

**ANEXO I**  
**Capítulo 6**  
**GENERACIÓN EÓLICA TÉCNICAMENTE**  
**ADMISIBLE EN EL SISTEMA**  
**ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL**

## GENERACIÓN EÓLICA TÉCNICAMENTE ADMISIBLE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL

### A.6.1 Metodología

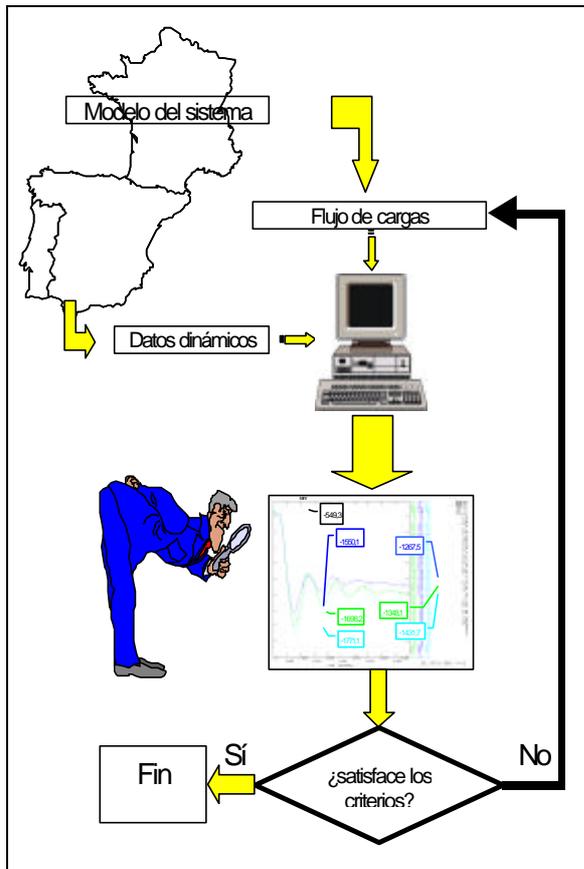
Todo estudio de estabilidad transitoria requiere un punto de partida que se define mediante un flujo de cargas o “caso”. Este caso considera la red de transporte española planificada para un horizonte definido. Además, a este caso se le añade un modelo del resto de la UCTE; esto es, una red del sistema francés detallada y equivalentes del resto de la UCTE en los nudos frontera de aquel sistema. También, se incorporan las redes de los servicios auxiliares de las Centrales Nucleares españolas, y los parques eólicos se representan por el modelo de parque equivalente.

El caso o flujo de cargas se somete a las comprobaciones de idoneidad, descritas en el P.O. 1.1.

Una vez constituido y verificado el caso base, se deben incorporar los “datos dinámicos”; es decir, todo aquel conjunto de datos necesarios para modelar los elementos del sistema eléctrico que tienen influencia en la estabilidad transitoria. Así, la base de datos de Red Eléctrica incluye la siguiente información:

- Generadores “ordinarios”:
  - Máquina eléctrica
  - Regulador de velocidad
  - Regulador de tensión
  - Estabilizadores
  - Protecciones específicas (protecciones de mínima tensión, mínima frecuencia)
- Sistemas especiales de protección: relés de pérdida de sincronismo (DRS50) de las interconexiones con Francia
- Generadores eólicos:
  - Máquina eléctrica:
  - Máquina de inducción de jaula de ardilla (MIJA)
  - Máquina de inducción doblemente alimentada (MIDA)
  - Acoplamiento turbina-generator.
  - Protecciones específicas (mínima tensión, sobrevelocidad)

Una vez preparado el caso, con sus datos dinámicos correspondientes, se somete el modelo del sistema eléctrico a las siguientes perturbaciones (no simultáneas):



- Cortocircuitos trifásicos francos en zonas de protección de barras en subestaciones.
- Pérdida de generación ordinaria (grupos de gran tamaño).
- Modificación de la generación eólica debido a variaciones en la velocidad del viento. Reducción (en escalón y en rampa de 5 segundos) de la mitad de la potencia que está siendo evacuada, en las dos zonas de mayor generación eólica (Galicia y el valle del Ebro), por separado.

En la simulación de dichas perturbaciones se tienen en cuenta los criterios de funcionamiento de las protecciones, descritos más adelante

**Figura A.6.1 Metodología seguida en los estudios.**

Las simulaciones realizadas consideran una duración de 30 seg. y para cada una de ellas se analiza su resultado, de acuerdo con los criterios de aceptabilidad definidos más adelante. Si no se satisface alguno de los criterios de aceptabilidad, se vuelve a repetir el proceso, después de modificar el punto de partida o flujo de cargas (figura A.6.1).

Para evitar tener que realizar simulaciones dinámicas de cortocircuitos en todos los elementos de la red, se ha realizado un estudio en régimen estático previo, en el cual se han determinado los nudos en los cuales, al producirse un cortocircuito, la tensión en los nudos de generación eólica se reduce por debajo del ajuste supuesto para los relés de mínima tensión de los parques. Posteriormente se han realizado simulaciones dinámicas de cortocircuitos en estos nudos, y en las líneas y transformadores conectados a los mismos.

A la hora de evaluar los cortocircuitos en la red, hay que tener en cuenta que, antes de la instalación de grandes bolsas de generación eólica, ya existían algunos nudos críticos en la red de transporte. En el presente informe se busca no aumentar el número de nudos críticos, pero se entiende que los nudos que ya son críticos no van a dejar de serlo.

### A.6.2 Elaboración de los casos base (flujos de carga)

Siguiendo el proceso detallado en el apartado A.6.1, se ha partido de la generación de dos casos, uno punta y otro valle, ambos con alta penetración eólica:

- Caso punta: Correspondiente a una situación de red de un horizonte 2004-2008 en hora punta con una generación eólica inyectada en el sistema de 10.000 MW (figura A.6.2).

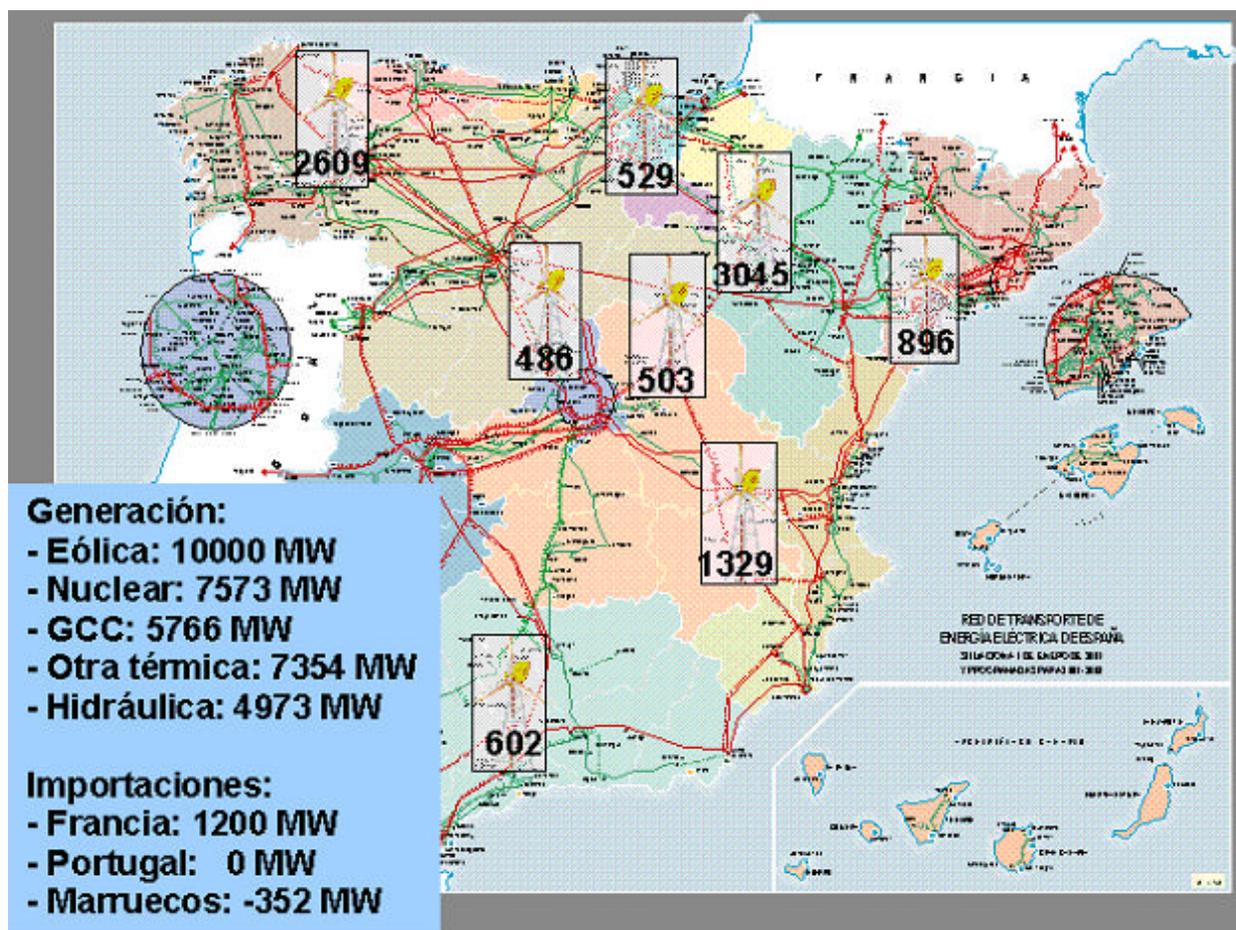


Figura A.6.2 Potencia eólica inyectada en el caso punta (el perfil de importación desde Francia corresponde a un escenario temporal de corto plazo; los escenarios con horizonte de 2005- consideran un similar grado de ocupación relativa de la interconexión).

- Caso valle 1: Correspondiente a una situación de red de un horizonte 2004-2008 en hora valle con una generación eólica inyectada en el sistema de 10.000 MW. Aquí han aparecido los primeros problemas, ya que no es posible encontrar una solución del flujo de cargas con esta penetración eólica. Por lo tanto se ha procedido a elaborar un caso valle con menos generación eólica.

- Caso valle 2: Se ha reducido la generación eólica paulatinamente hasta los 7.300 MW, punto en el que el flujo de cargas “converge”. Para poder llegar a esta solución, ha sido necesario acoplar más generación ordinaria. Se ha utilizado un flujo de cargas óptimo que ayudara a determinar que generadores ordinarios presentan un efecto más beneficioso sobre las tensiones y las sobrecargas. Muchos de estos generadores se han acoplado al “mínimo técnico”. Es importante destacar aquí que, en situación valle, los 7300MW constituyen en principio un límite máximo de penetración eólica.

Estos casos constituyen los puntos de operación para el posterior proceso de análisis de estabilidad transitoria. Si al simular perturbaciones sobre el sistema, no se han satisfecho los criterios de aceptación, se hace necesaria la construcción de nuevos casos con menor generación eólica. Esto ha ocurrido en la situación de valle de carga (case valle 2), para la cual ha sido necesario evaluar escenarios situaciones con 5.000 y 3.000 MW de generación eólica (casos valle 3 y valle 4).

### **A.6.3 Criterios de actuación del sistema de protección.**

En la simulación de las contingencias se han tenido en cuenta los criterios generales de protección detallados en “Criterios generales de protección del sistema eléctrico peninsular español” (noviembre 1995) aprobados por la Comisión Nacional de la Energía (2001).

En todo el estudio se considera que todas las posiciones de interruptor de la red de transporte cuentan con el equipamiento necesario que resulta de la aplicación de los criterios generales de protección mencionados.

El estudio se ha realizado con una hipótesis de tiempos de despeje sin fallo del sistema de protección consistentes con lo indicado en los referidos Criterios Generales de Protección.

En cuanto a los parques de generación eólica, sólo se han tenido en cuenta las protecciones de mínima tensión y de sobrevelocidad. En cuanto al ajuste de la protección de mínima tensión se ha considerado un umbral de disparo del 85% de la tensión nominal y tiempos de disparo que se comentan en el apartado A.6.6 de este documento. El tarado de la protección de sobrevelocidad se ha ajustado an base a datos obtenidos de promotores eólicos.

#### A.6.4 Criterios de aceptación

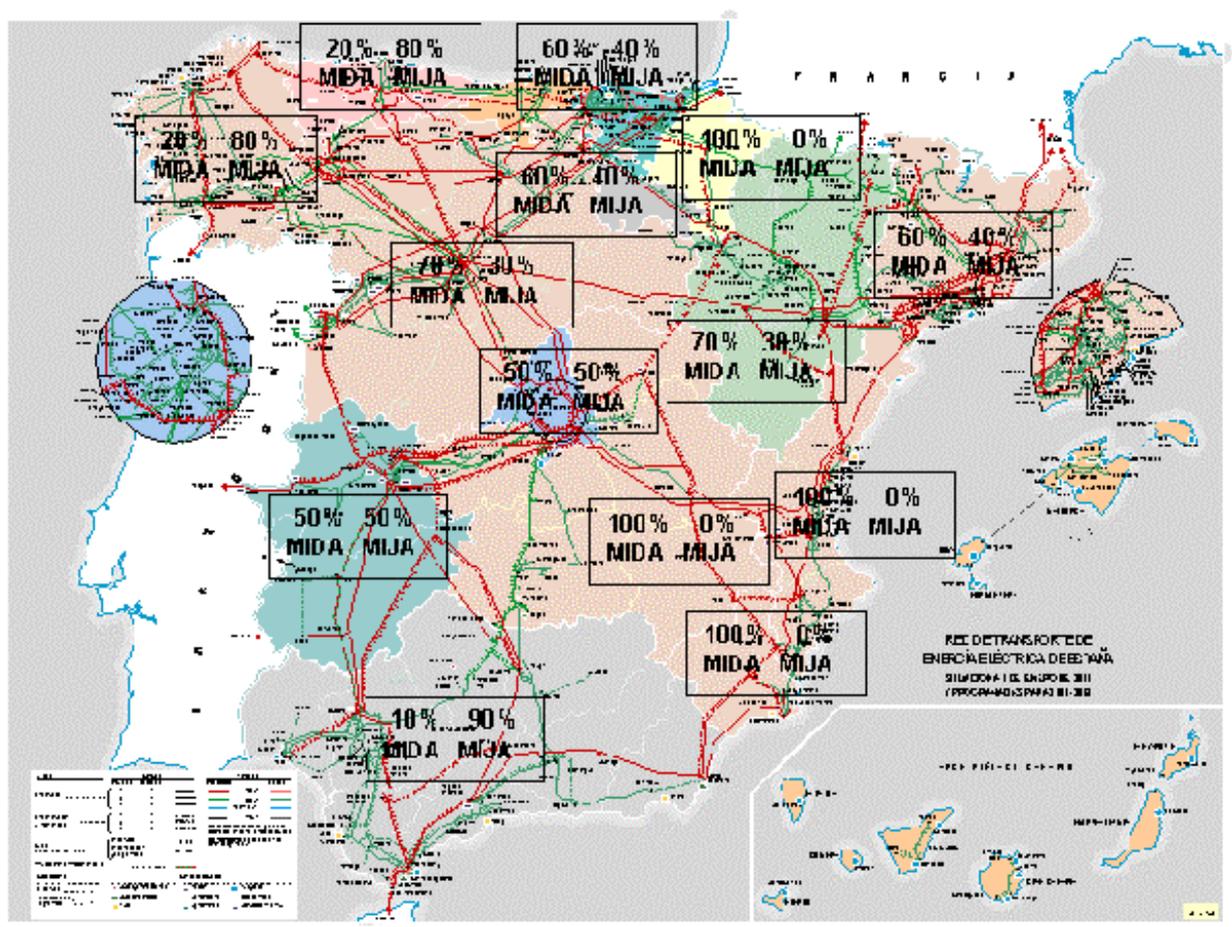
Para poder evaluar las contingencias simuladas, se han establecido los siguientes criterios de aceptación:

- Régimen transitorio:
  - Evolución de la frecuencia en límites aceptables, teniendo en cuenta la posible actuación de los relés de pérdida de sincronismo. En las interconexiones con Francia.
  - que no se produzca la desconexión de un determinado contingente de generación, salvo que se haya desacoplado la correspondiente línea o transformador de evacuación al eliminar el defecto.
  - que las tensiones en nudos de alimentación a centros de consumo importantes no sufran huecos de tensión fuera de límites razonables.
- Régimen permanente posterior a la contingencia (al cabo de 20-30 s.):se vigilarán aspectos adicionales, como el que se cumplan los límites de funcionamiento descritos en los P.O.1.1 y 4.0.

#### A.6.5 Otras hipótesis importantes

Además de las consideraciones ya comentadas, existen otras hipótesis de partida cuya influencia sobre el resultado del análisis hace importante su mención:

- La distribución geográfica de parques eólicos se ha realizado de acuerdo con las solicitudes de acceso recibidas en Red Eléctrica en el momento de comenzar el estudio. De la misma forma, se ha supuesto la tecnología de los generadores modelados atendiendo al área de influencia de cada promotor (figura A.6.4).
- Algunas de las características de los aerogeneradores son difíciles de conseguir, como es el caso de la rigidez del eje turbina-alternador, por lo que se han realizado análisis de sensibilidad de su influencia.
- El intercambio previo con Francia considerado es de 1.200 MW en el sentido Francia-España.



MIJA: máquina de inducción de jaula de ardilla. MIDA: máquina de inducción doblemente alimentada.

**Figura A.6.4** Distribución del tipo de máquina por cuenca eólica

### A.6.6 Análisis de los resultados obtenidos

Se presentan a continuación los principales resultados obtenidos tras el análisis de las simulaciones.

*Situación de punta de demanda:*

Se han estudiado las perturbaciones planteadas en el apartado A.6.1, con el caso punta descrito en el apartado A.6.2 La desconexión de la generación eólica por mínima tensión se ha temporizado en 500 ms.

Los resultados obtenidos al aplicar las perturbaciones descritas en el apartado A.6.1 son las siguientes:

a) Cortocircuitos

En las simulaciones de cortocircuitos despejados en ausencia de fallo del sistema de protección se han cumplido los criterios de aceptación.

En las simulaciones de cortocircuitos despejados en tiempos correspondientes al fallo simple del sistema de protección (apartado A.6.3) se cumplen los criterios de aceptación. No obstante en algunas de las simulaciones efectuadas se han llegado a perder 1.300 MW de generación eólica y hasta 210 MW de generación ordinaria. Sólo se han perdido cantidades superiores de generación ordinaria o eólica cuando el despeje del cortocircuito ha supuesto la desconexión del elemento de evacuación (línea o transformador).

b) Pérdida de generación ordinaria

La simulación de cortocircuitos en los elementos de evacuación (líneas y transformadores) de grandes grupos ya ha supuesto la pérdida de los mismos, y, como se ha indicado en el epígrafe anterior, se han cumplido los criterios de aceptación en dichas simulaciones.

c) Variación de la velocidad del viento

Al reducir, en escalón, hasta el 50% toda la generación eólica del valle del Ebro (Navarra, Aragón y Cataluña), se incrementa el flujo desde Francia en 2.100 MW lo que hace que las líneas de interconexión se acerquen a su carga nominal, sin llegar a sobrecargarse.

La reducción en escalón de la generación eólica de Galicia, o la reducción en rampa de cada una de las zonas estudiadas ha tenido efectos menos severos.

*Situación de Valle:*

Con el caso valle 2 (7300 MW de generación eólica) no ha sido posible cumplir los criterios de aceptación. Por este motivo y según se ha indicado en el apartado A.6.2 se han creado dos nuevos casos valle reduciendo la generación eólica a 5.000 y 3.000 MW.

a) Cortocircuitos

En la situación de valle no se cumplen los criterios de aceptabilidad, manteniendo la desconexión instantánea de los parques ante tensiones inferiores al valor de ajuste de los relés de mínima tensión, para una generación eólica evacuada igual o superior a 3.000 MW.

En la situación de 3.000 MW de generación eólica evacuados, con desconexión instantánea por actuación de los relés de mínima tensión de los parques, se pierde la interconexión con Francia ante varios cortocircuitos distintos.

Temporizando la desconexión de los parques por mínima tensión en 300 ms se sigue perdiendo la interconexión con Francia ante algunos cortocircuitos aun considerando sólo 3.000 MW evacuados.

Si se aumenta la temporización a 500 ms, se cumplen los criterios de aceptabilidad para 3.000 MW evacuados, aunque para algunos casos se llegan a perder 1.000 MW eólicos y 300 MW de generación síncrona. En caso de cortocircuitos despejados sin fallo del sistema de protección se cumplen los criterios de aceptación, llegándose a perder 311 MW eólicos.

Para poder evacuar 5000 MW eólicos en situación de valle ha sido necesario temporizar la desconexión de los parques eólicos por mínima tensión a 1 s. Aún con dicha temporización se han encontrado algunas situaciones que, sin llegar a incumplir los criterios de aceptabilidad, están cerca del límite.

#### b) Pérdida de generación síncrona

Igual que con el caso punta, no se han encontrado problemas distintos de los encontrados durante los cortocircuitos.

#### c) Variación de la velocidad del viento

Para el valle de 5.000 MW eólicos, al reducir en escalón hasta el 50% toda la generación del valle del Ebro (Navarra, Aragón y Cataluña), se incrementa el flujo desde Francia en 1.000 MW. Al hacerse lo mismo con Galicia, el intercambio se aumenta en 600 MW. No se incumplen los criterios de aceptación ni con el valle de 5.000 MW ni con el valle de 3.000 MW.

### **A.6.7 Conclusiones**

Tras analizar las simulaciones realizadas, se han determinado unas cantidades máximas de generación eólica vertida a la red tales que no reduzcan la seguridad del sistema. Dichas cantidades dependen de la situación de demanda (punta o valle) y de la temporización de la protección de mínima tensión asociada a los parques eólicos:

- *Situación de punta:* se considera que el límite de generación eólica inyectada en el sistema es de 10.000 MW (siempre que se temporice el disparo de los generadores eólicos por mínima tensión hasta 500 ms).
- *Situación de valle:* dependiendo de la temporización de los relés de mínima tensión de los generadores eólicos, se considera admisible: para una temporización de 500 ms un límite de generación eólica inyectada en el sistema de 3000 MW, y para una temporización de 1s un límite de 5000MW

Desde el punto de vista de potencia instalada debe tenerse en cuenta el efecto conjunto de los coeficientes de indisponibilidad y no simultaneidad de la generación en todo el territorio peninsular. Estas cifras están pendientes de ser evaluadas con una estadística que sea suficientemente significativa, elaborada a partir de los datos en tiempo real que ya se reciben en Red Eléctrica. En estos momentos las mejores estimaciones sitúan el efecto conjunto de estos coeficientes en el entorno del 75%.

La necesidad de salvaguardar la garantía de suministro, y especialmente la de no perder la interconexión eléctrica con Europa, exige la limitación de la producción eólica en las distintas situaciones horarias de operación. La consideración de las dichas posibilidades de producción permiten dimensionar de forma preliminar la generación eólica admisible en el sistema eléctrico peninsular español en una potencia instalada máxima del orden de 13.000 MW además de dotar a los parques eólicos del equipamiento que sea preciso para que su respuesta ante las perturbaciones de tensión en el sistema sea adecuada y no se produzcan desconexiones intempestivas.