

El equilibrio financiero de los sectores eléctrico y gasista

ISMAEL BAHILLO SANTOYO

Subdirector de Regulación Económico-Financiera y Precios Regulados, CNMC

Recibido: Octubre 2019

Aceptado: Noviembre 2019

Resumen

Este artículo describe, en primer lugar, el origen del déficit de tarifa en el sector eléctrico y gasista en España y el nivel de endeudamiento existente en ambos sectores. A continuación recoge las medidas regulatorias que ha sido necesario tomar en ambos sectores para equilibrar los ingresos y costes regulados. Finalmente analiza el resultado obtenido por las medidas tomadas y las perspectivas a medio plazo de las cuentas del sector eléctrico y gasista español.

Palabras clave: déficit de tarifa; deuda; electricidad; gas; sostenibilidad económico-financiera.

Clasificación JEL: L51, L94, L95.

Abstract

This article starts describing the origin of the tariff deficit in both the electricity and gas sectors in Spain and their prevailing level of indebtedness existing in these industries. Secondly, it outlines the regulatory measures that have been necessary to balance the regulated revenues and costs. Finally, it analyzes the outcomes obtained by these measures and the medium-term outlook of the accounts of the Spanish electricity and gas sectors.

Key words: tariff deficit; debt; electricity; gas; economic and financial sustainability.

JEL Classification: L51, L94, L95.

1. Introducción

El 7 de marzo de 2012, la CNMC (en aquel momento CNE) publicó el **Informe sobre el sector energético español**. Dicho informe respondía a la petición efectuada en enero de 2012 por la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Energía, Industria y Turismo, que solicitó elaborar un informe sobre medidas de ajuste regulatorio que se pudieran adoptar en los sectores energéticos dirigidas a atajar la evolución del déficit tarifario en el sector eléctrico y evitar un posible déficit estructural para el periodo 2012-2015 en el sector del gas.

En dicho informe, la Comisión señalaba que la falta de convergencia entre los ingresos y los costes de las actividades reguladas en el sector eléctrico durante los últimos diez años había generado una deuda creciente en el sistema eléctrico y que el desequilibrio entre los ingresos y los costes era insostenible, debido al impacto de la creciente deuda acumulada sobre los peajes de acceso presentes y futuros de los consumidores y al impacto temporal sobre el endeudamiento de aquellas empresas que estaban obligadas a financiar el déficit del sistema.

Por lo que se refiere al sector del gas natural, la Comisión señalaba que la insuficiencia de los peajes estaba poniendo en peligro la sostenibilidad económico-financiera del sistema gasista y, si bien no existía un problema de déficit de la magnitud existente en el sector eléctrico, en los últimos años se habían producido desvíos significativos como consecuencia de la contracción de la demanda, por una parte, y de la construcción e incorporación a la retribución de un número importante de infraestructuras previstas en la planificación, por otra.

La Comisión consideró que en ese contexto se requería la adopción urgente de soluciones regulatorias, en los sectores de electricidad y gas natural, tanto para evitar los problemas de los déficits tarifarios estructurales, como para contener los costes de las actividades reguladas, revisar su regulación y promover un funcionamiento más eficiente y competitivo de los mercados.

Transcurridos algunos años de aquel informe, el objetivo de este artículo es ofrecer un panorama sobre la evolución del equilibrio financiero y económico de los sectores eléctrico y gasista. Para ello, en la sección segunda, se comienza describiendo los factores que condujeron a la aparición del déficit en el sector eléctrico y gasista. En la *sección* tercera se analizan los cambios regulatorios introducidos en ambos sectores para corregir el déficit de tarifa, mientras que en la sección cuarta se analizan los resultados alcanzados con las medidas adoptadas y las previsiones sobre la evolución futura de ingresos y costes. El quinto apartado realiza algunas consideraciones sobre el equilibrio económico-financiero en el contexto de la transición energética, para concluir en el sexto apartado.

2. El origen del déficit

2.1. El origen del déficit del sistema eléctrico

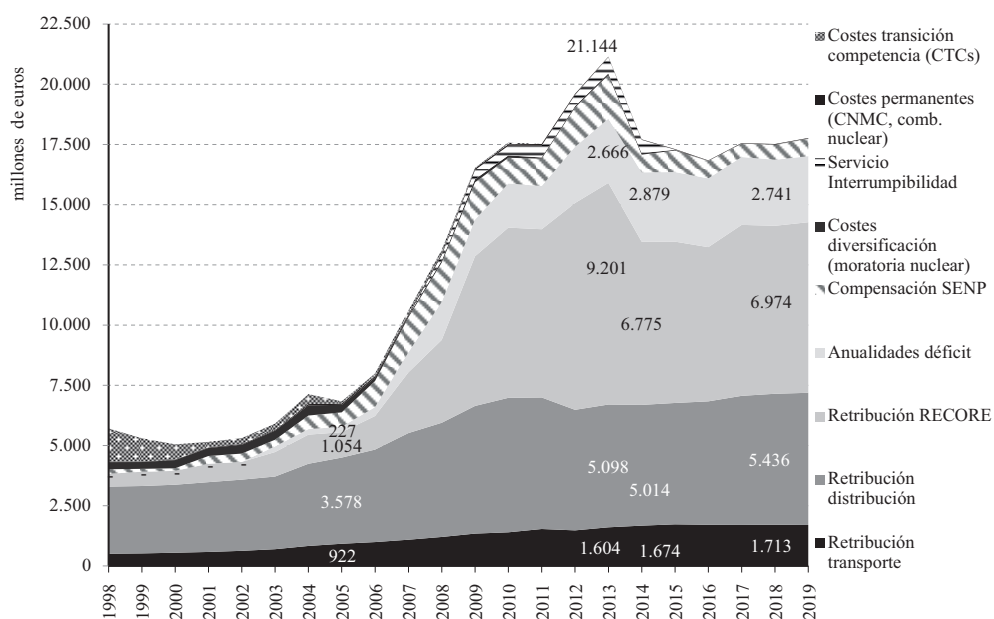
El déficit de tarifa en el sector eléctrico surge por primera vez en el año 2000, debido, fundamentalmente, a que el coste de la energía previsto en las tarifas integrales fue inferior al coste de la energía liquidado a los distribuidores y esta diferencia no pudo ser compensada por los costes regulados. A finales del año 2002 se establece una senda de evolución de las tarifas, limitando sus aumentos al 2% hasta 2010. A partir de dicho año 2002, y especialmente en 2005 y 2006, el déficit de actividades reguladas aumentó aproximadamente un 30% en términos medios anuales, debido a que sucesivamente el coste de energía liquidado a los distribuidores por el suministro a los consumidores a tarifa fue superior al que se incorporó en las tarifas integrales.

En 2007, de acuerdo con el Real Decreto 1634/2006, se estableció el déficit *ex ante* en las actividades reguladas. Es decir, las tarifas de acceso de los consumidores, ya estuvieran acogidos a tarifa integral o en el mercado, se fijaron a niveles inferiores a las que resultarían de incorporar todos los costes de acceso. Dicha medida junto a la determinación de las tarifas integrales con un coste estimado de energía consistente con el coste liquidado a los distribuidores por su energía adquirida en el mercado, llevó a la acumulación de un déficit de las actividades reguladas originado por la insuficiencia de las tarifas de acceso. Desde la puesta en marcha del suministro de último recurso el 1 de julio de 2009, el coste de la energía de dicho suministro dejó de ser un coste de las actividades reguladas, por lo que el déficit en las

liquidaciones de actividades reguladas se explica desde entonces por el déficit de las tarifas de acceso.

El déficit de las tarifas de acceso se generó, principalmente, en el periodo comprendido entre 2005 y 2013. Como se observa en el Gráfico 1, en 2005 los costes de acceso se situaban en, aproximadamente, 6.800 millones de euros (en adelante M€) siendo las tres partidas más significativas la retribución de la distribución (52%), seguida de la retribución de la generación con energías renovables, cogeneración y residuos (RECORE) con un 15%, y el transporte (13%). En 2013, apenas ocho años después, los costes de acceso del sistema eléctrico español eran más de tres veces superiores a los de 2005. Las partidas con un mayor crecimiento fueron la retribución del RECORE (prácticamente se multiplicó por nueve)¹, la retribución del transporte (+74%) y la retribución de la distribución (+42%). También destaca el fuerte crecimiento de la anualidad del déficit, que se multiplicó casi por doce debido a la distinta evolución de ingresos y costes de acceso en dicho periodo.

Gráfico 1
Evolución de los costes de acceso al sistema eléctrico español, 1998-2019



Fuente: Liquidaciones CNE y CNMC. Para 2018 y 2019 se han tomado los valores previstos en el borrador de Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019.

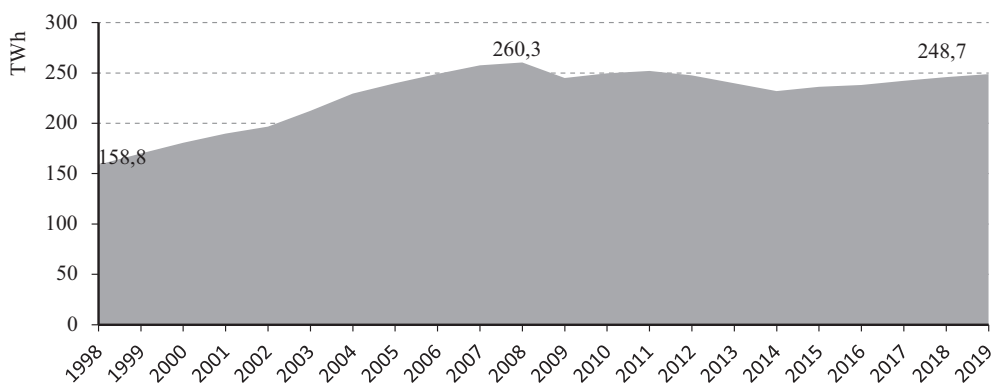
Para mantener las cuentas equilibradas, habría sido necesario que los ingresos de acceso también se hubiesen triplicado durante el periodo 2005-2013, bien fuese por un incremento de

¹ Ello está vinculado al régimen de primas establecido para promover la incorporación de nueva capacidad de generación renovable, junto a una entrada de nueva capacidad que resultó ser muy superior a la inicialmente esperada.

los peajes, por un incremento de la demanda o por una combinación de ambos; sin embargo, este no fue el caso. Por lo que se refiere a los peajes de acceso, estos se incrementaron un 72% durante dicho periodo, lo cual fue insuficiente para cubrir el incremento de costes habido. Por consiguiente, durante varios años no se garantizó el principio de suficiencia tarifaria al calcular los peajes, sino que se reconocía ya al comienzo de cada ejercicio un déficit exante.

Por lo que se refiere a la demanda en consumo, frente al crecimiento anual medio del 5,1% observado entre el año 2000 y 2008 (Gráfico 2), a partir de 2008 se produce un descenso significativo, pasando de 260,3 TWh en 2008 a 239,7 TWh en 2013 (-7,9%). Esta caída de la demanda fue debida fundamentalmente a la crisis económica. Posteriormente la demanda tampoco ha llegado a superar el techo alcanzado en 2008, aunque en este caso, el motivo principal se debe a la mayor concienciación por la eficiencia y el ahorro energético.

Gráfico 2
Evolución de la demanda en consumo, 1998-2019



Fuente: CNMC borrador de Orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019. Los datos de 2018 y 2019 son previsiones de cierre.

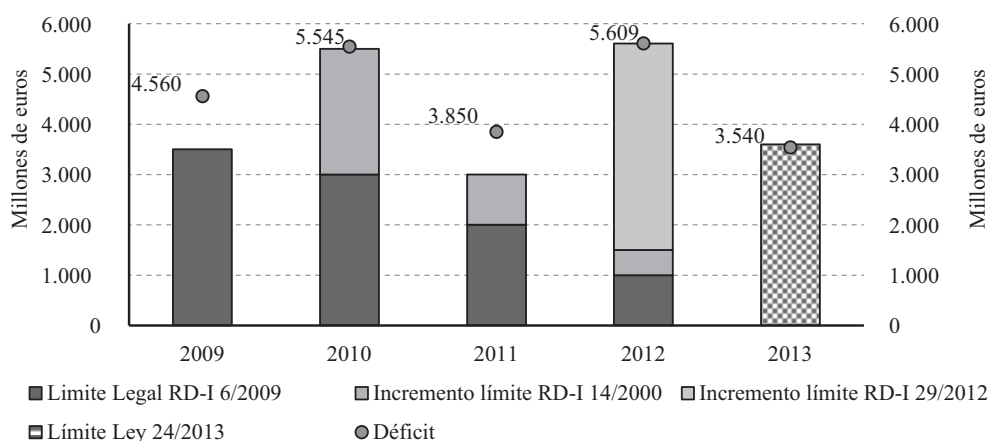
Adicionalmente, cabe destacar que la caída de la demanda afectó principalmente a los consumidores conectados a baja tensión, que engloba a los grupos tarifarios más significativos en términos de ingresos de acceso (casi el 75% del total de ingresos de acceso), seguidos por los consumidores conectados a media tensión (PYMES), cuyo peso en términos de ingresos de acceso también es significativo.

Como resultado de esta caída de demanda, el Ministerio revisó la estructura de sus tarifas de acceso, incrementando entre el 1 enero de 2012 y el 1 de enero de 2014 el término de potencia y minorando el término de energía de varios grupos tarifarios. Por ejemplo, para un consumidor del grupo tarifario 2.0A (donde se engloba actualmente el 80% de los más de 28 millones de consumidores), el término de potencia más que se duplicó (+129%) en esos dos años, mientras que el término de energía descendió un 31%. Para un hogar con una potencia media contratada de 3,45 kW y un consumo anual de 2.500 kWh, esto supuso un incremento del 11% en la facturación de los peajes de acceso. La respuesta a dicho cambio de estructura tarifaria fue una optimización de la potencia contratada tanto en baja tensión (consumidores domésticos) como en media tensión (PYMES), con lo cual el cambio en la estructura fijo/variable de las tarifas no tuvo los resultados esperados en términos de ingresos del sistema.

Como se ha señalado anteriormente, desde 2007 hasta 2013, los peajes de acceso se establecieron ex ante de forma insuficiente, esto es, no incluían la totalidad de los costes reconocidos, asumiendo que una parte de éstos serían financiados trasladando parte del coste a los consumidores a futuro. Todo ello con el fin de laminar el efecto sobre los consumidores del incremento necesario en los peajes de acceso para garantizar la suficiencia tarifaria. En un contexto de fuerte crecimiento de los costes y estancamiento o reducción de la demanda, esto llevó a la acumulación de déficits anuales de forma continuada y de magnitudes significativas tanto en términos absolutos como relativos.

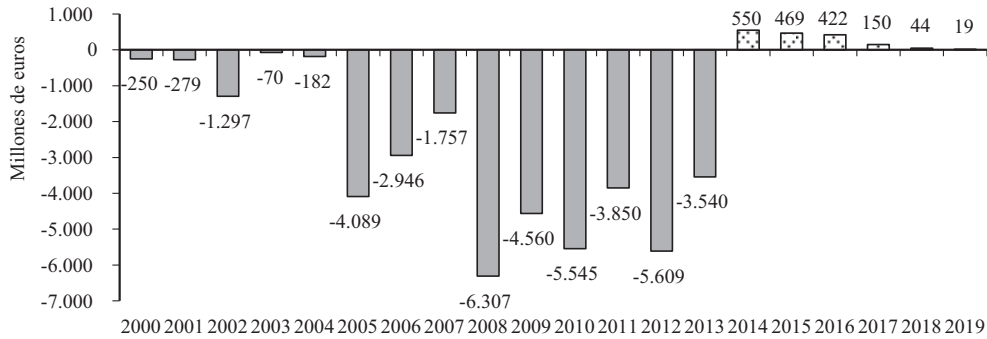
Para frenar este desequilibrio, se establecieron regulatoriamente límites en el nivel máximo de déficit anual del sistema eléctrico. Sin embargo, dichos límites fueron superados año tras año. En particular, la Disposición adicional vigésimo primera de la Ley 54/1998, en la redacción dada por el Real Decreto-Ley 6/2009 determinó una senda para la reducción del déficit de tarifas hasta 2013, fecha a partir de la cual las tarifas de acceso deberían ser suficientes para cubrir los costes regulados. En particular, estableció que el déficit de actividades reguladas no podría superar desde 2009 a 2012, los 3.500 M€, 3.000 M€, 2.000 M€ y 1.000 M€, respectivamente (Gráfico 3). Sin embargo, dichos límites fueron superados y fue necesario modificarlos a través del Real Decreto-ley 14/2010 que incrementó a 5.500 M€ el límite del déficit eléctrico para 2010 (+2.500 M€), y los límites máximos para 2011 a 3.000 M€ (+1.000 M€) y para 2012 a 1.500 M€ (+500 M€). Sin embargo, nuevamente tanto en 2010 como en 2011 se superaron dichos límites revisados, siendo necesario que el Real Decreto-ley 29/2012 incrementase el límite máximo para 2012 hasta el importe que resultase de la liquidación definitiva, 5.609 millones de euros. Esto es, casi seis veces más de lo inicialmente previsto y casi cuatro veces más de lo previsto en el Real Decreto-ley 14/2010. Finalmente, la Ley 24/2013 tuvo que incorporar una previsión máxima de déficit del sistema eléctrico de 3.600 M€, situándose el déficit en dicho ejercicio en 3.540 M€.

Gráfico 3
Evolución del déficit del sistema eléctrico y límites establecidos, 2009-2013



Fuente: Real Decreto-ley 6/2009, Real Decreto-ley 14/2010, Real Decreto-ley 29/2012, Ley 24/2013 y liquidaciones del sector eléctrico.

Gráfico 4
Déficit/superávit del sistema eléctrico, 2000-2019

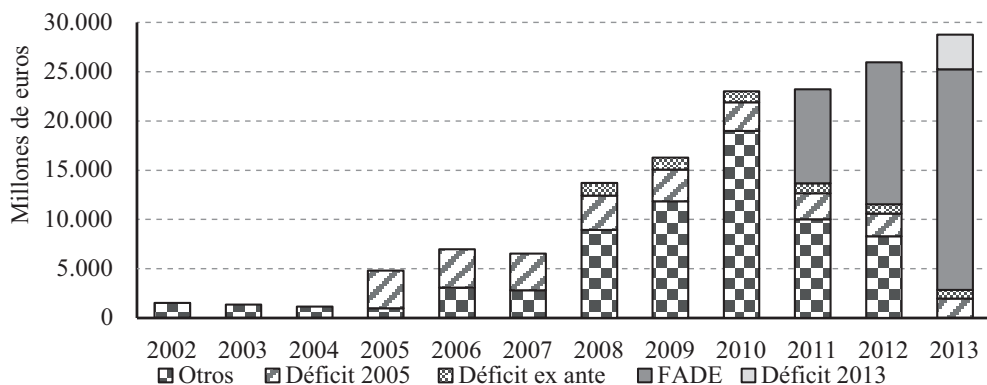


Fuente: Acuerdo por el que se emite informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico y previsiones futuras. CNMC, 13 de febrero 2019. Nota: los datos de 2018 y 2019 son previsiones recogidas en el borrador de Orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019.

La financiación del déficit del sistema eléctrico generó derechos de cobro para las empresas eléctricas, que lo financiaron en primera instancia. Estos derechos de cobro consistían en el derecho a recibir una anualidad a lo largo del plazo establecido de recuperación de los mismos, que ha oscilado entre 8 y 15 años.

La anualidad se ha incorporado como un coste liquidable del sistema en las Órdenes Ministeriales por las que se establecen los peajes de acceso que satisfacen los consumidores. Este método reparte la deuda a lo largo de todo el período de recuperación, evitando incrementos bruscos en los peajes de acceso.

Gráfico 5
Evolución de la deuda del sistema eléctrico, 2002-2013



Fuente: Informe sobre la evolución de las cuantías asociadas al déficit del sector eléctrico. CNMC, 28 de abril 2016.

La sucesión de déficits del sistema eléctrico de forma continuada y de magnitudes significativas hasta 2013 (Gráfico 4), llevó a un rápido endeudamiento del sistema eléctrico. La deuda

pasó de 1.164 M€ en 2004 a alcanzar un máximo de 28.771 M€ en 2013 (Gráfico 5). Es decir, en menos de una década, el sistema eléctrico español vio multiplicar su nivel de endeudamiento por veinticinco, siendo en 2013 la deuda superior en un 30% a los costes de acceso de dicho año.

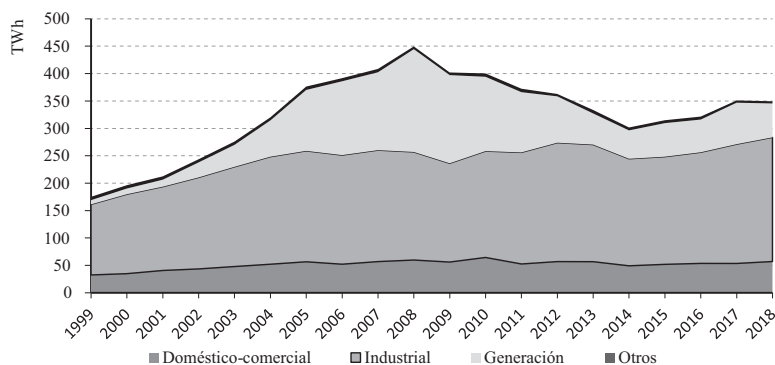
Pero, además, la previsión de la CNMC en el Informe sobre el sector energético español antes mencionado era que, aun asumiendo incrementos anuales de peajes del 5%, si no se actuaba por el lado de los costes, se incrementaría la deuda del sistema eléctrico hasta haber alcanzado 40.000 M€ en la actualidad y 70.000 M€ en un escenario sin incremento de peajes.

La gravedad de la situación quedó reflejada en el preámbulo de la Ley 24/2013 donde se señala que *“la experiencia de la última década ha puesto de manifiesto que la inestabilidad económica y financiera del sistema eléctrico, provocada por el déficit de tarifa, ha impedido garantizar un marco regulatorio estable, necesario para el correcto desarrollo de una actividad como la eléctrica muy intensiva en inversión”*. Es más, en dicho preámbulo se habla de *“insostenibilidad económica del sistema eléctrico”* y se considera necesario llevar a cabo una reforma global del sector al objeto de *“garantizar la sostenibilidad del sistema a largo plazo y de resolver las señaladas deficiencias existentes en el funcionamiento del sistema”*.

2.2. El origen del déficit del sistema gasista

La Ley 34/1998 del sector de hidrocarburos tenía como uno de sus objetivos avanzar en la liberalización del sector gasista y recoger los avances habidos en dicha industria en la última década, haciéndolo compatible con un desarrollo homogéneo y coherente del sistema en todo el territorio nacional. Cabe destacar que entre 1990 y 1998 la demanda de gas más que se triplicó, el número de municipios gasificados se multiplicó por dos, y el número de consumidores se incrementó un 80%. Con la entrada en vigor de la Ley de Hidrocarburos, el sector gasista continuó con su fuerte crecimiento, lo cual se reflejó en un fuerte incremento de la demanda, que pasó de 150 TWh en 1999 a casi 450 TWh en 2008 (Gráfico 6). Por segmentos, se incrementó la demanda tanto a nivel doméstico/comercial como industrial, pero el mayor aumento fue en generación eléctrica, donde el fuerte desarrollo de los ciclos combinados incrementó la demanda en generación de 5 TWh en 1998 a 200 TWh en 2008.

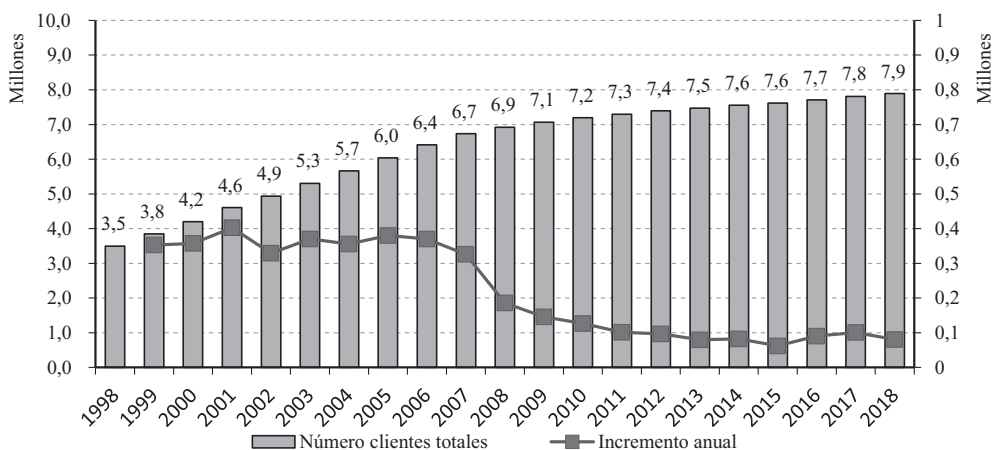
Gráfico 6
Evolución de la demanda de gas por segmento, 1999-2018



Fuente: SEDIGAS.

Por su parte, el número de consumidores de gas se duplicó entre 1998 y 2008, pasando de 3,5 a 6,9 millones de consumidores (Gráfico 7).

Gráfico 7
Evolución del número de consumidores, 1998-2018

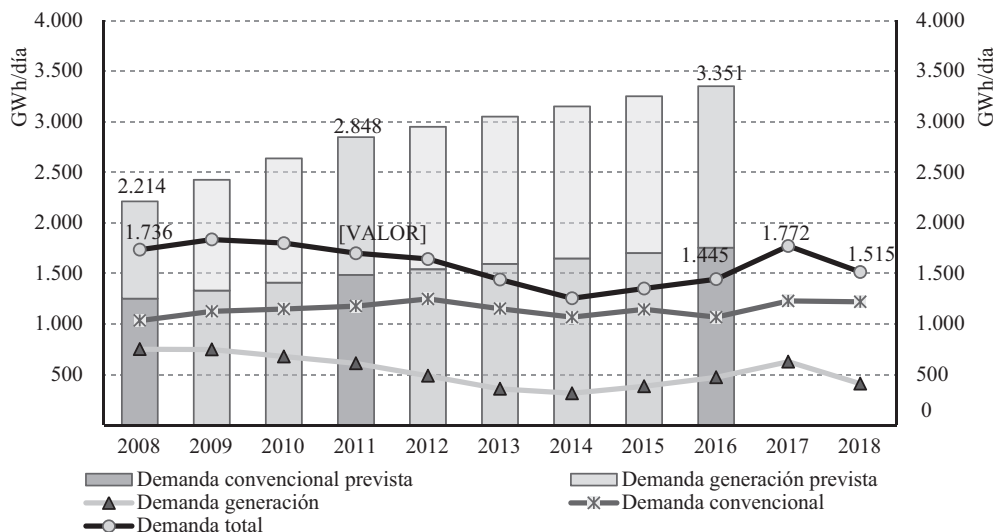


Fuente: SEDIGAS.

Este fuerte crecimiento del gas en España vino acompañado de un significativo desarrollo de infraestructuras durante este periodo, tal y como se recogió en la Planificación 2002-2011. Se incrementaron los puntos de entrada al sistema gasista, se ampliaron los existentes y se desarrollaron redes de transporte para conectar los puntos de entrada con la demanda final. Este desarrollo de infraestructuras supuso un incremento de los costes regulados del sistema gasista, que vino acompañada de un aumento significativo de los ingresos procedentes de los nuevos consumidores y de una mayor demanda (se gasificaron un número importante de nuevos municipios, principalmente los de mayor densidad de población y climatología más adversa). Cabe señalar que la principal parte de los ingresos regulados procede de los consumidores domésticos y que estos se duplicaron en dicho periodo.

Esta situación de crecimiento y equilibrio del sistema gasista se rompe a partir de 2008. En mayo de 2008 se aprobó la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. En la parte gasista dicha planificación incluía una previsión de demanda punta diaria que era excesivamente optimista a pesar de la evolución reciente del sector. Como ejemplo cabe señalar que la demanda punta prevista para 2011 (2.848 GWh/día) se situó un 53% por encima de la observada en dicho año (Gráfico 8). En 2016 la diferencia fue aún superior, la demanda punta prevista según la planificación 2008-2016 (3.351 GWh/día) fue un 150% superior a la observada (1.445 GWh/día). El error de estimación de la demanda punta se produjo en la demanda convencional y, con mayor intensidad, en la demanda en generación. De ese modo, en 2016 la demanda punta convencional fue ligeramente superior a 1.000 GWh/día mientras que la prevista en la planificación era un 70% superior (1.755 GWh/día). Por su parte, la demanda punta en generación se situó en aproximadamente 400 GWh/día en 2016, mientras que la demanda punta prevista en generación en la planificación fue de 1.596 GWh/día, esto es, casi cuatro veces superior.

Gráfico 8
Demanda punta observada y previsión, 2008-2018

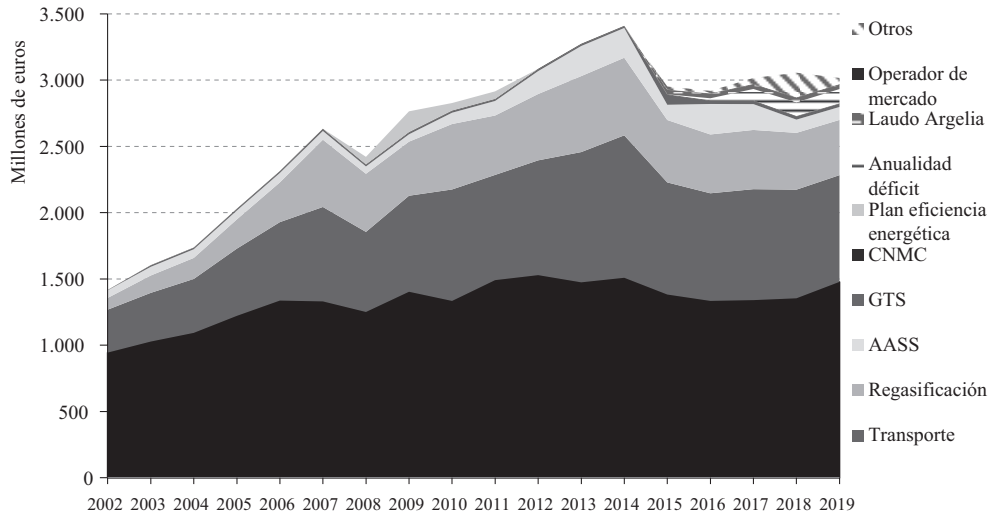


Fuente: Documento de Planificación 2008-2016; El sistema gasista español – Informes 2009 a 2018. ENAGAS.

Nota: se han interpolado columnas entre las previsiones para 2008, 2011 y 2016.

Para atender el fuerte incremento de la demanda punta diaria gasista previsto en la planificación 2008-2016 se produjo un fuerte desarrollo de las infraestructuras de entrada al sistema y de la red de transporte. En particular, dicha planificación preveía inversiones medias anuales de 1.136 M€ para el periodo 2008-2016, frente a las inversiones medias anuales de 294 M€ y 652 M€ observadas en los periodos 2000-2003 y 2004-2007. Esto supuso un fuerte incremento de los costes regulados a medida que dichas infraestructuras fueron entrando en servicio. Como se observa en el Gráfico 9, los costes regulados del sistema gasista pasaron de, aproximadamente, 2.500 M€ en 2008 a situarse por encima de los 3.400 M€ en 2014. Sin embargo, y a diferencia de la década anterior, esta vez el incremento de costes no vino acompañado de un incremento simultáneo y significativo de la demanda y puntos de suministro. Como se observa en el Gráfico 6, la demanda de gas pasó de 449 TWh en 2008 a 301 TWh en 2014 (-33%). Por segmentos, la principal caída fue en generación eléctrica, que pasó de 188 TWh en 2008 a 52 TWh en 2014. A nivel industrial la demanda de gas ha permanecido aproximadamente constante (197 TWh en 2008 y 195 TWh en 2014). Sin embargo, también se produjeron caídas en el consumo de gas a nivel doméstico/comercial, pasando de 60 TWh en 2008 a 49 TWh en 2014.

Gráfico 9
Evolución de los costes regulados del sistema gasista, 2002-2019



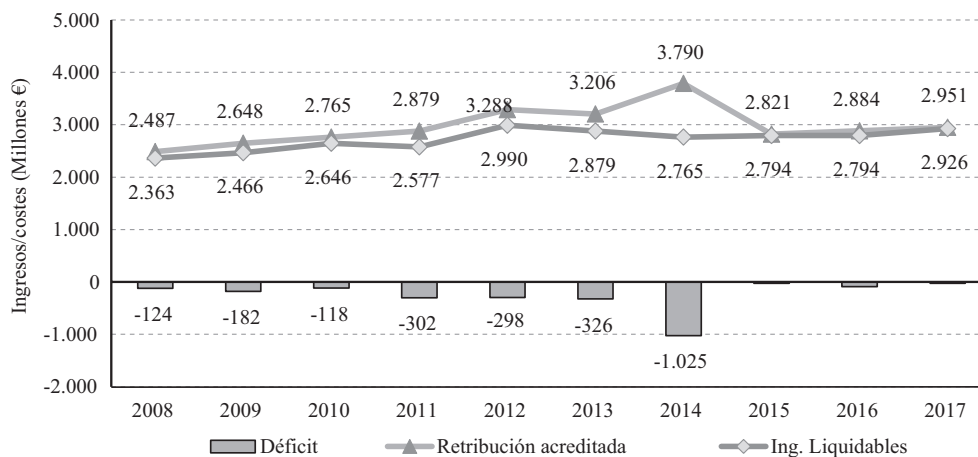
Fuente: Memoria de las Propuestas de Órdenes por las que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

Nota: no incluye los desvíos registrados en las liquidaciones de ejercicios anteriores.

Adicionalmente, el incremento de puntos de suministro se ralentizó significativamente. Como se observa en el Gráfico 7, durante el periodo 1999-2007 se producía un incremento anual de entre 300.000 y 400.000 puntos de suministro (360.000 nuevos puntos de suministro en media en el periodo). A partir de 2008 se produjo una caída hasta cifras en el entorno de 100.000 nuevos puntos de suministro al año.

Como resultado del incremento de costes regulados, la caída de la demanda y la ralentización en la captación de nuevos suministros se produjo un déficit acumulado creciente entre 2008 y 2014 que alcanzó en dicho año los 1.025 M€ (Gráfico 10). Esta cantidad representaba, aproximadamente, la tercera parte de los costes regulados en esta actividad. Por tanto, el nivel de endeudamiento del sistema gasista ha sido bastante inferior en términos relativos al del sistema eléctrico. Sin embargo, es llamativo que un sector con un fuerte crecimiento de demanda y consumidores sufriese un desequilibrio de esa magnitud en un espacio tan corto de tiempo.

Gráfico 10
Evolución del déficit acumulado 2008-2014, y desajuste anual en 2015, 2016 y 2017



Nota: El importe de 1.025 M€ de 2014 no se trata de la deuda generada únicamente en ese ejercicio, sino que es el acumulado de las cantidades deficitarias generadas hasta ese año. Por su parte, el desajuste correspondiente al año 2015, 2016 y 2017 es el generado dentro del propio ejercicio.

Fuente: CNMC, Liquidaciones de las actividades reguladas del sector del gas natural, 2008-2017.

3. Cambios regulatorios para corregir el déficit de tarifa

3.1 Cambios regulatorios introducidos en el sector eléctrico

Debido al fuerte desequilibrio entre los ingresos y costes del sistema eléctrico, entre 2012 y 2013 se aprobó numerosa normativa con el objeto de corregir el déficit tarifario en el sector eléctrico. Entre esta normativa cabe destacar la siguiente:

- La Ley 15/2012 de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, que introdujo nuevas Gráficos impositivas, siendo la más relevante el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica.
- El Real Decreto-ley 13/2012, que estableció medidas que afectaron principalmente a la retribución de la distribución, al transporte, a los pagos por capacidad, a la interrumpibilidad, y al mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro.
- El Real Decreto-Ley 20/2012, que introdujo medidas destinadas a corregir el déficit tarifario que aplicaron principalmente al transporte eléctrico y las actividades extrapeninsulares.
- El Real Decreto-ley 9/2013 que junto con el Real Decreto 1047/2013 y el Real Decreto 1048/2013 introdujeron un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de energías renovables, cogeneración y residuos, y una nueva metodología de retribución de las activi-

dades reguladas de transporte y distribución basada en los costes necesarios para realizar una actividad de bajo riesgo por una empresa eficiente y bien gestionada.

- Finalmente, el 26 de diciembre de 2013 se aprobó la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, que tiene entre sus objetivos el de garantizar el suministro eléctrico asegurando la sostenibilidad económica y financiera del sistema, permitiendo a su vez un nivel de competencia efectiva y dentro de los principios de protección medioambiental. El Título III de dicha Ley introduce, entre otras, medidas para garantizar que los ingresos del sistema sean suficientes para satisfacer la totalidad de los costes, requiere establecer una contrapartida en caso de introducir medidas que reduzcan los ingresos o incrementen los costes (además define de forma exhaustiva el listado de costes regulados del sistema eléctrico), y si al cierre del ejercicio se producen desajustes anuales superiores al 2% de los ingresos previstos para el ejercicio o acumulados superiores al 5%, se establece la corrección automática vía incrementos de peajes. Además, si se producen superávits no permite bajar cargos² mientras el sistema siguiese teniendo deuda pendiente de pago. También se establece un seguimiento de la evolución prevista de ingresos y costes a medio plazo para prever cualquier potencial desajuste en las cuentas. Por último, se fijan los sujetos que financian los posibles desajustes temporales y el derecho a percibir la financiación aportada, junto con los intereses en condiciones equivalentes a las de mercado, en las liquidaciones de los cinco años siguientes.

3.2. Cambios regulatorios introducidos en el sector gasista

De forma similar al sector eléctrico, en el sector gasista el Real Decreto-ley 13/2012 introdujo varias medidas al objeto de corregir los desajustes entre ingresos y costes: en primer lugar paralizó la autorización y puesta en servicio de nuevas plantas de regasificación en territorio peninsular con el fin de no poner en peligro el equilibrio técnico de las plantas en operación; limitó la construcción de nuevas infraestructuras de transporte de gas a aquellas necesarias para mantener los compromisos internacionales vinculantes derivados de la construcción de interconexiones gasistas, así como para atender a nuevos consumidores de gas siempre que esto no conllevara costes añadidos al sistema; y adaptó el régimen retributivo de los almacenamientos subterráneos con puesta en servicio a partir de 2012 (se completó con las medidas incluidas en la Orden IET/849/2012).

El Real Decreto-ley 13/2012 fue un primer paso en aras a alcanzar la suficiencia de ingresos para cubrir los costes, si bien la propia norma reconocía la necesidad de acometer una reforma más profunda en el sector. Dicha reforma se produjo el 4 julio de 2014 con la aprobación del Real Decreto-ley 8/2014, que posteriormente se convalidó y tramitó a través de la Ley 18/2014 de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

² La Ley 24/2013 introdujo la clarificación de costes del sistema. En particular, a partir de entonces se distingue entre los peajes de acceso (que financian los costes de acceso a redes de transporte y distribución) y los cargos (que financian otras partidas de costes, tales como el régimen retributivo específico de RECORE, el extracoste de generación en territorios no peninsulares o las anualidades del déficit, entre otras). Ambas partidas se integran en los peajes de acceso que pagan los consumidores.

En materia energética se adoptaron una serie de medidas dirigidas a garantizar la sostenibilidad económica del sistema gasista incluyendo, entre otras, las siguientes:

- Se establece que los ingresos del sistema serán destinados exclusivamente a sostener las retribuciones propias de las actividades reguladas destinadas al suministro de gas y se garantiza el principio de suficiencia de ingresos para cubrir costes. Anualmente se aprobará por Orden del Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO) previo informe de la CNMC, una previsión de la evolución de los costes e ingresos para los seis siguientes años.
- Toda medida que suponga un incremento de coste o una reducción de ingresos debe ir acompañada por otra medida que suponga una reducción de costes o un incremento de los ingresos, a efectos de garantizar el equilibrio financiero del sistema. Además, el listado de costes regulados queda definido en la propia Ley.
- Se define el desajuste como la diferencia negativa entre ingresos y costes de un ejercicio y se limita el nivel de desajuste anual del ejercicio (excluido el déficit a 31 de diciembre de 2014): cuando el desajuste supere el 10% de los ingresos liquidables del ejercicio (o cuando la suma del desajuste anual y las anualidades reconocidas pendientes de amortizar supere el 15%), los peajes y cánones del ejercicio siguiente serán incrementados automáticamente para absorber la cuantía que exceda el límite. Además, en tanto existan anualidades pendientes de amortizar de años anteriores, los peajes y cánones no podrán ser revisados a la baja. Adicionalmente se establecen los sujetos que financian los posibles desajustes temporales y el derecho a percibir la financiación aportada, junto con los intereses en condiciones equivalentes a las de mercado, en las liquidaciones de los cinco años siguientes (15 años en el caso del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014).
- Se revisan los marcos retributivos de las actividades reguladas considerando los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada de acuerdo con el principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.

4. Resultados de las medidas: situación actual y perspectivas

4.1. Resultados en el sector eléctrico

Tras los cambios introducidos en 2013 en la retribución de las distintas actividades reguladas, los costes del sector eléctrico se redujeron significativamente en 2014, principalmente los correspondientes a la retribución de la generación a partir de energías renovables, cogeneración y residuos (ver Gráfico 1). Esa reducción se fundamentó en las modificaciones reglamentarias señaladas en el apartado anterior, que en el caso de las RECORE tenían como elemento principal la sustitución del régimen de primas por una retribución basada en la rentabilidad razonable de una empresa eficiente y bien gestionada.

Por su parte, los ingresos regulados evolucionaron al alza con la revisión de los peajes de mediados de 2013 y comienzos de 2014. Como resultado de lo anterior, la liquidación complementaria de la liquidación provisional nº 14 de 2013 del sector eléctrico, aprobada por la CNMC el 26 de noviembre de 2014, resultó en un superávit de 550,3 M€. Este fue el primer superávit del sistema eléctrico después de 14 años consecutivos de déficits. Posteriormente, las liquidaciones definitivas de 2015 a 2017 han mostrado superávits de 469,3 M€, 421,5 M€ y 150,5 M€ respectivamente (Gráfico 4). El superávit agregado que se ha generado entre 2014 y 2017 asciende a 1.591 M€. La previsión de cierre del ejercicio 2018 y 2019 de acuerdo con la propuesta de orden por la que se establecen los peajes de energía eléctrica para 2019 es de +43,7 M€ en 2018 y +18,7 M€ en 2019.

Por otra parte, el nivel de endeudamiento del sistema eléctrico español se ha reducido desde 2013 hasta la actualidad, pasando de 28.771 M€ a finales de 2013 a los 18.852 M€³ a 31 de diciembre de 2018 (-34% respecto a 2013). Aun así, la anualidad de la deuda del sistema eléctrico alcanza los 2.740 M€ en 2019, representando el 15,2% del total de costes regulados del sistema. Por otra parte, a pesar de que la evolución de los mercados financieros ha permitido reducir el coste de la deuda (por ejemplo, el tipo de interés aplicado a finales de 2013 en el cálculo de la anualidad para 2014 de los derechos de cobro cedidos a FADE era del 4,77%, pasando al 2,79% en 2019), cabe recordar que en 2019 son costes del sistema casi 500 M€ en intereses como parte de dicha anualidad. En este sentido, cabe recordar que la CNMC se ha pronunciado en sucesivas ocasiones a favor de emplear el superávit del sistema eléctrico para amortizar de forma anticipada parte de la deuda del sistema eléctrico, con el consiguiente ahorro de costes para el consumidor al disminuir el servicio de la deuda. Sin embargo, desde el año 2014 se ha empleado dicho superávit en devolver las cantidades financiadas por las sociedades o grupos de sociedades en concepto de bono social del ejercicio 2014 así como los intereses legales correspondientes (202 M€), y las cantidades correspondientes a los ejercicios 2015 y 2016 y sus intereses (316,6 M€) en aplicación de los establecido en la Orden ETU/1288/2017 y la Orden ETU/929/2017. Adicionalmente se han trasferido 120 M€ al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía para instrumentar un sistema de ayudas a la inversión en instalaciones de producción de energía a partir de fuentes renovables en territorios no peninsulares (Orden TEC/1302/2018 y Orden TEC/1314/2018) y se han abonado 11,2 M€ en concepto de complemento de eficiencia para plantas de tratamiento de purines con cargo al superávit eléctrico en ejecución de lo previsto en la Orden TEC/1303/2018. Del importe del superávit generado, se ha aplicado un total de 649,7 M€, quedando un saldo en la cuenta específica en la que el superávit está depositado de 941,3 M€ más los intereses generados. Por último, cabe recordar que el equilibrio entre ingresos y costes regulados previsto para el ejercicio 2019 en la Orden TEC/1366/2018 se consigue empleando, aproximadamente, 450 M€ de dicho superávit.

Para valorar cuál puede ser **la evolución de los ingresos y costes del sistema eléctrico en los próximos años** es necesario, en primer lugar, distinguir entre la retribución de las redes de transporte y distribución (aproximadamente 7.200 M€ en 2019) y el resto de costes de acceso del sistema (aproximadamente 10.500 M€ en 2019). El Real Decreto-ley 1/2019

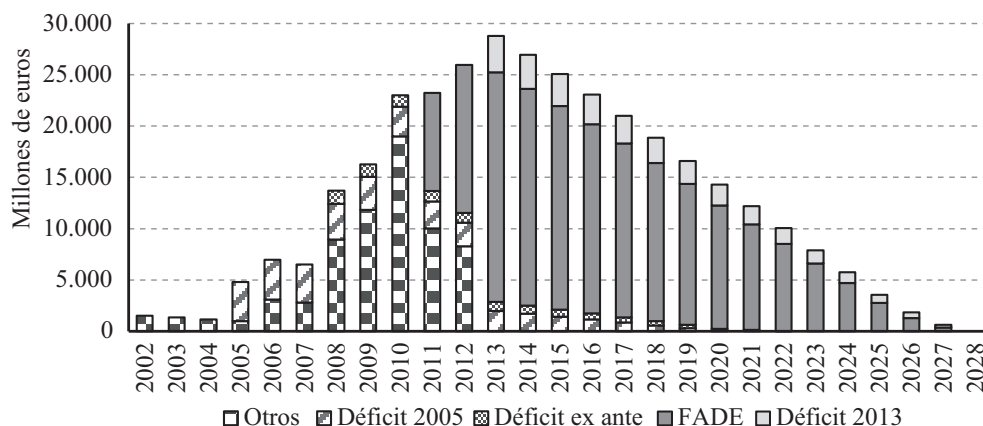
³ Incluye cuatro derechos de cobro con los siguientes saldos vivos a 31 de diciembre de 2018 y tipos de interés previsto para 2019: FADE, 15.398 M€ (2,787%); Déficit 2013, 2.470 M€ (2,195%); Déficit ex ante, 417 M€ (0,330%) y Déficit 2005, 566 M€ (-0,320%).

establece que la CNMC aprobará la metodología, los parámetros retributivos, la base regulatoria de activos y la remuneración anual de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica. Dichos costes se recuperarán a través de los peajes de transporte y distribución, cuya metodología, estructura y valores concretos aprobará la CNMC. Por su parte, el MITECO establecerá la estructura de los cargos, su metodología y sus valores.

La CNMC ha venido elaborando a lo largo de 2019 un amplio conjunto de propuestas de circulares, remitidas al Consejo de Estado. En particular, deben referirse la propuesta de Circular de la CNMC por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, la propuesta de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica y la propuesta de Circular por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural. De acuerdo con la memoria económica de las propuestas de circular remitidas al Consejo de Estado, se espera una reducción en los costes de estas actividades para el periodo 2020-2025. En particular, la retribución anual del transporte (1.702 M€ en 2019) se reduciría un 7,3%, mientras que la retribución anual de la distribución (5.488 M€ en 2019) se reduciría un 4,7% en media en el periodo 2020-2025. Por consiguiente, de acuerdo con dichas propuestas provisionales, se produciría un descenso medio anual cercano 5,3% que se reflejaría en el peaje de transporte y distribución, cuya metodología había finalizado el trámite de audiencia en octubre de 2019

Por lo que se refiere a los costes recogidos en los cargos, de cara al siguiente periodo hay dos aspectos importantes a destacar: el primero de ellos se refiere a la reducción paulatina del endeudamiento del sistema eléctrico (Gráfico 11), hasta su previsible desaparición en 2028.

Gráfico 11
Evolución de la deuda del sistema eléctrico, 2002-2028

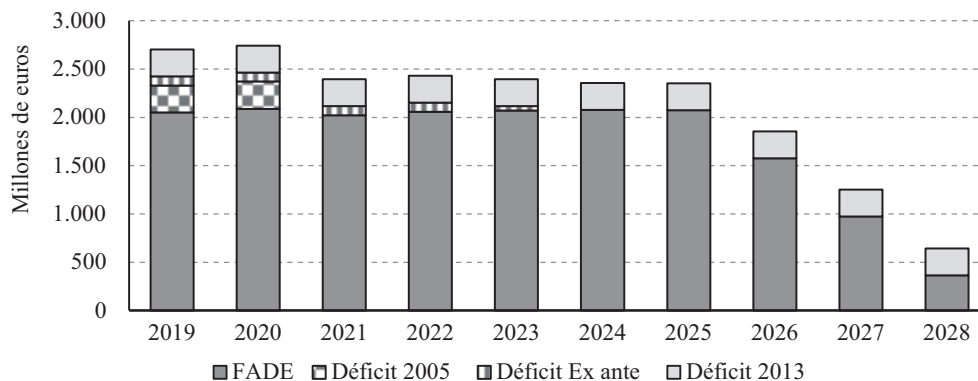


Fuente: Informe sobre la evolución de las cuantías asociadas al déficit eléctrico. CNMC, 28 abril 2016; Informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico y previsiones futuras, 13 de febrero 2019.

Como consecuencia de lo anterior, a medida que se amortizan en su totalidad los distintos derechos de cobro, se irán produciendo reducciones significativas en la anualidad de

la deuda. En particular, destacan los descensos de 2021 y 2026-2027 (Gráfico 12). En 2021 se estima que se reducirá la anualidad de la deuda en casi 350 M€ respecto al año anterior (-13%) debido a la amortización total del Déficit 2005. En 2026 se estima que la anualidad de la deuda se reduzca en 500 M€ (-21% respecto al año anterior), y en 600 M€ en 2027 (-33% respecto a 2026).

Gráfico 12
Evolución de la anualidad de la deuda del sistema eléctrico, 2019-2028



Fuente: Acuerdo por el que se emite informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico y previsiones futuras. CNMC, 13 de febrero de 2019.

El segundo aspecto a destacar dentro de los costes a recuperar por los cargos está en la retribución del RECORE. Esta se irá reduciendo paulatinamente a lo largo de la próxima década como consecuencia de la salida de la retribución regulada de instalaciones que ya han cumplido su vida útil regulatoria, pasando de 7.081 M€ en 2019 a, aproximadamente, 6.000 M€ en 2020. Posteriormente seguirá disminuyendo hasta situarse en 2028 por debajo de los 5.000 M€.

Por lo que se refiere a la posible evolución de los ingresos regulados, habrá que valorar el impacto que tiene el desarrollo del autoconsumo sobre los ingresos de acceso del sistema tras las medidas recogidas en el Real Decreto-ley 15/2018 y el Real Decreto 244/2019. Igualmente es de esperar una mayor participación del consumidor en lo que se refiere a elección del grupo tarifario y optimización de potencia (tras los cambios introducidos en el Real Decreto-ley 15/2018), modificaciones de sus pautas de consumo con la reciente finalización del plan de implementación de contadores inteligentes, así como el desarrollo de nuevos productos y servicios por parte de los comercializadores/agregadores que se adapten a las necesidades del consumidor (*demand response*).

Finalmente, respecto a los ingresos fiscales procedentes de la Ley 15/2012 cabría esperar a futuro alguna modificación en dicha normativa, con el objeto de adaptar la fiscalidad medioambiental a los objetivos de política energética adoptados recientemente.

En todo caso, para que estas modificaciones las perciba íntegramente el consumidor es importante que, además de que la CNMC apruebe su circular de peajes de transporte y distribución, el MITECO apruebe la correspondiente circular de cargos de forma que el peaje

que pague el consumidor sea la suma de ambas partidas. Esto permitirá que el consumidor reciba las señales de precios adecuadas, pagando únicamente por los costes que su consumo genera en cada momento al sistema y, por consiguiente, tomando decisiones eficientes de consumo.

4.2. Resultados en el sector gasista

Tras los cambios introducidos en 2014 por el Real Decreto-ley 8/2014 en la retribución de las distintas actividades reguladas, los costes del sector gasista se redujeron en, aproximadamente, 238 M€/año, siendo el transporte con 97 M€ y la distribución con 110 M€ las actividades con un mayor ajuste (Gráfico 9). Sin embargo, entre 2015 y 2017 los ingresos netos liquidables evolucionaron por debajo de lo esperado, en particular en 2016 con un descenso de, aproximadamente, el 3% respecto a los ingresos de 2015, año donde los ingresos también se habían situado por debajo de los observados en años anteriores. Como resultado de lo anterior, las liquidaciones de cierre de 2015 a 2017 han mostrado ligeros desajustes de -27 M€, -90 M€ y -25 M€ respectivamente (Gráfico 10). De acuerdo con los datos de la liquidación provisional nº14 de 2018, aprobada por la CNMC el 9 de abril de 2019, se observa un desvío positivo de 30 M€ entre los ingresos netos liquidables y la retribución acreditada, por lo que a priori podría finalizarse el ejercicio 2018 con superávit. La previsión de cierre del ejercicio 2019 de acuerdo con la propuesta de Orden TEC/1367/2018 es de +5,4 M€. Cabe señalar que el resultado de 2018 y 2019 se ha visto favorecido porque ya no se incluye en el escandallo de costes la anualidad correspondiente al almacenamiento subterráneo Castor ni los gastos de operación y mantenimiento del almacenamiento.

Para valorar cuál puede ser **la evolución de los ingresos y costes del sistema gasista en los próximos años** es necesario tener en cuenta que el actual periodo regulatorio finaliza el 31 de diciembre de 2020. Dado que la retribución a la inversión de las instalaciones de la red básica del sistema de gas natural se calcula a partir de su valor neto de acuerdo con lo establecido en la Ley 18/2014, la evolución de la retribución de estas instalaciones actualmente en servicio, es decreciente en el tiempo. Por otra parte, en 2020 ya no se incluirán los costes correspondientes al Laudo de Argelia (aproximadamente 33 M€ anuales) que se han venido pagando en los últimos 5 años.

Para el periodo regulatorio 2021-2026 cabe señalar que la CNMC es responsable de establecer el marco retributivo de las actividades reguladas del sistema gasista (a excepción de los almacenamientos subterráneos) de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto-ley 1/2019. Por su parte, el Gobierno establecerá la metodología para el cálculo de los cánones de los servicios básicos de acceso a los almacenamientos subterráneos, para el cálculo de la retribución de los almacenamientos subterráneos básicos, así como para el cálculo de los cargos destinados a financiar otros costes regulados que no estén asociados al uso de las instalaciones.

En relación a la retribución de la regasificación, del transporte y de la distribución de gas, en octubre de 2019 había finalizado el trámite de audiencia del borrador de Circular de la CNMC por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de GNL para el periodo regulatorio comprendido entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2026, y del borrador de Circular por el

que se establece la metodología de retribución de la distribución de gas para el mismo periodo. Asimismo, el borrador de Circular por la que se establece la tasa de retribución financiera de estas actividades para dicho periodo ya ha sido remitido a Consejo de Estado. De acuerdo con la memoria económica de las circulares sometidas a trámite de audiencia, se espera una reducción de la retribución de la distribución de gas de 255 M€/año en media para el periodo 2020-2025. La reducción prevista de la retribución en el transporte y regasificación es de 191 M€/año y 49 M€/año respectivamente para dicho periodo. Por consiguiente, habría una reducción media anual cercana a los 400 M€ para unas actividades que en su conjunto tienen una retribución de, aproximadamente, 2.700 M€ en 2019. Este descenso de la retribución se reflejará en los peajes por los distintos servicios prestados en las plantas de regasificación, y en los peajes de transporte y distribución, cuya metodología también se sometió al trámite de audiencia.

Por lo que se refiere a los costes recogidos en los cargos, cabe señalar que en el sector gasista, a diferencia del sector eléctrico, su peso en relación al conjunto de costes regulados es moderado. En particular, los cargos incluyen únicamente la anualidad correspondiente a los desajustes temporales, la tasa de la CNMC, el coste diferencial del suministro de gas manufacturado en territorios insulares sin conexión con la red de gasoductos o de instalaciones de regasificación, las medidas de gestión de la demanda, y la retribución de MIBGAS, salvo en aquellos aspectos retributivos cuya aprobación se designe al regulador nacional mediante disposiciones aprobadas por la Comisión Europea. Cabe señalar que en el escándalo de costes de la Orden TEC/1367/2018 se recoge de forma agregada 107,2 M€ correspondientes al déficit 2014 (78,1 M€) y a los desajustes 2015 (5,6 M€), 2016 (18,5 M€) y 2017 (5,0 M€). Esta partida irá decreciendo a medida que se paguen íntegramente los desajustes 2015-2017 en 2021, 2022 y 2023 respectivamente, y el déficit 2014 (que finaliza su pago en 2031).

En todo caso, cabe recordar que está pendiente por resolverse la situación del almacenamiento subterráneo de Castor después de que el 21 de diciembre de 2017 el Tribunal Constitucional declarara inconstitucionales y nulos los artículos 4 a 6, así como el artículo 2.2, la disposición adicional primera y la disposición transitoria primera del Real Decreto-ley 13/2014. Por otra parte, pueden surgir costes derivados de la posible hibernación definitiva del almacenamiento y de su desmantelamiento.

5. La transición energética y el equilibrio económico-financiero

El sector energético, tanto en España como a nivel europeo, se encuentra ante un proceso de transición, que supone uno de los retos más relevantes a abordar a lo largo de las próximas décadas. Este proceso tiene como precedentes más recientes el Acuerdo de París, firmado en diciembre de 2015 y ratificado por la Unión Europea en 2016 y por España en 2017; y el “Paquete de invierno: energía limpia para todos los europeos”, presentado por la Comisión Europea a finales de 2016 y que tiene como objetivo la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (al menos un 40% respecto a 1990), aumentar la proporción de renovables en el consumo total de energía final (32% para toda la UE), y mejorar la eficiencia energética en el horizonte 2030 (un 32,5%). Finalmente, cabe destacar que la Comisión Europea actualizó el 28 de noviembre de 2018 su hoja de ruta hacia una descarbonización de la economía con la intención de convertir a la Unión Europea en neutra en carbono en 2050.

Dentro del mencionado “paquete de invierno”, la Unión Europea demanda a cada Estado miembro la elaboración de un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, así como una Estrategia de Bajas Emisiones a Largo Plazo (2050). El Borrador de Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 presentado por cada Estado miembro sirve a la Comisión para determinar el grado de cumplimiento de los objetivos de la Unión en su conjunto.

En febrero de 2019, el Gobierno de España presentó el borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) a 2030. El PNIEC constituye un ambicioso esfuerzo en la lucha contra el cambio climático con objetivos que van más allá de lo requerido por la Unión Europea para 2030. Este Plan se basa en tres pilares principales: un aumento de la eficiencia energética del país que reduce la demanda total de energía; una importante sustitución de combustibles fósiles por otros autóctonos (energías renovables fundamentalmente); y la electrificación de la economía.

Por lo que se refiere al impacto económico, la inversión total que va a movilizar el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, 2021-2030, se estima en 236.000 millones de euros a lo largo de esa década que se repartirían de la siguiente manera: ahorro y eficiencia, 37% (86.476 M€); renovables, 42% (101.636 M€); modernización de redes de transporte y distribución y electrificación, 18% (41.846 M€); resto medidas, 3% (6.166 M€). De estas inversiones totales, 195.310 M€ (el 83% del total) serían inversiones adicionales con respecto al escenario tendencial⁴.

Por otra parte, de acuerdo con el PNIEC, la economía se electrifica con mayor intensidad gracias a las medidas introducidas en el plan y en el escenario objetivo, el consumo de electricidad crece un 7% en la década, frente a un 3% en el escenario tendencial. El consumo final de electricidad pasa de representar un 24% del mix de energía final en 2015 al 27% en 2030.

Por consiguiente, durante la próxima década se espera un incremento significativo de las inversiones en redes de transporte y distribución de electricidad, así como un crecimiento del consumo de electricidad en algo más del doble del que se produciría en un escenario tendencial. Por consiguiente, es importante que durante este periodo 2021-2030 se siga manteniendo el principio de sostenibilidad económico-financiera como principio rector del sistema eléctrico español. Adicionalmente, para lograr la adecuada transición hacia un sistema eléctrico descarbonizado, es fundamental que las tarifas eléctricas den señales económicas a los consumidores que reflejen los costes que genera cada consumidor al sistema y el valor de los servicios prestados. Cabe recordar, como se recoge en el documento de la Comisión de Expertos de Transición Energética⁵, que *“unos peajes mal diseñados pueden provocar diversos efectos negativos como, por ejemplo, discriminar a unos consumidores frente a otros o inducir a los consumidores a sustituir erróneamente energía barata por energía cara”*, incurriendo en todos los casos en una *“ineficiencia asignativa y, en consecuencia, en una pérdida de bienestar social.”* En este sentido, y tal y cómo ha señalado el Instituto de In-

⁴ El escenario tendencial es el que existiría sin la implementación de las medidas y propuestas incluidas en el PNIEC.

⁵ Comisión de expertos de transición energética. Análisis y propuestas para la descarbonización, 19 de marzo de 2018. Página 327.

vestigación Tecnológica de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería-ICAI⁶, *“es de señalar adicionalmente la importancia de definir bien estas señales de precios y cargos, junto con las imposiciones fiscales, dada la competencia creciente en este proceso de transición entre las diferentes fuentes de energía y soluciones tecnológicas para suplir las necesidades de los consumidores”*.

Por último, cabe destacar que la ejecución de este Plan Nacional Integrado de Energía y Clima transformará significativamente el sistema energético español, tradicionalmente dependiente de las importaciones de gas y petróleo, hacia una mayor autosuficiencia energética sobre la base de aprovechar el potencial renovable, particularmente, el solar y el eólico. Esta transformación favorecerá la seguridad energética nacional al hacer a nuestro país menos dependiente de las importaciones de productos energéticos y, a su vez, supondrá una mejora significativa de la balanza comercial.

6. Conclusiones

Tras muchos años con desequilibrios entre los ingresos y costes regulados en el sector eléctrico y gasista, desde el año 2014 las cuentas del sector eléctrico están equilibradas, observándose incluso superávits de cierta cuantía en algunos años recientes; por su parte, es muy probable que 2018 sea el primer año en el que el sector gasista acabe con superávit tras más de una década donde los ingresos regulados no han sido suficientes para cubrir la totalidad de los costes regulados. A pesar de lo anterior, es necesario tener presente que el sistema eléctrico español tiene todavía una deuda de 18.852 millones de euros (saldo a 31 de diciembre de 2018) y que se tardará casi una década en terminar de pagarla. Por su parte, el saldo vivo de los desajustes 2015-2017 y déficit 2014 del sector gasista alcanzaba en su conjunto los 992 millones de euros a 31 de diciembre de 2018. Este elevado endeudamiento del sector eléctrico y gasista viene derivado de determinadas decisiones regulatorias adoptadas en el pasado que generaron que los ingresos y costes de las actividades reguladas se desacoplasen durante varios ejercicios.

Por consiguiente, es importante que en el contexto actual de transición energética que conllevará un esfuerzo inversor sin precedentes en los distintos eslabones de la cadena de valor del sector energético y, en particular, en la modernización de redes de transporte y distribución de energía eléctrica, el principio de sostenibilidad económica y financiera siga siendo un principio rector de las actuaciones de las Administraciones Públicas y demás agentes del sector, de forma que se pueda descartar la acumulación de desequilibrios entre ingresos y costes regulados como ocurrió en el pasado.

⁶ Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI), Instituto de Investigación Tecnológica: El Sector Eléctrico Español del Futuro: Retos y Políticas. Diciembre 2018. Página 80.