



REF: NI00000

**NOTA INFORMATIVA**

---

## Respuesta a las preguntas adicionales sobre el PANER

---

A continuación se procede a responder a las preguntas y solicitudes de aclaración elaboradas por la Dirección General de Energía de la Comisión Europea el 9 de febrero de 2011 y en relación al PANER Español presentado a la Comisión Europea el 6 de julio de 2010 (dichas preguntas están recogidas en el ANEXO I a este informe).

### **Procedimientos de autorización (P4.2.1):**

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITyC), a través de su Dirección General de Política Energética y Minas, elabora y publica en el Boletín Oficial del Estado y en su página Web los procedimientos de autorización que aplican, entre otros, a las instalaciones de producción de energía. En el ANEXO II a este informe se incluye una extensa lista con una corta descripción por procedimiento de autorización y la normativa que aplica en su caso.

Por su parte, las Comunidades Autónomas (CC.AA.) son las responsables de la planificación autonómica, la cual queda debidamente publicada en los boletines oficiales de las mismas.

### **Desarrollo de la infraestructura eléctrica (P4.2.6):**

En relación con los pasos concretos mencionados en la primera pregunta, Red Eléctrica de España (REE), el operador del sistema eléctrico español, ha remitido al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITyC), en diciembre de 2010, una propuesta de Planificación a 2020, la cual está todavía en proceso de discusión. En la misma se incluían 3 FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) y 3 desfases, encaminados a flexibilizar la red de transporte y de esta forma permitir una mejor gestión de la generación disponible. Dos de los FACTS están pensados para repartir mejor los flujos en situaciones en las que el exceso de eólica provoca sobrecargas en líneas de 220 kV.

Respecto a la segunda pregunta, el proceso de acceso a la red de transporte está regulado entre el Real Decreto 1955/2000 (publicado en el año 2000) y los procedimientos de operación 12.1 y 12.2 (aprobados y publicados en 2005). Estos dos últimos, en los cuales se detalla el proceso, se pueden encontrar en el ANEXO IV *“Resolución de 11 de febrero de 2005, de la Secretaría General de la Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico”*.

Finalmente, a la última solicitud de aclaración responde también el procedimiento de operación 12.1 (ANEXO IV), en el cual se describe el reparto de costes y los avales



REF: NI00000

## NOTA INFORMATIVA

que son necesarios para la construcción de los refuerzos. Así mismo, en el Real Decreto 1955/2000 (ANEXO V) queda descrito el proceso de planificación de la red (a partir del artículo 8). En el artículo 9, entre los principios generales del proceso de planificación se estipula que busca "la eliminación de restricciones que pudieran generar un coste global más elevado de la energía suministrada" y "la incorporación eficiente al sistema de nuevos generadores". Igualmente, en el procedimiento de operación 13.1 (ANEXO VI: *"Resolución de 22 de marzo de 2005, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el Procedimiento de Operación 13.1 – Criterios de Desarrollo de la Red de Transporte – de carácter técnico e instrumental necesario para realizar la adecuada gestión técnica del Sistema Eléctrico"*) se describen los criterios técnicos que se deben utilizar en los estudios de planificación de la red de transporte, y se habla de la potencia mínima de generación para crear una nueva subestación.

### **Desarrollo de la red eléctrica (P4.2.7):**

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITyC), en su resolución de 28 de abril de 2006, de la Secretaría General de Energía, aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. En los mismos se encuentra información detallada que corresponde las tres cuestiones tratadas en este apartado. En el ANEXO III se incluye una lista, con su enlace correspondiente, de los procedimientos de operación publicados por Red Eléctrica de España, el operador del sistema eléctrico Español.

Igualmente, más específicamente en relación con la segunda pregunta de este apartado, se debe añadir que respecto a la Comisión Nacional de Energía, el cual es el ente regulador de los sistemas energéticos, se contempla, en el ejercicio de sus funciones, la emisión de informes con carácter preceptivo sobre los asuntos que le sean remitidos por el Ministerio de Industria y Energía, los cuales incluyen los diferentes Procedimientos Operativos elaborados por Red Eléctrica de España.

En relación a la primera y tercera preguntas, es interesante también destacar lo siguiente:

Existen 4 procedimientos de operación que se recalcan a continuación y que están relacionados con la gestión del sistema eléctrico, y liquidación, integración y eficiencia de las energías renovables en el mismo:

- P.O. 12.1 Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte.
- P.O. 12.2 Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio.
- P.O. 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas.
- P.O. 14.8. Sujeto de liquidación de las instalaciones de régimen especial



REF: NI00000

**NOTA INFORMATIVA**

De cara a facilitar esta integración, los requisitos técnicos necesarios están relacionados con:

- Capacidad de funcionamiento permanente y temporal en ciertos rangos de tensión y frecuencia.
- Control dinámico de la tensión durante las perturbaciones, al estilo de los AVR (Automatic Voltage Regulator) de los generadores convencionales, de manera que se inyecte cierta corriente reactiva durante los cortocircuitos. De este modo se asegura su contribución activa en el sostenimiento de las tensiones del sistema durante los cortocircuitos y la posterior recuperación de los mismos, evitando una profundización y extensión temporal de los huecos de tensión y contribuyendo a la estabilidad transitoria del sistema.
- Capacidad de regulación potencia-frecuencia y ciertos requisitos de control de potencia.

Igualmente, respecto al la implementación de la gestión de la demanda, la misma ha supuesto un cambio en la visión de la operación del sistema que ha venido actuando tradicionalmente del lado de la oferta y no sobre la demanda, la cual ha sido concebida de manera habitual como un factor predeterminado en el contexto del sistema eléctrico. Las distintas medidas de gestión de la demanda que pueden contribuir a lograr el efecto deseado se pueden agrupar en cuatro grandes bloques:

- El grupo “reducción del consumo” está encaminado a reducir de forma global la demanda de energía eléctrica, sin especificar en qué momentos se produce esta rebaja.
- Las medidas encuadradas en el bloque “desplazamiento del consumo de la punta al valle” buscan un desplazamiento permanente de las cargas desde la punta al valle logrando así el aplanamiento de la curva de la demanda.
- El “llenado de valles” tiene como objetivo que la incorporación de las nuevas demandas del sistema se produzcan preferentemente durante los momentos de menor demanda.
- Los “mecanismos de reducción de puntas” están orientados a obtener un recurso a disposición de la operación del sistema ante situaciones de emergencia.

Actualmente los mecanismos existentes de gestión de la demanda se centran en el desplazamiento del consumo de la punta al valle mediante la discriminación horaria, y en la reducción de puntas en situaciones críticas por medio del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y de la implantación de limitadores de potencia en los hogares.

Sin embargo, el contexto energético actual, marcado por los objetivos europeos definidos para el horizonte 2020, hace necesaria la participación activa de la demanda en la operación del sistema eléctrico aportando un cierto grado de flexibilidad al operador del sistema. Con este objetivo, Red Eléctrica de España (REE) viene trabajando desde hace tiempo en la definición de un paquete de acciones de gestión de la demanda adicionales a considerar en el horizonte 2020. Estas acciones se centran fundamentalmente en la potenciación de la modulación del consumo



REF: NI00000

**NOTA INFORMATIVA**

industrial, en la creación de sistemas de discriminación horaria específicos para el vehículo eléctrico, el desarrollo de las figuras del agregador de demanda y del gestor de cargas así como en la puesta en valor de las opciones de gestión de la demanda que posibilitarán los nuevos contadores inteligentes con funciones de telemedida y telegestión.

Así mismo, con el objetivo de apoyar y facilitar la integración en la red de transporte y distribución de la energía procedente de fuentes renovables, será necesario el uso de sistemas de almacenamiento de energía para la integración de la energía no gestionable procedente de fuentes renovables.

En este sentido, la energía hidráulica, a través de centrales en grandes embalses de regulación existentes y centrales de bombeo, puede ser un pilar muy importante para el cumplimiento de este objetivo, ya que constituye una solución idónea para compensar las variaciones de la generación con fuentes renovables no gestionables, así como para el almacenamiento de los excedentes de éstas. Se trata de una energía de gran calidad que contribuye a la seguridad y fiabilidad del sistema eléctrico, como energía regulada rápidamente disponible para el seguimiento de variaciones de la demanda y de la oferta, flexibilidad para control de frecuencia y tensión de la red, reposición del servicio, etc.

Las previsiones al 2020 en potencia a instalar de bombeo se han establecido teniendo en cuenta las previsiones de los agentes. En algunos casos se trata de la repotenciación de bombeos existentes, utilizando como norma general los embalses existentes. Se prevé alcanzar la cifra de 3.000 MW adicionales.

Para finalizar es necesario mencionar que las interconexiones son una de las herramientas clave para facilitar la integración de la producción renovable no gestionable, evitando vertidos que se pueden producir cuando la capacidad de producción exceda la capacidad de integración. En este sentido es fundamental el fomento del incremento de la capacidad comercial de intercambio entre España y Francia. El aumento de la capacidad de intercambio entre España y Portugal no ayuda a exportar los excedentes de producción en España ya que por cercanía geográfica, cuando hay excedente en España también lo hay en Portugal. Para poder exportar el excedente de producción no integrable, además de una adecuada capacidad comercial de intercambio se tienen que dar las condiciones que favorezcan la compra de esta energía en el país vecino.

**Sistemas de apoyo de los biocarburantes (P4.5):**

El Real Decreto 459/2011, de 1 de abril fija los objetivos anuales obligatorios mínimos de biocarburantes para los años 2011, 2012 y 2013. A tal fin, se establecen tres



REF: NI00000

**NOTA INFORMATIVA**

objetivos que se expresan como contenido energético mínimo, en relación al contenido energético en gasolinas, en gasóleos y en el total de gasolinas y gasóleos vendidos o consumidos:

	2011	2012	2013
Objetivos de biocarburantes sobre total diesel y gasolinas (%)	6,2%	6,5%	6,5%
Objetivos de biocarburantes en diesel (%)	6,0%	7,0%	7,0%
Objetivos de biocarburantes en gasolinas (%)	3,9%	4,1%	4,1%

El Plan de Energías Renovables 2011-2020, cuya publicación tendrá lugar en pocos meses, fijará a nivel nacional la misma senda de objetivos año por año y hasta el 2020 que marcará el cuadro 12 del PANER, el cual, en 2020 será superior al 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte para ese mismo año, que ha fijado la Directiva 2009/28/CE.

**Suministro de Biomasa (P4.6.1):**

En relación al párrafo introductorio de este informe, la información sobre las importaciones de biomasa, las cuales guardan una muy estrecha relación con las cantidades previstas de la misma a 2020, se remitirán a la Comisión junto con el resto de modificaciones al PANER, tras la aprobación del nuevo mix energético Español.

En el año 2006 no existían cultivos energéticos destacables en España, con superficies cuantificables. Por tanto, el cuadro 8 es el siguiente:

Cuadro 8: Suelo agrícola actualmente utilizado para la producción de cultivos destinados a la generación de energía en 2006

Suelo agrícola utilizado para la producción de cultivos destinados a la generación de energía	Superficie (ha)
1) Suelo utilizado para árboles de reotación corta (sauces, álamos)	0
2) Suelo utilizado para otros cultivos energéticos, como gramíneas (alpiste arundináceo, switch grass, Miscanthus), sorgo	0

**Cuadro 10:**



REF: NI00000

**NOTA INFORMATIVA**

El cuadro 10 del PANER se ha modificado para que en la fila de totales de energía hidroeléctrica, tanto para capacidad instalada hidroeléctrica (MW) como para generación bruta de electricidad hidroeléctrica (GWh), no se incluya ni la capacidad instalada de bombeo puro+mixto, ni la generación bruta de electricidad hidroeléctrica procedente del bombeo puro+mixto, respectivamente. En el total de generación bruta de electricidad de todas las fuentes renovables de generación eléctrica tampoco se incluirá ni la capacidad instalada hidroeléctrica de bombeo puro+mixto, ni la generación bruta de electricidad hidroeléctrica de bombeo puro+mixto. De esta forma, los datos de potencia y de producción eléctrica para un mismo año (en la misma línea del cuadro 10) serán coherentes entre sí.

Respecto a la segunda cuestión, el cuadro 10 se ha modificado para que la capacidad instalada de bombeo contemple también las cifras relativas al bombeo mixto.

En relación al párrafo introductorio de este informe, el cuadro 10 se remitirá a la Comisión junto con el resto de modificaciones al PANER, tras la aprobación del nuevo mix energético Español.