



## Boletín de Energía y Sociedad

Número 69, 16 de febrero de 2012

[www.energiaysociedad.es](http://www.energiaysociedad.es)

### CONTENIDO

<b>Novedades en el sector</b>	<b>p. 2</b>
El Gobierno suprime de forma indefinida, mediante un real decreto-ley, las primas para nuevas instalaciones del régimen especial.	p. 2
Resultado de las pruebas de resistencia realizadas a las centrales nucleares españolas.	p. 5
<b>Reflexiones de interés</b>	<b>p. 8</b>
Jornada sobre la situación del sector eléctrico ante los retos del modelo energético, organizada por el CODE, con la colaboración de Enerclub y Energía y Sociedad.	p. 8
<b>Evolución de los mercados energéticos</b>	<b>p. 12</b>

### EN ESTE NÚMERO...

*...presentamos como principal novedad el Real Decreto-ley 1/2012, que suprime, con carácter indefinido, los procedimientos de preasignación de retribución y los incentivos económicos para nuevas instalaciones del Régimen Especial hasta que se solucione el problema del déficit tarifario. La medida no afecta a las instalaciones en operación o a aquellas inscritas en los registros de preasignación de retribución.*

*Además, revisamos el informe definitivo del Consejo de Seguridad Nuclear sobre las pruebas de resistencia realizadas a las centrales nucleares españolas. Los resultados del análisis del CSN indican que todas las centrales nucleares españolas cumplen con los niveles de seguridad necesarios para hacer frente a terremotos, otros fenómenos naturales y accidentes diversos de gran magnitud.*

*En el apartado de reflexiones, comentamos la jornada "El sector eléctrico español ante los retos del modelo energético", organizada por el CODE (Universitat Autònoma de Barcelona) con la colaboración de Enerclub y Energía y Sociedad, celebrada el jueves 9 de febrero de 2012. A lo largo de la misma, un amplio grupo de expertos del sector energético en España debatieron sobre cómo debe afrontar el sector eléctrico los retos que supone la necesidad de cambiar radicalmente el modelo energético en las próximas décadas y cómo puede resolverse el principal problema en el corto plazo: el déficit tarifario.*

*En la última quincena se produjo un aumento generalizado de los precios de la energía, a excepción de las cotizaciones del carbón API2, impulsado por los temores a una posible restricción de oferta en el caso del petróleo y por el descenso de las temperaturas en toda Europa. Los precios spot de la electricidad descendieron en España y Portugal y aumentaron significativamente en Francia, Alemania, Italia y Nord Pool.*





## Novedades en el sector

### El Gobierno suprime de forma indefinida, mediante un real decreto-ley, las primas para nuevas instalaciones del Régimen Especial.

*El nuevo real decreto-ley suprime, con carácter indefinido, los procedimientos de preasignación de retribución y los incentivos económicos para nuevas instalaciones del Régimen Especial (régimen primado para cogeneración, energías renovables y residuos) y otras instalaciones del Régimen Ordinario con el objetivo, según la [nota de prensa publicada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo](#), de “poner un freno temporal a un sistema de retribución que entraña unos costes demasiado elevados para el sistema eléctrico, que provocan un incremento continuo del déficit de tarifa”. La medida adoptada no afecta a las instalaciones en operación o a aquellas inscritas en los registros de preasignación de retribución.*

*Enlace: [Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.](#)*

El Real Decreto-ley 1/2012 suprime, para aquellas instalaciones a las que es aplicable, las tarifas reguladas, las primas, los límites inferiores y superiores y los complementos de eficiencia y energía reactiva definidos en el [Real Decreto 661/2007](#). Además, suspende de forma indefinida<sup>1</sup> los procedimientos de inscripción en el Registro de preasignación de retribución<sup>2</sup> previstos en el [Real Decreto-ley 6/2009](#) y en el [Real Decreto 1578/2008](#) (para las instalaciones de energía solar fotovoltaica) y deja sin efecto la celebración de convocatorias de preasignación de retribución para los años 2012 y sucesivos.

La nueva normativa sobre las primas para nuevas instalaciones es aplicable a todas las instalaciones del Régimen Especial que el día 28 de enero de 2012 no estuviesen inscritas en el Registro de preasignación de retribución anteriormente citado. Además, el real decreto-ley es aplicable a las instalaciones del Régimen Ordinario que no tuvieran autorización administrativa otorgada por la Dirección General de Política Energética y Minas en la fecha de su entrada en vigor.

Para evitar perjuicios a los promotores de instalaciones de energía renovable, las instalaciones en trámite y que no estuvieran inscritas en el Registro de preasignación de retribución en la fecha de entrada en vigor del RDL 1/2012 pueden recuperar los avales depositados si retiran la solicitud de

<sup>1</sup> El Gobierno podrá restablecer el procedimiento de inscripción en el Registro de preasignación de retribución cuando el contexto energético lo requiera.

<sup>2</sup> La inscripción en el Registro de pre-asignación de retribución es, según la normativa vigente, condición necesaria para que se otorgue el derecho al régimen de incentivos económicos para las nuevas instalaciones del régimen especial.





inscripción en el Registro de preasignación<sup>3</sup>. Igualmente, los propietarios de las instalaciones incluidas en el Registro podrán recuperar los avales depositados si deciden, antes de dos meses, no llevar a cabo la ejecución de la instalación, siempre que el plazo para la inscripción definitiva no haya vencido.

Pese a la moratoria a la concesión de primas a nuevas instalaciones, el nuevo real decreto-ley abre la puerta a la posibilidad de que el Gobierno establezca regímenes específicos para determinadas nuevas instalaciones del régimen especial o bien para instalaciones de cogeneración o que utilicen como combustibles energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas, ganaderos o de servicios, aunque tengan una potencia instalada superior a 50 MW.

Estos esquemas retributivos específicos podrían basarse en variables como la potencia instalada, el nivel de tensión de la red a la que esté conectada la instalación, la contribución efectiva a la "mejora del medio ambiente", el ahorro de energía primaria que induzca la operación de la instalación, el tipo de energía primaria que emplee, la producción de calor útil o los costes de inversión y operación. Estos regímenes retributivos especiales tendrían en cuenta "tasas de rentabilidad razonables", en línea con el coste del capital en los mercados financieros.

Según la exposición de motivos del Real Decreto-ley 1/2012, las medidas adoptadas se justifican por varias razones:

- Por un lado, aunque el crecimiento de la potencia de instalaciones del Régimen Especial en los últimos años permitió superar los objetivos marcados en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 en el caso de las tecnologías eólica, solar fotovoltaica y solar termoeléctrica, el incremento correspondiente en el coste de las primas ha contribuido a generar un desequilibrio significativo entre los ingresos y los costes regulados del sistema eléctrico<sup>4</sup>.
- Además, aunque el Real Decreto-ley 6/2009 estableció límites para acotar el crecimiento del déficit tarifario y determinó que los peajes de acceso deberían permitir que no se generara déficit adicional a partir de 2013, la caída de la demanda eléctrica en 2010 como consecuencia de la crisis económica y el incremento de la producción de energía renovable debido a las favorables condiciones meteorológicas dio lugar a un déficit superior al previsto

---

<sup>3</sup> Para ser inscrita una instalación en el Registro de preasignación de retribución del Régimen Especial, los titulares debían depositar un aval en la Caja General de Depósitos de la Administración General del Estado, a favor de la Dirección General de Política Energética y Minas, por valor de 20 €/kW (50 €/kW ó 500 €/kW en el caso de determinadas instalaciones de energía solar fotovoltaica y de 100 €/kW en el caso de la tecnología solar termoeléctrica).

<sup>4</sup> Ver más información sobre el volumen del déficit tarifario, por ejemplo, en [CNE \(2011\), "Informe 39/2011 de la CNE sobre la Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y la tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial", 28 de diciembre.](#)





y al límite legal, de tal manera que el Gobierno tuvo que aprobar medidas excepcionales (en el Real Decreto-ley 14/2010) para resolver la situación<sup>5</sup>.

- Por otra parte, el rápido crecimiento de la energía de carácter renovable en España en los últimos años otorga al Gobierno mucha flexibilidad para determinar objetivos de potencia renovable a medio plazo menos ambiciosos que los recogidos en el [Plan de Energías Renovables 2011-2020](#) y que permitan cumplir con los objetivos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables fijados para el año 2020.
- Además, el margen de reserva del sistema en la actualidad está muy por encima de los niveles mínimos que aseguran un suministro de energía eléctrica fiable y de calidad, por lo que un potencial retraso en la entrada de nueva capacidad renovable no pondría en riesgo la seguridad de suministro.

En definitiva, según el Gobierno, el creciente desajuste entre los ingresos y los costes regulados y el contexto económico y financiero general hacen necesaria la eliminación de los incentivos a las nuevas instalaciones al menos hasta que se haya resuelto el problema del déficit tarifario.

*La supresión temporal del reconocimiento del derecho a percibir incentivos económicos para nuevas instalaciones de energía renovable era, probablemente, una medida obligada para evitar un agravamiento de la crítica situación de desajuste entre ingresos regulados y costes reconocidos en el sector eléctrico. Sin embargo, su efecto no va a ser muy significativo en el corto plazo, ya que en los dos próximos años la mayor parte de los sobrecostes previstos por entrada de nuevas instalaciones se debía a nueva energía termosolar; estas nuevas instalaciones no se verán afectadas por el real decreto-ley al estar inscritas en el Registro de preasignación de retribución correspondiente. Por otra parte, el Gobierno no debería olvidar que la imprevisible evolución de los peajes eléctricos en los últimos años, determinada en muchas ocasiones por el objetivo de evitar incrementos en las tarifas de último recurso, ha dado lugar a precios regulados que no cubren los costes de acceso. En cualquier caso, la revisión del esquema de incentivos a las energías renovables resulta inevitable para iniciar una nueva senda de desarrollo de estas tecnologías que permita cumplir con los objetivos fijados para el año 2020 de forma eficiente, teniendo en cuenta la evolución de la demanda y con buscando el incremento del bienestar social agregado.*

**Enlaces a fichas de “Energía y Sociedad” relacionadas:** [Las tarifas de acceso: estructura, costes y liquidación de los ingresos](#), [El déficit tarifario: qué es, consecuencias y solución](#), [Mecanismos de apoyo a las energías renovables](#), [Seguridad de suministro y diversificación energética](#), [Insostenibilidad del sistema energético y vías de solución](#).

---

<sup>5</sup> El Real Decreto-ley 14/2010 amplió el límite legal del déficit en 2010, 2011 y 2012 hasta 5.500, 3.500 y 1.500 M€, respectivamente, frente a los 3.000, 2.000 y 1.000 M€ de déficit máximo que estableció el Real Decreto-ley 6/2009. Vea más información sobre el RDL 14/2010 [aquí](#).



## Resultado de las pruebas de resistencia realizadas a las centrales nucleares españolas.

*El Consejo de Seguridad Nuclear publicó a finales de diciembre de 2011 el informe definitivo sobre las pruebas de resistencia realizadas a las centrales nucleares españolas para cumplir el mandato del Consejo Europeo de revisar la seguridad de las mismas tras el accidente nuclear ocurrido en Japón el 11 de marzo de 2011. Los resultados de este análisis, presentados a la Comisión Europea a principios de febrero de 2012, indican que todas las centrales nucleares españolas cumplen con los niveles de seguridad necesarios para hacer frente a terremotos, otros fenómenos naturales y accidentes diversos de gran magnitud, contando con un margen de seguridad adecuado. Los titulares de las instalaciones nucleares han propuesto mejoras de seguridad adicionales, que se implantarán de forma escalonada hasta 2015-2016, para garantizar la capacidad de respuesta ante contingencias de carácter extremo comparables (o incluso más graves) que las que dieron lugar al accidente de Fukushima.*

*Enlace: [Consejo de Seguridad Nuclear, "Pruebas de resistencia realizadas a las centrales nucleares españolas. Informe final", 22 de diciembre de 2011.](#)*

Al hilo del accidente ocurrido el día 11 de marzo de 2011 en la central nuclear de [Fukushima Dai-ichi](#) en Japón debido a un terremoto y a un tsunami posterior, el Consejo Europeo del día 24 de marzo de 2011 acordó la realización de pruebas de resistencia homogéneas a todas las centrales nucleares europeas con los siguientes objetivos: (1) evaluar su capacidad para hacer frente a situaciones más extremas (fenómenos naturales, accidentes, etc.) que aquellas para las que fueron diseñadas, (2) identificar cuáles son los márgenes de seguridad que existen respecto de las "bases de diseño"<sup>6</sup> y (3) estudiar potenciales medidas que podrían implantarse para incrementar su seguridad<sup>7</sup>.

El proceso de evaluación de la seguridad de las centrales nucleares se inició con un análisis de seguridad de las instalaciones realizado por los titulares de las mismas. La revisión de estos análisis se realizó, de forma independiente, por las autoridades reguladoras en materia nuclear de cada Estado miembro (en el caso de España, el Consejo de Seguridad Nuclear o CSN), encargado de publicar un informe de ámbito nacional y remitirlo a la Comisión Europea<sup>8</sup>. Posteriormente, todos

<sup>6</sup> Las "bases de diseño sísmico" de las centrales nucleares establecen que las estructuras, sistemas y componentes más relevantes para la seguridad de las instalaciones deben soportar los efectos de fenómenos naturales como un terremoto sin perder la capacidad para realizar sus funciones de seguridad. Según indica la [Norma de Construcción Sismorresistente](#) (NCSR, 2002), la aceleración sísmica de cálculo aplicable en los emplazamientos de las centrales nucleares españolas debe situarse entre 0,05g y 0,08g (g es la aceleración de la gravedad). El valor que se utilizó como referencia en el diseño de las distintas plantas españolas oscila entre 0,10g y 0,20g, por lo que en teoría están diseñadas para resistir terremotos de una intensidad superior a lo que indica el estándar de la NCSR.

<sup>7</sup> La propuesta de pruebas de resistencia, preparada por WENRA ([Western European Nuclear Regulators' Association](#)) fue aprobada por ENSREG ([European Nuclear Safety Regulators Group](#)), remitida a la Comisión Europea (quien la aprobó el 25 de mayo de 2011) y presentada al Consejo Europeo del 10 de junio de 2011.

<sup>8</sup> El informe "Pruebas de resistencia realizadas a las centrales nucleares españolas. Informe final" fue presentado por el CSN a la Comisión Europea entre el 6 y el 8 de febrero de 2012. Vea más información [aquí](#).



los reguladores revisarán todo el proceso (mediante un procedimiento de "peer review"), junto con la Comisión Europea, y finalmente se publicarán y discutirán los resultados de todas las pruebas de resistencia en seminarios públicos a los que se invitará a todas las partes interesadas (empresas energéticas, otros representantes de la industria nuclear, reguladores, organizaciones no gubernamentales, etc.). El informe definitivo del CSN<sup>9</sup> recoge los resultados de la evaluación del organismo regulador de los informes remitidos por los titulares de las siete centrales nucleares españolas<sup>10</sup> en los que se analizaba la capacidad de las instalaciones nucleares para hacer frente a sucesos como (a) terremotos, inundaciones y otros desastres naturales, (b) pérdida de las funciones de seguridad (por fallos en el suministro eléctrico y en el sumidero final de calor) y (c) accidentes severos en el núcleo del reactor o que causen fugas de combustible gastado o fallos en la refrigeración en las piscinas de almacenamiento del mismo.

El análisis final del CSN tiene como principales objetivos (1) la verificación de que las instalaciones nucleares cumplen con sus "bases de diseño", (2) la evaluación del comportamiento esperado de las instalaciones en situaciones más graves que las consideradas en las "bases de diseño" (terremotos con una aceleración sísmica entre 0,10g y 0,20g) y del margen de seguridad disponible, identificando las contingencias límite que podrían desencadenar accidentes extremos, y (3) verificar la existencia de medidas que prevengan y mitiguen el riesgo de accidentes extremos y, en caso necesario, proponer las mejoras necesarias en las mismas. El informe presenta la metodología de análisis seguida por el CSN, los principales datos de las centrales nucleares analizadas, los informes de los titulares de las mismas y la evaluación de cada uno de ellos por parte del CSN y, finalmente, un conjunto de conclusiones, que se dividen en cuatro bloques: (a) aspectos generales, (b) aspectos relacionados con sucesos extremos, (c) aspectos relacionados con la pérdida de funciones de seguridad y (d) aspectos relacionados con la gestión de accidentes.

En relación con los **aspectos generales**, el CSN destaca que su análisis no identifica ningún factor que suponga una "debilidad relevante de seguridad" de las centrales nucleares españolas, cumpliéndose en la actualidad tanto las bases de diseño como las bases de licencia establecidas para cada instalación. Además, el análisis del CSN pone de manifiesto la existencia de márgenes de seguridad para afrontar contingencias más graves que las consideradas en las bases de diseño de las centrales. Para incrementar aún más los niveles de seguridad, los titulares de las instalaciones proponen mejoras que se realizarían en varias etapas: (a) corto plazo (finalización entre junio y diciembre de 2012), (b) medio plazo (entre 2013 y 2014) y (c) largo plazo (entre 2015 y 2016). Además, el CSN emitirá Instrucciones Técnicas Complementarias para cada instalación nuclear en la primera parte del año 2012, con el objetivo de asegurar la implementación de las mejoras propuestas y realizar los estudios complementarios que se estimen necesarios.

<sup>9</sup> El CSN remitió a la Comisión Europea un [informe preliminar](#) el 15 de septiembre de 2011, comentado en el [Boletín de Energía y Sociedad nº 61, de 5 de octubre de 2011](#).

<sup>10</sup> Trillo (provincia de Guadalajara), Vandellós II (Tarragona), Cofrentes (Valencia), Ascó (Tarragona), Almaraz (Cáceres), Santa María de Garoña (Burgos) y José Cabrera (Guadalajara, en fase de desmantelamiento).





En lo que se refiere al análisis de **sucesos externos extremos**, el CSN concluye que los valores del terremoto base de diseño adoptado para cada una de las instalaciones continúan siendo válidos, aunque pondrá en marcha un programa de actualización de los estudios de caracterización sísmica de los emplazamientos de las instalaciones, siguiendo los criterios más recientes aprobados por la [OIEA](#) (Organización Internacional de la Energía Atómica). Los análisis disponibles indican que todas las instalaciones nucleares españolas disponen de un cierto margen de seguridad por encima de las “bases de diseño” y los titulares de todas las instalaciones han propuesto implantar las mejoras necesarias para afrontar con garantías un terremoto con aceleración sísmica de 0,3g, manteniendo íntegras las estructuras y los componentes y sistemas necesarios para alcanzar una parada segura y mantener intacto el “edificio de contención”<sup>11</sup>. Además, las mejoras deberán también mantener dicho margen de seguridad en las instalaciones en el caso de una pérdida completa de alimentación eléctrica. Además de los efectos de un terremoto, se han analizado otro tipo de sucesos extremos derivados de incendios y explosiones (en las centrales nucleares y en instalaciones industriales cercanas), inundaciones internas o externas, incluyendo las derivadas de roturas de presas, etc. El CSN concluye, con el apoyo técnico del [CEDEX](#) (Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas), que los análisis de todas estas contingencias son válidos y que justifican la existencia de márgenes de seguridad más allá de las bases de diseño de las centrales.

En relación con la **pérdida de funciones de seguridad**, los titulares de las instalaciones analizaron las alimentaciones eléctricas y las conexiones a la red exterior disponibles, considerándose que son robustas y fiables. Además, las centrales disponen de generadores diésel de emergencia con una autonomía de 7 días. Para mejorar los márgenes de seguridad, los titulares de las instalaciones proponen mejoras para lograr que las centrales mantengan la autonomía en las primeras 24 horas tras un suceso con pérdida total de alimentación, ampliables hasta 72 horas con apoyo exterior. Además, se considerará la viabilidad de implementar medidas alternativas para reforzar la capacidad de refrigeración del núcleo y del sistema de contención y la robustez del sumidero de calor. El CSN considera adecuados los análisis realizados por los titulares de las instalaciones.

Finalmente, en lo relativo a la **gestión de accidentes**, los titulares de las instalaciones han propuesto una serie de medidas que reforzarían los protocolos existentes (en cualquier caso, preparados para contingencias más allá de las bases de diseño de las centrales), entre los que destacan la creación de un Centro de Apoyo en Emergencias (CAE), común para todas las centrales y con capacidad para intervenir en cualquiera de ellas en menos de 24 horas y la construcción, en cada emplazamiento, de un Centro Alternativo de Gestión de Emergencias (CAGE) que facilitaría la coordinación de las operaciones de emergencia en una situación extrema (alta radiación, etc.). Además, se estudiarán otras mejoras para poner en práctica las lecciones aprendidas tras el accidente de Fukushima (p. ej., los medios de comunicación, interna y externa, a través de voz y datos, métodos para inyectar agua en la vasija del reactor o en las piscinas de combustible, sistemas de venteo de la estructura de

---

<sup>11</sup> Estructura que rodea al núcleo y a los componentes más críticos del reactor nuclear.



contención, mecanismos para conocer los parámetros críticos en caso de accidentes extremos con pérdida de corriente continua, etc.).

*Los resultados de las pruebas de resistencia realizadas a las centrales nucleares españolas son muy satisfactorios, especialmente teniendo en cuenta que el nivel de análisis llevado a cabo por los titulares de las instalaciones y por el Consejo de Seguridad Nuclear ha sido muy exhaustivo en comparación con los realizados en otros países de nuestro entorno. Resulta relevante, especialmente en la coyuntura actual, en la que se debate sobre cuál debe ser la estrategia energética de nuestro país para las próximas décadas, que se difunda de forma transparente la información sobre los niveles de seguridad de nuestras instalaciones nucleares, de tal manera que tanto los ciudadanos como las instituciones reguladoras valoren de forma adecuada (incluyendo todos los beneficios y todos los costes) el papel importante que pueden jugar las instalaciones nucleares existentes en el futuro del sector eléctrico.*

Enlaces a fichas de "Energía y Sociedad" relacionadas: [Tecnologías y costes de la generación eléctrica.](#)

## Reflexiones

**Jornada sobre la situación del sector eléctrico ante los retos del modelo energético, organizada por el CODE, con la colaboración de Enerclub y Energía y Sociedad.**

*El pasado jueves 9 de febrero de 2012 se celebró en el [Club Español de la Energía](#), en Madrid, una jornada organizada por el [CODE](#) (Universitat Autònoma de Barcelona) con la colaboración de Energía y Sociedad, en la que un amplio grupo de expertos y representantes de empresas y asociaciones del sector energético en España debatieron sobre cómo debe afrontar el sector eléctrico los retos que supone la necesidad de cambiar radicalmente el modelo energético en las próximas décadas. A lo largo de la jornada se analizaron cuestiones relacionadas con el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad, los retos que afrontan los negocios de redes y los costes de suministro y las tarifas eléctricas. Esta ha sido la sexta jornada organizada con la colaboración de Energía y Sociedad desde que se puso en marcha este portal de difusión de información sobre el funcionamiento de los mercados de energía y sus implicaciones sobre la Sociedad.*

*Enlace: ["El sector eléctrico español ante los retos del modelo energético", jornada organizada por el CODE \(UAB\) con la colaboración de Energía y Sociedad y el Club Español de la Energía, Madrid, 9 de febrero de 2012.](#) En el programa se han incluido unos enlaces a las presentaciones realizadas.*







Tras una breve introducción de la jornada a cargo de **Juan Bachiller** (Club Español de la Energía) y **Xavier Martínez-Giralt** (CODE), **Jorge Fernández** (Intermoney Energía) analizó cuál es la situación en la que se encuentra el mercado eléctrico en la actualidad para afrontar los retos medioambientales que ha fijado la Unión Europea en el largo plazo (alcanzar en 2050 una reducción de emisiones contaminantes en un 80%-95% respecto del nivel registrado en 1990) y cuáles son las herramientas de que dispone el regulador para resolver el principal problema del sector eléctrico en el corto y medio plazo: el déficit tarifario.

**José López-Tafall** (Acciona) abrió el bloque dedicado a la generación y al mercado mayorista analizando los beneficios que han aportado las energías renovables al sistema eléctrico y a la economía en los últimos años y destacando entre ellos su aportación a la cobertura de la demanda eléctrica (la cuota de las energías renovables del régimen especial supera el 20%), la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y la disminución de la dependencia energética y su impacto sobre el déficit por cuenta corriente de la economía. Además, López-Tafall señaló los efectos beneficiosos de las energías renovables sobre la competencia en el mercado de generación, la innovación o el desarrollo tecnológico.

Posteriormente, **José Antonio Guillén** (Gas Natural Fenosa) argumentó en su presentación que en la situación actual del mercado de generación, con un margen de reserva muy holgado, no se requerirá nueva capacidad de generación en los próximos años, ni renovable ni de tecnologías del régimen ordinario. Según Guillén, tanto el actual mix de generación (con un impacto muy significativo de las energías renovables sobre los resultados del mercado) como la incertidumbre sobre la evolución futura de la demanda eléctrica implican que no hay incentivos económicos a la instalación de nueva capacidad marginal.

**Óscar Arnedillo** (NERA Economic Consulting) cerró este bloque de presentaciones analizando el impacto de la penetración creciente de energías renovables en el sistema sobre el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad. Según su análisis, el diseño actual del mercado eléctrico continúa siendo apropiado, proponiendo algunos cambios de diseño para incrementar la eficiencia del mercado en presencia de un volumen significativo de energía renovable de carácter intermitente: (a) calcular los pagos por capacidad teniendo en cuenta los costes de una central de punta y en función de la contribución de cada instalación a la cobertura de la demanda punta, (b) permitir que el precio de los mercados de energía pueda ser negativo e incrementar significativamente el tope de precios en los mercados de energía (actualmente fijado en 180 €/MWh) o (c) contratar la "reserva a subir" en un mercado acoplado a la casación de los mercados diario e intradiario de energía. Además, Arnedillo argumentó que el actual sistema retributivo del régimen especial obstaculiza el correcto funcionamiento de los mercados spot, a plazo y minorista. Para resolver el problema, propone que los ingresos marginales de los generadores del régimen especial estén expuestos al precio spot, fijándose las primas a este tipo de generación en función de los precios a plazo de la energía.



El segundo bloque de ponencias estuvo centrado en los retos que deberán superar las redes de transporte y distribución de electricidad en el futuro. **Jordi Dolader** (AF-Mercados EMI) identificó como factor clave para facilitar la penetración de energías renovables el incremento de la capacidad de interconexión entre regiones eléctricas. Por otro lado, argumentó que facilitar la ampliación de la capacidad de las redes eliminando trabas administrativas y mejorando los procesos regulatorios permitirá el desarrollo de redes inteligentes y la participación activa de la demanda en los mercados.

**Luis Villafruela** (Red Eléctrica de España) destacó cómo el modelo español, basado en la figura del Operador de Transporte y del Sistema (TSO, o "transmission system operator")<sup>12</sup>, ha sido clave para el correcto funcionamiento de los sistemas eléctricos y los mercados de energía y será clave en la integración de energías renovables y nuevas tecnologías (p. ej., el coche eléctrico), la gestión activa de la demanda y el desarrollo de la "supergrid" europea. Además, alertó sobre la necesidad de planificar de forma adecuada el desarrollo de las infraestructuras, incluso en un contexto de fuerte caída de la demanda, como el actual.

**Andrés Morata** (Endesa) cerró este bloque de presentaciones analizando los problemas que afrontan en la actualidad las empresas de distribución de electricidad. De acuerdo con su análisis, los dos principales retos de la actividad son (1) la necesidad de avanzar hacia un esquema retributivo predecible (especialmente en lo relativo a los procesos de aprobación por parte del regulador de los planes de inversión, teniendo en cuenta el esfuerzo inversor que supondrá el desarrollo de redes inteligentes) y (2) la necesidad de armonizar las competencias estatales y autonómicas en materia de distribución e introducir recargos autonómicos que permitan retribuir las obligaciones que impongan las CC.AA. adicionales a las que fija la regulación estatal.

El último bloque de ponencias se centró en los costes de suministro y en las tarifas eléctricas. **Blanca Perea** (pwc) analizó las principales cifras relativas al déficit tarifario y presentó una estimación de los incrementos de peajes eléctricos necesarios para dejar de generar déficit en 2013 (en concreto, un 30% en 2012 y un 17% en 2013)<sup>13</sup>. Perea abogó por incrementar la transparencia en la factura eléctrica a través de peajes eléctricos que reflejen únicamente los costes de uso de las redes y de un nuevo concepto tarifario que recoja los costes de la política energética (interrumpibilidad, costes de las primas del régimen especial, etc.)

Posteriormente, **Fernando Móner** (Confederación de Consumidores y Usuarios) presentó el punto de vista de las asociaciones de consumidores en relación con los costes del suministro de energía eléctrica, incidiendo en la complejidad que supone para los consumidores la regulación del sistema eléctrico y destacando el impacto que ha tenido en los últimos años la evolución de los costes de la energía y de las tarifas eléctricas sobre el poder adquisitivo de los consumidores.

---

<sup>12</sup> Ver más información sobre este modelo de organización de las funciones de operación del sistema eléctrico y de las redes de transporte en el [Boletín de Energía y Sociedad nº 5, 31 de marzo de 2009](#).

<sup>13</sup> Ver más información en el [Boletín de Energía y Sociedad nº 67, 19 de enero de 2012](#).



**Antonio Garamendi** (Confederación Española de Organizaciones Empresariales) argumentó que para cumplir con los objetivos de garantía de suministro, sostenibilidad medioambiental y competitividad, el sistema eléctrico deberá contar con un mix de generación equilibrado y diversificado, que incluya todas las tecnologías (también la nuclear), manteniendo el desarrollo de la industria nacional de energías renovables y apostando por la I+D+i. Garamendi propuso una revisión de las primas del régimen especial que tenga en cuenta la evolución de los costes de las distintas tecnologías, financiar los extracostes del suministro eléctrico derivados de políticas energéticas a través de los Presupuestos Generales del Estado e incentivar la gestión activa de la demanda y el desarrollo de redes inteligentes.

Finalmente, **Francisco Laverón** (Iberdrola) cerró la jornada analizando la estructura de los costes del suministro eléctrico. La revisión detallada de cada concepto de coste lleva a la conclusión, según Laverón, de que tanto el coste de la energía como los costes de las redes de transporte y distribución son muy competitivos en relación con otros sistemas eléctricos de nuestro entorno. La racionalización de las tarifas eléctricas debería pasar, entonces, por financiar los costes no directamente relacionados con el suministro eléctrico (como los costes de las primas del régimen especial) bien por vía fiscal (Presupuestos Generales del Estado) o bien con cargo a todos los consumos de energía y no únicamente el de energía eléctrica. Laverón también alertó sobre el descoordinado crecimiento en los últimos tiempos de tasas locales y autonómicas sobre las actividades eléctricas que encarecen significativamente las facturas que pagan los consumidores.

*La jornada organizada por el CODE, con la colaboración de Energía y Sociedad, sirvió para poner de manifiesto la complejidad de los problemas de corto plazo que afronta el sector eléctrico y de los retos futuros que habrá de superar. Pese a la diversidad de voces y opiniones sobre cuáles son las recetas que deben aplicarse para garantizar un suministro eléctrico sostenible, competitivo y seguro, parece haber un consenso generalizado en torno a algunas ideas: (a) es necesario garantizar la seguridad jurídica y la estabilidad de la regulación para incentivar las nuevas inversiones que se requerirán de forma irremediable, (b) la estructura de los peajes eléctricos debería ser más transparente y recoger, principalmente, los costes ligados al uso de las redes eléctricas, (c) resulta esencial continuar apoyando al sector de las energías renovables, aunque tanto los esquemas retributivos como los incentivos deben diseñarse teniendo en cuenta la evolución de la demanda eléctrica y el contexto económico y financiero, con el objeto de evitar la entrada ineficiente de instalaciones renovables que no ofrezcan beneficios netos para los consumidores.*

**Enlaces a fichas de “Energía y Sociedad” relacionadas:** [Las tarifas de acceso: estructura, costes y liquidación de los ingresos](#), [El déficit tarifario: qué es, consecuencias y solución](#), [Inversión y seguridad de suministro en un mercado liberalizado](#), [Mecanismos de apoyo a las energías renovables](#), [Seguridad de suministro y diversificación energética](#), [Insostenibilidad del sistema energético y vías de solución](#).





## Evolución de los mercados energéticos

*Durante la quincena analizada (del 1 al 15 de febrero de 2012) los precios medios del petróleo Brent correspondientes a los contratos con vencimiento a uno y tres meses aumentaron respecto al periodo anterior un 4,9% y un 4,4% respectivamente. El día 15 de febrero se alcanzaron precios de corto plazo superiores a 118 \$/€ (valor máximo desde junio de 2011). En la misma línea, las cotizaciones del gas natural NBP (Reino Unido) evolucionaron al alza, especialmente los contratos con menor vencimiento, impulsadas por las bajas temperaturas. Los precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (contrato EUA 2012) también ascendieron durante la primera parte del mes de febrero volviendo a registrar magnitudes superiores a 8,7 €/t. Por el contrario, las cotizaciones medias del carbón API2 disminuyeron, tanto a corto como a medio plazo, alrededor de un 3%, respecto a las registradas la pasada quincena. A excepción de los precios medios spot del mercado ibérico de electricidad, que descendieron, los precios de los principales mercados de electricidad europeos registraron notables subidas, especialmente en el caso del mercado francés (+133,6%). Las cotizaciones a plazo evolucionaron de forma análoga a los precios spot.*

El embargo de las importaciones de crudo iraní por parte de los Estados Unidos y la Unión Europea y la consiguiente respuesta de Irán anunciando el posible cierre del Estrecho de Ormuz (por donde transita gran parte del crudo que se consume en el mundo) siguieron actuando como catalizadores del sesgo alcista de los precios del petróleo Brent durante la primera mitad del mes de febrero. A ello se suman los efectos colaterales de la inestable situación en Nigeria (primer productor de petróleo de África), que anunció una posible disminución de su producción de crudo como consecuencia de las protestas por la eliminación de los subsidios a los combustibles. Como resultado, el precio del contrato con vencimiento a un mes del Brent alcanzó el 15 de febrero cotizaciones superiores a 118 \$/bbl (máximo desde junio de 2011).

La ola de frío que azotó al continente europeo durante la primera quincena del mes de febrero impulsó de forma significativa los precios del gas natural NBP al alza, ya que la demanda de gas natural por parte del sector eléctrico (y también residencial) aumentó. Las cotizaciones medias de los contratos de gas natural NBP M+1 y Q+1 crecieron un 7,2% y un 6,0%, respectivamente en comparación con las registradas la pasada quincena. En la misma línea, los precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (EUA-12) también aumentaron, alcanzando un precio medio de 8,3 €/t. Por el contrario, los precios medios del carbón europeo API2 disminuyeron, arrastrados a la baja principalmente por el efecto del "price cap" impuesto por el gobierno chino para su carbón doméstico, lo que redujo su demanda de carbón importado.

Las bajas temperaturas sufridas en el Viejo Continente fue la principal causa del marcado aumento de los precios medios spot y de su volatilidad en Alemania (+49,1%), Italia (+20,2%), Nord Pool (+54,0%) y, principalmente, Francia (+133,6%). Sin embargo, los precios al contado de los mercados



eléctricos de España y Portugal disminuyeron, arrastradas por la alta generación eólica registrada. Los precios medios a plazo de los mercados de Europa siguieron la misma senda que la seguida por los precios spot, descendente en el caso de España y Portugal y ascendente en el resto de mercados europeos.

**Tabla 1. Evolución de los precios spot de la electricidad en Europa.**

	Precio medio spot (€/MWh)		
	01/02-15/02	17/01-31/01	Variación (%)
<b>España OMIE</b>	51,06	54,31	-5,99%
<b>Portugal OMIE</b>	51,95	54,45	-4,60%
<b>Francia</b>	105,57	45,20	133,56%
<b>Alemania</b>	64,54	43,26	49,19%
<b>Italia GME</b>	98,02	81,54	20,21%
<b>Nord Pool</b>	61,77	40,12	53,97%

*Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GME, EPEX Spot, Nord Pool y OMIE.*

**Tabla 2. Evolución de las cotizaciones medias a plazo de los combustibles (petróleo, gas y carbón) y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>.**

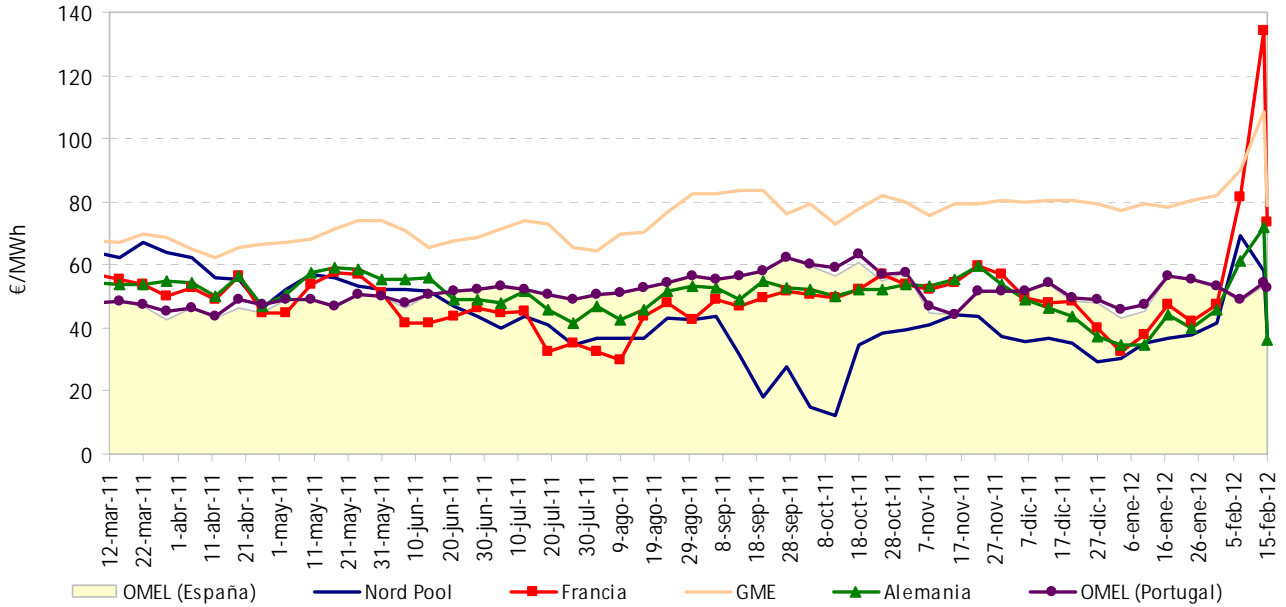
	Unidades	01/02-15/02	17/01-31/01	% Var.
<b>Brent entrega a 1 mes (contrato M+1)</b>	\$/bbl	116,23	110,73	4,97%
<b>Brent entrega a 3 meses (contrato M+3)</b>	\$/bbl	115,32	110,42	4,44%
<b>Gas natural (NBP) entrega en Mar. 2012</b>	€/MWh	23,90	22,30	7,16%
<b>Gas natural (NBP) entrega en Q2 2012</b>	€/MWh	22,99	21,69	5,99%
<b>Carbón API2 ARA entrega en Mar. 2012</b>	\$/t	101,12	104,66	-3,38%
<b>Carbón API2 ARA entrega en Q2 2012</b>	\$/t	103,84	106,33	-2,34%
<b>Derechos de CO<sub>2</sub> entrega en Dic. 2012</b>	€/t	8,32	7,47	11,46%

*Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EEX, Reuters y European Climate Exchange.*



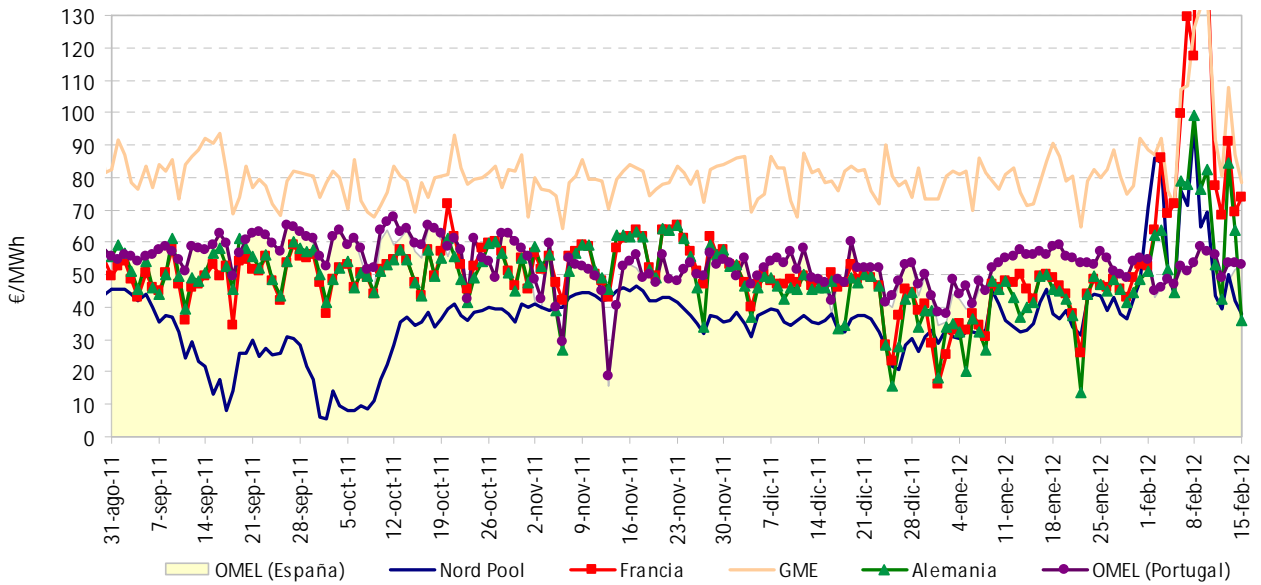


**Gráfico. Evolución de los precios medios spot semanales de la electricidad en Europa.**



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GME, EPEX Spot, Nord Pool y OME.

**Gráfico 2. Evolución de los precios medios spot diarios de la electricidad en Europa.**

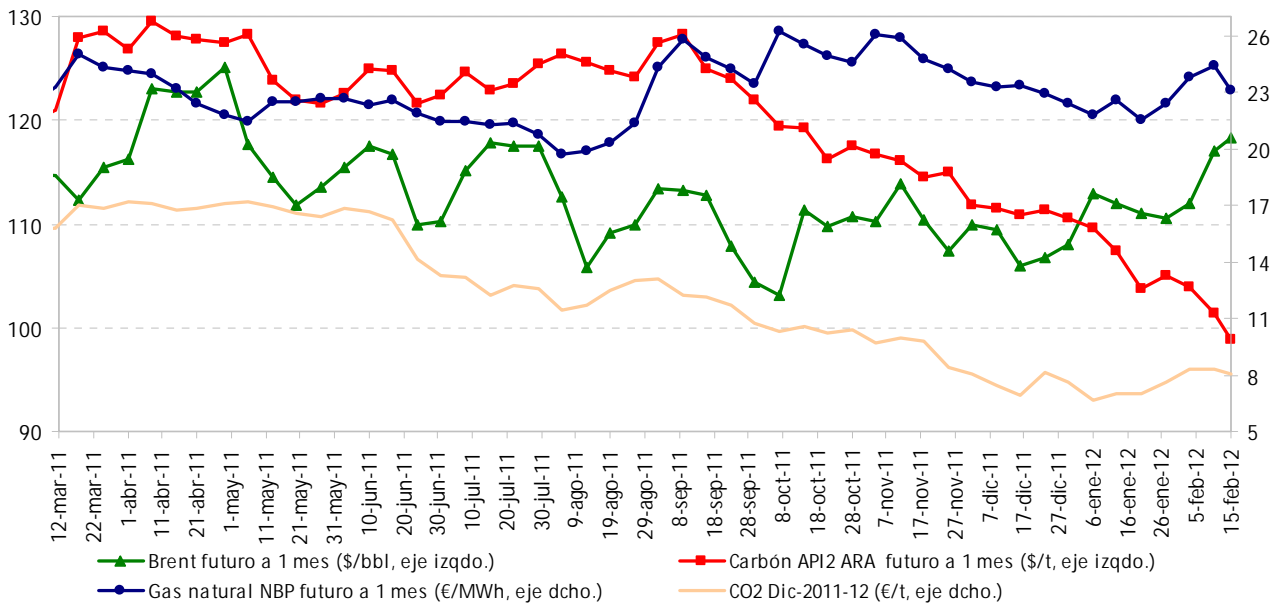


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GME, EPEX Spot, Nord Pool y OME.





**Gráfico 3. Evolución de las cotizaciones a plazo de los combustibles con entrega al mes siguiente y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (medias semanales).**



Fuente: Elaboración propia a partir de las siguientes fuentes: EEX, Reuters y European Climate Exchange.

**Tabla 3. Evolución de los precios a plazo de la electricidad en Europa (€/MWh).**

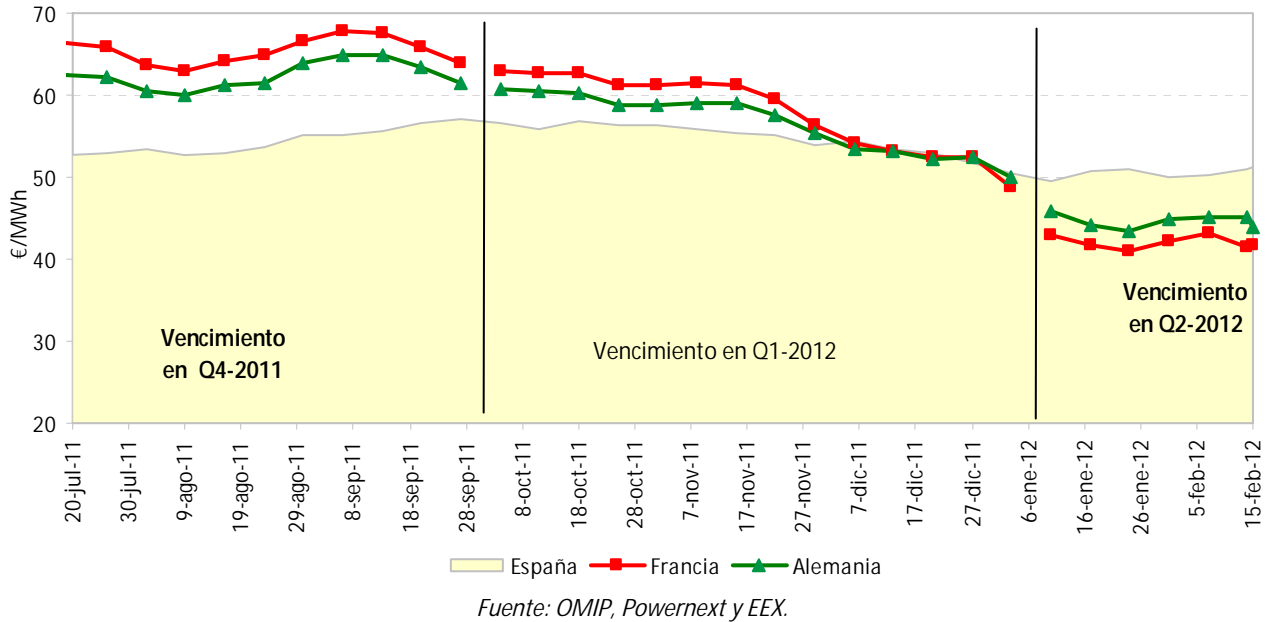
	01/02-15/02	17/01-31/01	Variación (%)
<b>España</b> entrega en Q2 2012	50,66	50,53	0,26%
<b>España</b> entrega en 2013	51,65	52,33	-1,29%
<b>Francia</b> entrega en Q2 2012	42,27	41,52	1,82%
<b>Francia</b> entrega en 2013	51,52	50,06	2,91%
<b>Alemania</b> entrega en Q2 2012	45,10	44,05	2,38%
<b>Alemania</b> entrega en 2013	52,11	51,22	1,74%

Fuente: OMIP, Powernext y EEX.





**Gráfico 4. Evolución de los precios a plazo de la electricidad en Europa.  
Contrato con vencimiento en el trimestre siguiente, Q+1 (medias semanales).**



**Gráfico 5. Evolución de los precios a plazo de la electricidad en Europa.  
Contrato con vencimiento en Cal+1 (medias semanales).**

