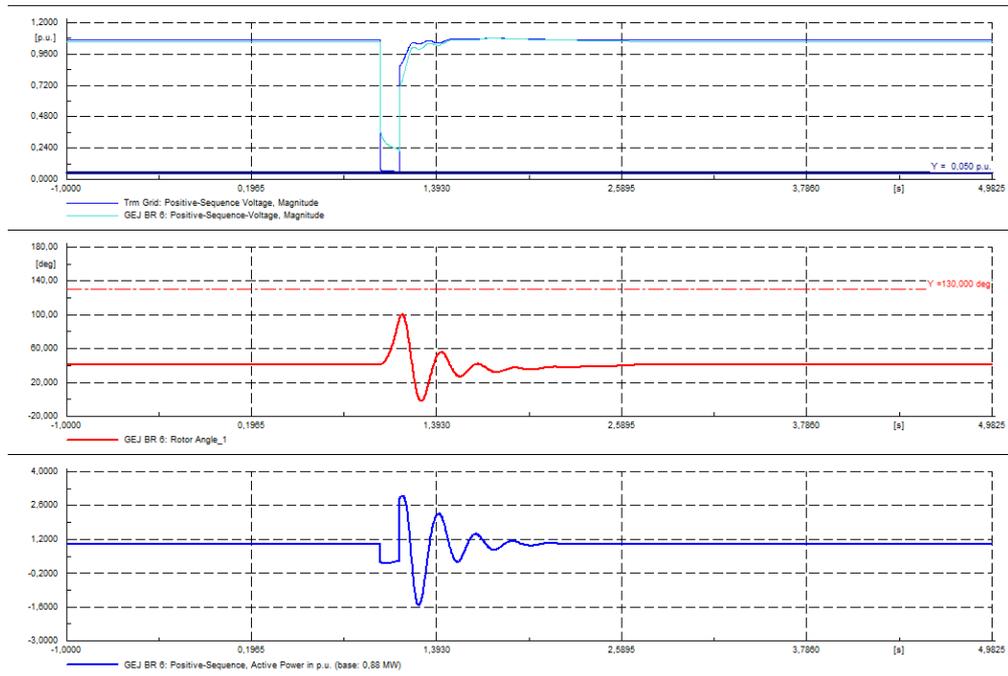


Figure 2 15 MVA grid, 1.05 p.u. voltaje, full load, 0.95 cap pf

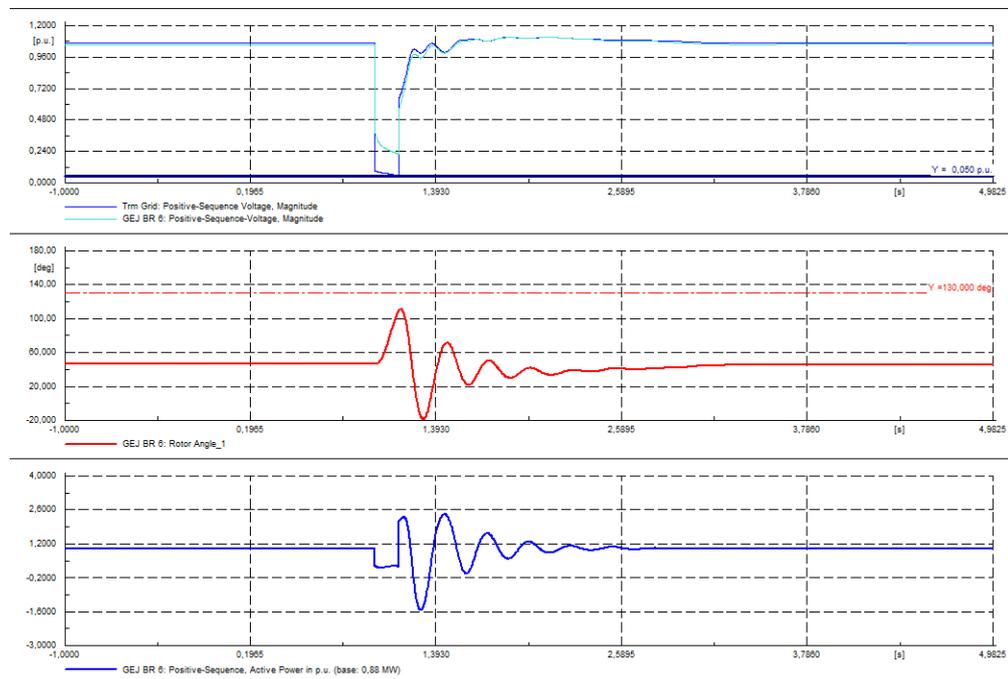


Figure 3 5.5 MVA grid, 1.05 p.u. voltaje, full load, 0.95 cap pf

La siguiente observación se puede hacer: a medida que se reduce la potencia de corto circuito, empeora el comportamiento dinámico de la unidad (evidenciado con el ángulo retorico que va aumentando para la misma falla). Cada generador tendrá una respuesta de acuerdo a sus valores de reactancias, constantes de tiempo, características de saturación de la máquina y las características de la excitatriz. El responsable de la



distribución debería imponer un valor mínimo de potencia de corto circuito que represente de forma realista los valores encontrados en España.

### **CONCLUSIONES**

Por todo lo anterior consideramos que al proponerse valores más estrictos que los que sugiere el Código ENTSOe se podría estar equivocando el criterio al no haberse estimado de forma adecuada las consecuencias para los equipos, particularmente los ya instalados, una flota de hasta 5 GW que podría estar afectada en caso de renovaciones futuras de equipos. Los criterios de REE (especialmente los relativos a Robustez y Frecuencia) están basados en simulaciones realizadas con modelos genéricos mientras que algunos de los ejemplos aportados por los fabricantes de equipos para rebatir esos criterios son basados en pruebas con equipos reales. Igualmente se han aportado ejemplos de lo que está siendo acordado en otros países Europeos, particularmente en Irlanda (una isla y por tanto con requisitos al menos tan estrictos como en España) donde el Regulador ha acordado realizado análisis específicos con escenarios definidos antes de tomar una decisión tan importante.

El Regulador no ha tenido suficientemente en cuenta el impacto económico que estos códigos más estrictos pueden tener sobre las instalaciones existentes o futuras, impacto que no está recogido en la Ley del sector Eléctrico. En algunos casos ello puede suponer impactos físicos en los equipos que no han sido suficientemente evaluados sin las pruebas necesarias.

Desde COGEN España proponemos que antes que dichos parámetros queden recogidos en el nuevo Código (y para evitar tener que manejar casos futuros vía excepciones), se acuerden pruebas específicas en escenarios predefinidos para los parámetros más críticos identificadas anteriormente.