

The logo for aelec, featuring the lowercase letters 'aelec' in a white, sans-serif font. The 'a' is lowercase, while 'e', 'l', 'e', and 'c' are uppercase. The background is a solid green color with several thin, white, curved lines that sweep across the top of the slide.

aelec

CRITERIOS DE CONEXIÓN DE GENERACIÓN

Potencia de cortocircuito

Anexo XV del RD 413/2014. Criterios regulatorios

2. Asimismo, deberán observarse los criterios siguientes en relación con la potencia máxima admisible en la interconexión de una instalación de producción o conjunto de instalaciones que compartan punto de conexión a la red, según se realice la conexión con la distribuidora a una línea o directamente a una subestación:

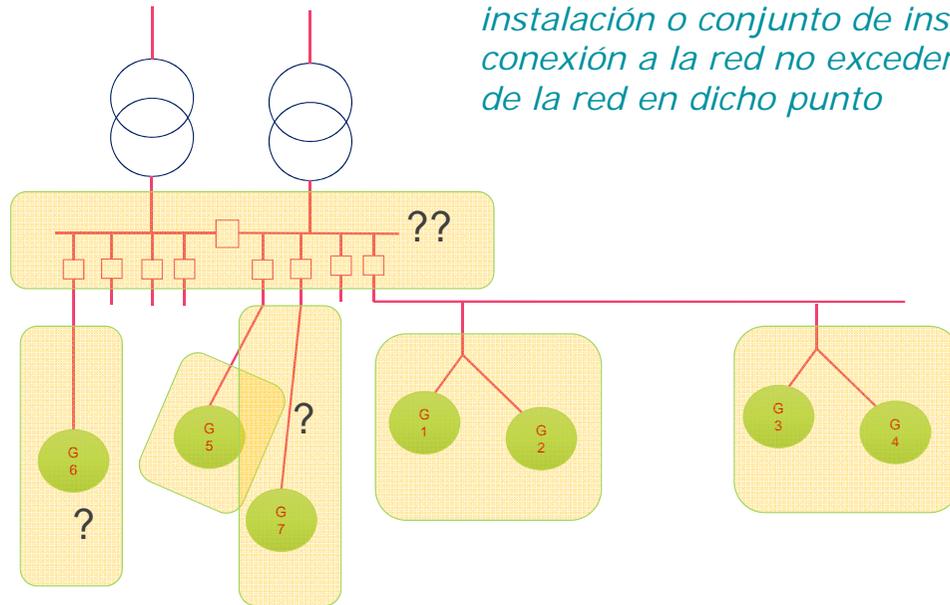
1. Líneas: la potencia total de la instalación, o conjunto de instalaciones, conectadas a la línea no superará el 50 por ciento de la capacidad de la línea en el punto de conexión, definida como la capacidad térmica de diseño de la línea en dicho punto.

2. Subestaciones y centros de transformación (AT/BT): la potencia total de la instalación, o conjunto de instalaciones, conectadas a una subestación o centro de transformación no superará el 50 por ciento de la capacidad de transformación instalada para ese nivel de tensión.

Para la generación no gestionable, la capacidad de generación de una instalación o conjunto de instalaciones que compartan punto de conexión a la red no excederá de $1/20$ de la potencia de cortocircuito de la red en dicho punto

Anexo XV del RD 413/2014. Criterio 1/20 Scc

Para la generación no gestionable, la capacidad de generación de una instalación o conjunto de instalaciones que compartan punto de conexión a la red no excederá de 1/20 de la potencia de cortocircuito de la red en dicho punto



$$\forall \text{ Grupo: } \sum G < 0.05 * P_{cc}$$

INDEFINICIONES:

- ¿A NIVEL DE POSICIÓN/BARRAS/ST?
- ¿SE INCLUYE LA POTENCIA CONECTADA A TRAVÉS DE LÍNEAS?

Anexo XV del RD 413/2014. Conclusiones

Fortalezas del criterio Scc

- Limitan la potencia admisible en un nudo, evitando concentraciones de generación en algunas zonas
- Es simple de calcular

Debilidades

- No están directamente relacionados con problemas técnicos de la red
- No impiden sobrecargas en la red en caso sano, ni en caso de contingencia N-1
- Las reglas de utilización son ambiguas, posible aplicación desigual por gestores de red. Habría que definir un criterio de aplicación común. No garantizan que no existan sobretensiones ni oscilaciones elevadas de tensión
- En algunos casos restringen innecesariamente la conexión de generación

Anexo XV del RD 413/2014. Conclusiones

Alternativas

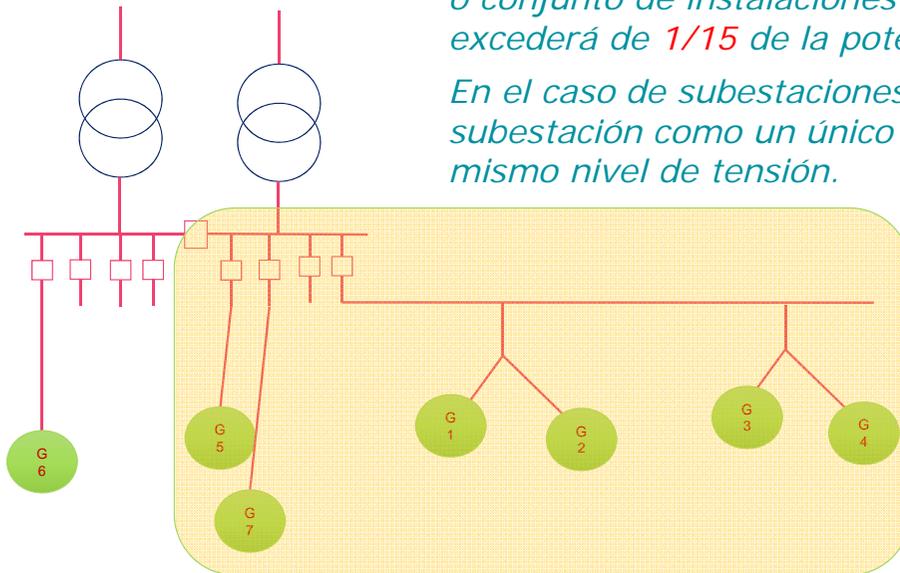
1. Mantener criterio de Scc definiendo claramente las reglas de actuación para eliminar ambigüedades y ajustando el valor el umbral de Scc.
2. Sustituir el criterio de Scc por otros de fácil operativa que reflejen más directamente los problemas. Este criterio de evaluación (Alternativa 2), supone mayor complejidad en el cálculo sistemático de la capacidad máxima por nudos.

En las dos alternativas se deben definir criterios complementarios de fiabilidad por sobrecarga (N y N-1).

Alternativa 1: mantener Scc

Para la generación no gestionable, la capacidad de generación de una instalación o conjunto de instalaciones que compartan punto de conexión a la red no excederá de **1/15** de la potencia de cortocircuito de la red en dicho punto.

En el caso de subestaciones se considerará cada una de las barras de la subestación como un único punto de conexión y los conectados en líneas al mismo nivel de tensión.



$$\forall \text{ Grupo: } \sum G < 0.05 * P_{cc}$$

En redes malladas, habría que concretar cómo hacer este cálculo, pues no valdría lo anterior.

Alternativa 2: criterios técnicos sustitutivos de la Scc

Elevación de tensiones

- Por el carácter más resistivo de las redes de distribución, la conexión de generadores provoca aumento de tensiones
- Se debe mantener en todo momento la red dentro de las tensiones nominales $\pm 7\%$ (10%?)

Variación de tensión ante (des)conexiones de cualquier generador

- Para evitar perturbaciones visuales se debe controlar la variación máxima de tensión instantánea producida por la conexión o desconexión de cualquier planta de generación. La normativa actual considera hasta 3 desconexiones/minuto para eólico, pero las PFV pueden tener mayor número de variaciones ante paso de nubes
- Límite de variación de tensión 3% en MT y 2,5% en AT por generador, compatible con norma existente (ver anexo). **La variación por la desconexión de todos los generadores en el mismo punto de conexión (barra en caso de ST) no será mayor del 5,5% en MT y 4% en AT***

Sobretensión limitada ante cualquier maniobra

- Ante cualquier apertura de interruptores se debe limitar la tensión a la máxima nominal $\pm 7\%$, que debería evolucionar a normativa internacional ($\pm 10\%$)

* Quiere recoger una limitación por nudo, que no se pueda detectar con criterios N y N-1

Criterios comunes de sobrecarga

Sobrecargas en la red

- En estado sano de la red (N-0) las plantas generadoras no deben producir sobrecargas
- No se acepta la conexión de generadores que provoque mayor afección a consumidores en caso de incidencias N-1

Aspectos a tener en cuenta (I)

Control de tensión

- La capacidad de conexión está muy condicionada por la regulación de tensión de los generadores.
- El criterio de factor de potencia constante es pobre, y limita la capacidad de conexión.
- Se debe contemplar regulatoriamente la posibilidad de que el generador controle tensiones siguiendo consignas del DSO. En ese caso se puede disminuir los refuerzos si el generador se obliga a seguir consignas, y en caso de incumplimiento el generador tendrá limitaciones a la producción.

Otros

- Limitaciones tecnológicas: basar el acceso por potencia, y no componentes (p.e. placas FV)
- Accesos a RdT: se debe habilitar la inclusión en planificación de nuevos accesos en RdT para evacuación de generadores conectados a la RdD
- Posibilidad de cerrar redes por incapacidad de evacuación adicional

Aspectos a tener en cuenta (II)

Otros

- Es necesario concretar normativamente cómo realizar los cálculos de capacidad.
- Las características de las RdD, concebidas en su estructura y explotación para la distribución de electricidad (valores de S_{cc} en nudos y capacidades de líneas y trafos acordes con su función y muy inferiores a los típicos del transporte)

ANEXO: Criterios normativos de variación de tensión

Ámbito																
Todos	<p>OM 2225 de 5 Septiembre de 1985, Art. 4.2. <i>En la conexión de un generador asíncrono se deberán respetar los siguientes límites:</i> a) <i>La caída de tensión será como máximo del 5 por 100 de la tensión nominal.</i> b) <i>En el caso de generadores eólicos, la frecuencia de las conexiones será como máximo de tres por minuto, siendo el límite de la caída de la tensión del 2 por 100.</i></p>															
Todos	<p>OM 2225 de 5 Septiembre de 1985, Art. 5.5. <i>Los generadores síncronos de potencia de hasta 1.000 kVA podrán conectarse a la red como asíncronos si se puede conseguir que la caída de tensión máxima en la conexión es como máximo del 5 por 100 y la duración no superior a 0,5 segundos.</i> <i>En el caso de generadores eólicos la frecuencia del número de conexiones será como máximo de tres por minuto, siendo el límite de caída de tensión del 2 por 100.</i></p>															
BT	<p>RD 842/2002, REBT, ITC-BT-40 (Instalaciones generadoras en baja tensión), Art. 4.3.2.1. (Generadores asíncronos). <i>La caída de tensión que puede producirse en la conexión de los generadores no será superior al 3 % de la tensión asignada de la red.</i> <i>En el caso de generadores eólicos la frecuencia de las conexiones será como máximo de 3 por minuto, siendo el límite de la caída de tensión del 2% de la tensión asignada durante 1 segundo.</i></p>															
BT < 100 kW MT cogeneración o biomasa < 1 MW	<p>RD 1699/2011, Art.12. (Condiciones de conexión). <i>La contribución de los generadores al incremento o la caída de tensión en la línea de distribución de baja o media tensión, entre el centro de transformación o la subestación de origen donde se efectúe la regulación de la tensión y el punto de conexión, en el escenario más desfavorable para la red, no debe ser superior al 2,5 por ciento de la tensión nominal de la red de baja o media tensión, según corresponda.</i></p>															
IEC-61000-3-7	<p>Table 6 – Indicative planning levels for rapid voltage changes as a function of the number of such changes in a given period</p> <table border="1" data-bbox="456 1075 875 1262"> <thead> <tr> <th data-bbox="456 1075 685 1139">Number of changes n</th> <th colspan="2" data-bbox="685 1075 875 1139">$\Delta U/U_N$ %</th> </tr> <tr> <td data-bbox="456 1139 685 1171"></td> <th data-bbox="685 1139 786 1171">MV</th> <th data-bbox="786 1139 875 1171">HV/EHV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="456 1171 685 1203">n ≤ 4 per day</td> <td data-bbox="685 1171 786 1203">5-6</td> <td data-bbox="786 1171 875 1203">3-5</td> </tr> <tr> <td data-bbox="456 1203 685 1235">n ≤ 2 per hour and > 4 per day</td> <td data-bbox="685 1203 786 1235">4</td> <td data-bbox="786 1203 875 1235">3</td> </tr> <tr> <td data-bbox="456 1235 685 1262">2 < n ≤ 10 per hour</td> <td data-bbox="685 1235 786 1262">3</td> <td data-bbox="786 1235 875 1262">2,5</td> </tr> </tbody> </table>	Number of changes n	$\Delta U/U_N$ %			MV	HV/EHV	n ≤ 4 per day	5-6	3-5	n ≤ 2 per hour and > 4 per day	4	3	2 < n ≤ 10 per hour	3	2,5
Number of changes n	$\Delta U/U_N$ %															
	MV	HV/EHV														
n ≤ 4 per day	5-6	3-5														
n ≤ 2 per hour and > 4 per day	4	3														
2 < n ≤ 10 per hour	3	2,5														



aeléc

Gracias.

www.aelec.es