

El Sistema Gasista Español

Informe 2015





Los datos relativos a 2015
contenidos en este informe podrían
experimentar pequeñas variaciones
tras el cierre contable del año.

El Sistema Gasista Español

Informe 2015







Índice

01 Resumen de
movimiento de gas
pág. 8

02 Demanda de gas
natural
pág. 16

03 Aprovisionamientos
de GN y GNL
pág. 52

04 Plantas de
regasificación
pág. 62

05 Conexiones
internacionales
pág. 88

06 Almacenamientos
subterráneos
pág. 96

07 Transporte
de gas
pág. 104

08 Desarrollo
legislativo
pág. 112

09 Subastas
y mercados
pág. 130

TWh demanda gasista nacional
254 TWh demanda convencional
61 TWh entregas para generación eléctrica

315

crecimiento de las entregas
para generación eléctrica

+18,2%

aprovisionamientos en forma de GN. Por tercer año
consecutivo, la cuota de GN superó a la de GNL

58%

países suministraron gas natural al Sistema Gasista español.
Alto grado de diversificación

8

buques metaneros descargaron
en las plantas del Sistema

203

TWh exportados a través de las conexiones internacionales
+28% vs. 2014

41

Datos clave

1^a **carga de buque** en la Planta de Bilbao
en mayo

27% **incremento de la producción** de las plantas
de regasificación

96.924 **transacciones** en el mercado secundario, que
acumularon un volumen de 438 TWh, el equivalente
al 118% de la demanda del Sistema **+15% vs. 2014**

11 **de mayo:** nuevo Sistema Logístico de Acceso
de Terceros a la Red: SL-ATR 2.0

1 **de noviembre:** inicio del nuevo día de gas, desde las 06:00 h
hasta las 06:00 h del día siguiente

16 **de diciembre:** comienzo de las sesiones de negociación
en el Mercado Organizado de Gas







Resumen de
movimiento de gas

01



En este informe se presentan los principales datos estadísticos de la evolución del Sistema Gasista español durante 2015.

- La **demanda nacional de gas natural** alcanzó los 315 TWh, lo que supuso un incremento del 4,4% respecto al ejercicio anterior. Los aumentos respecto a 2014 se registraron tanto en el sector convencional como en el eléctrico.
- La **demanda convencional de gas natural**, que engloba el consumo en hogares, comercios, industrias y cogeneraciones, fue de 254 TWh, un 1,6% superior a la de 2014.
- El aumento de consumo del sector convencional se debió, principalmente, al sector doméstico-comercial, que registró un crecimiento del 7% por un mayor uso de las calefacciones durante el primer trimestre del año, más frío que el de 2014.
- Las entregas de gas natural para **generación de electricidad** aumentaron un 18,2% respecto a 2014 debido, fundamentalmente, al descenso de la producción hidráulica y eólica.
- El **máximo de demanda nacional** de 2015 se produjo el 6 de febrero con 1.352 GWh/día. El mayor valor registrado de demanda convencional, 1.146 GWh/día, se alcanzó el 6 de febrero y el máximo de entregas de gas para generación eléctrica, 387 GWh/día, el 21 de julio.
- Al igual que en años anteriores, las comunidades autónomas con mayores consumos fueron Cataluña, Andalucía y la Comunidad Valenciana. En 2015 destacó la subida del consumo de gas en la mayoría de las comunidades autónomas.
- En el Sistema Gasista español, como en años anteriores, se mantuvo **un alto grado de diversificación** y se importó gas natural procedente de ocho países.
- Argelia se consolidó como principal proveedor del suministro gasista, seguido de Nigeria y del gas procedente de Europa a través de Francia.
- Por tercer año consecutivo, la cuota de gas natural (GN) superó a la de gas natural licuado (GNL): el 58% de las entradas se recibieron en forma de GN y el 42% en GNL.
- En el cómputo anual, las entradas al Sistema en forma de GN acumularon 213 TWh. Destacó el incremento del 5% de las importaciones a través de la Conexión Internacional de Almería.
- Las **descargas en las plantas de regasificación** alcanzaron los 152 TWh. Un total de 203 buques metaneros descargaron en las plantas del Sistema.
- Cada una de las terminales de regasificación, excepto la Planta de Huelva, recibió gas procedente de al menos cinco países distintos, lo que contribuyó a reforzar la seguridad de suministro del Sistema. Las plantas que acumularon un mayor número de descargas fueron Barcelona, seguida de Sagunto y Huelva.

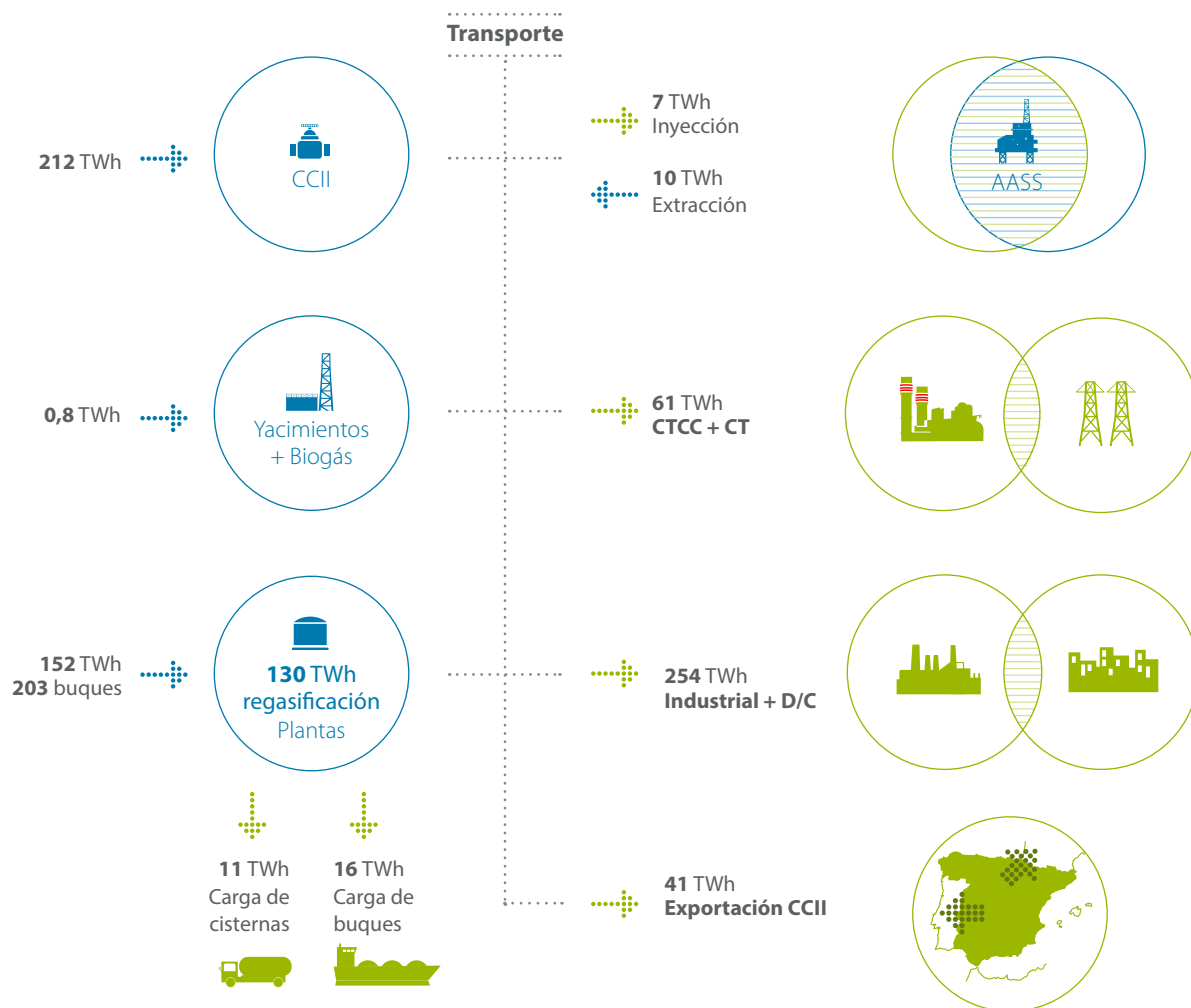


Puede acceder a información adicional sobre el Sistema Gasista español en el apartado de Gestión Técnica del Sistema de la web de Enagás o haciendo [click aquí](#).



- En 2015 destacó el incremento de las **salidas por las interconexiones**. El balance global registró un incremento del 28%. Este crecimiento fue consecuencia, principalmente, del aumento de las salidas, tanto hacia Francia, donde crecieron más de un 100% respecto a 2014, como hacia Portugal.
- Durante 2015, la **capacidad total de almacenamiento subterráneo** se incrementó en 3.884 GWh, debido a la ampliación de Yela y a la finalización del mantenimiento realizado en Gaviota.
- La campaña de inyección comenzó el 1 de abril de 2015 y concluyó a finales de octubre. Durante este periodo, la inyección acumuló 7.126 GWh, de los que 1.234 GWh fueron destinados a la inyección de gas colchón del Almacenamiento Yela.
- La extracción acumulada en los almacenamientos fue de 10.344 GWh, un 140% más que en 2014.
- A lo largo de 2015, la ampliación e incorporación de nuevas infraestructuras contribuyó a la mejora de la seguridad en el Sistema Gasista español. Destacaron:
 - La Estación de Compresión de la Conexión Internacional de Euskadour, originando un incremento de la capacidad técnica entre España y Francia.
 - El Gasoducto Mariña-Lucense (Tramo II), con una presión máxima de servicio de 80 bar, una longitud de 14 km y un diámetro de 16".
 - El Gasoducto Son Reus-Inca-Alcudia, con una presión máxima de servicio de 80 bar, una longitud de 46 km y un diámetro de 10".
- A finales del año 2015, el Sistema Gasista español contaba con un total de **11.311 km de gasoductos** en transporte primario.
- Desde el 11 de mayo se encuentra operativo el **nuevo Sistema Logístico de Acceso de Terceros a la Red, SL-ATR 2.0**. Este sistema permite mejorar el intercambio de información entre los agentes del sector gasista, además de ofrecer aplicaciones con una interfaz renovada. La modernización tecnológica de esta herramienta ha permitido alcanzar una mayor eficiencia de los procesos de negocio, potenciar la explotación de información, mejorar la integración con otros sistemas y estandarizar la comunicación con el sector.
- El 1 de noviembre el **día de gas** pasó a tener un nuevo horario, desde las 6:00 h de la mañana hasta las 6:00 h de la mañana del día siguiente. Este cambio se produjo por la trasposición a nivel nacional del artículo 3 del código CAM (*Capacity Allocation Mechanisms*) y supuso el desarrollo de un importante proyecto de adaptación en procesos e integración de los servicios de información entre todos los agentes del Sistema Gasista y operadores internacionales.
- El 16 de diciembre, a las 8:30 h, comenzaron las sesiones de negociación de productos en la plataforma MIBGAS. Los productos a negociar fueron: intradiario (*Within-Day*), diario (*Day-Ahead*), resto de mes (*Balance of Month*) y mes siguiente (*Month-Ahead*). Las sesiones de negociación transcurrieron sin incidencias y las comunicaciones entre Enagás GTS y MIBGAS discurrieron con normalidad.
- En 2015, Enagás GTS, S.A.U. fue sometido, voluntariamente y por quinto año consecutivo, a revisión externa de su sistema de control de procesos en el ámbito de la Gestión de la Capacidad y Análisis de Viabilidades del Sistema y Seguridad del Suministro en el Sistema para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2014 y el 31 de diciembre de 2014.
- Esta revisión se efectuó conforme al estándar "*Statement on Standards for Attestation Engagements (SSAE) N° 16*". Puso de manifiesto que, con carácter general, y excepto por aspectos puntuales motivados por el proceso de evolución tecnológica, el entorno de control asociado a los procesos analizados presentó un funcionamiento adecuado que garantizó el cumplimiento de los objetivos de control definidos para ese periodo.

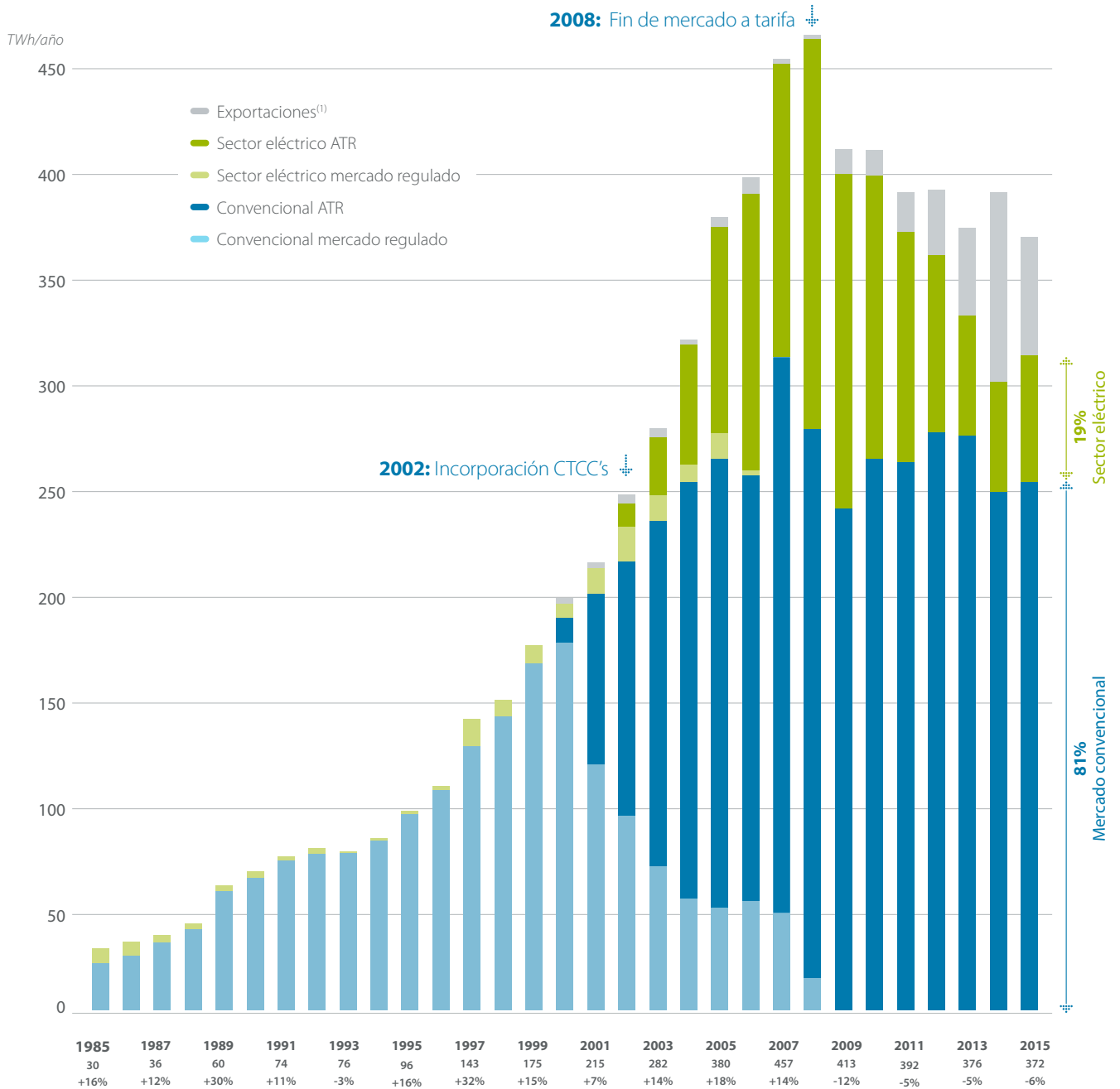
Cadena de valor del Sistema Gasista español en 2015



4,4%

La **demanda nacional de gas natural** alcanzó los 315 TWh, lo que supuso un incremento del 4,4% respecto al ejercicio anterior.

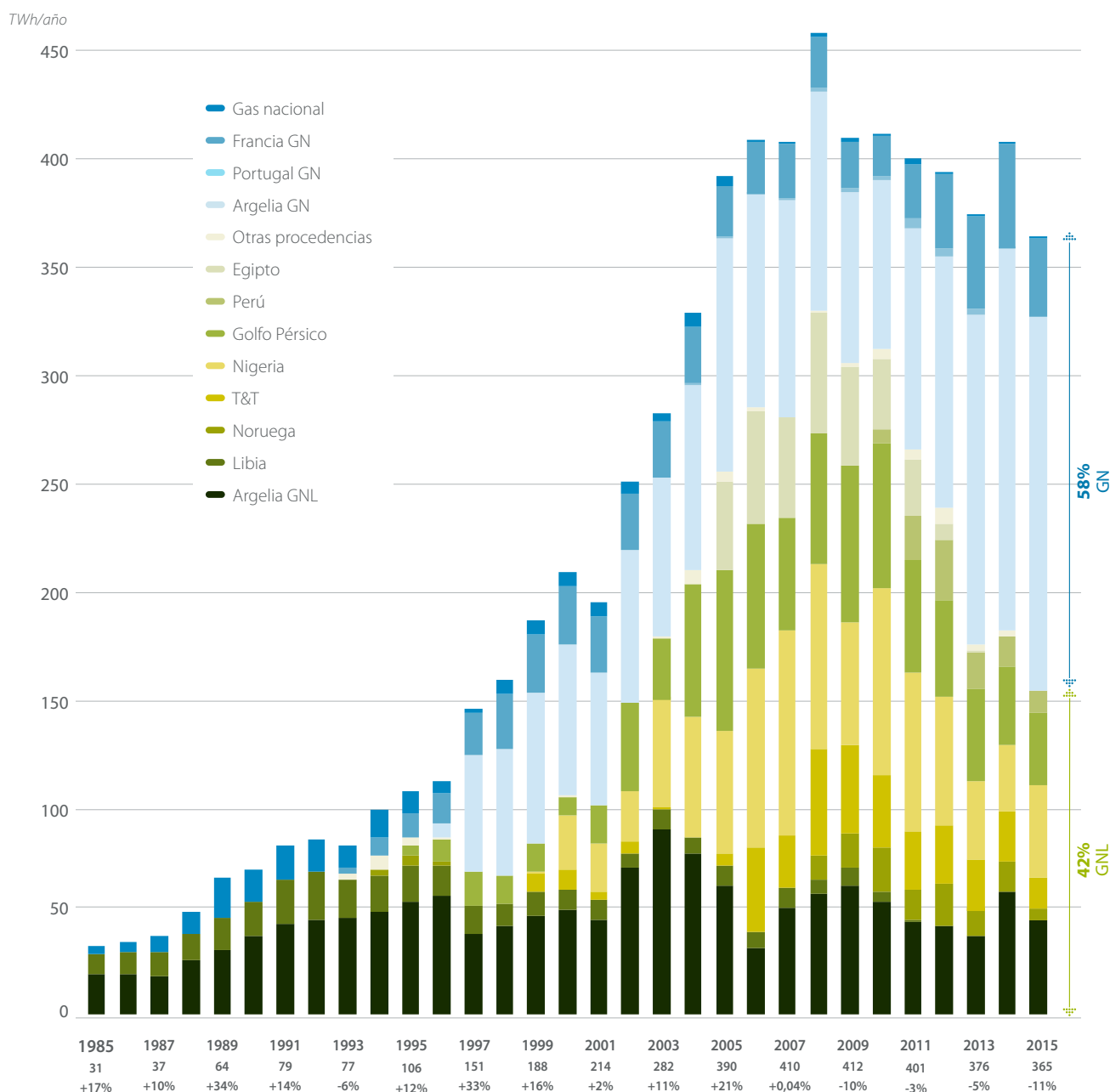
Evolución de las entregas de gas



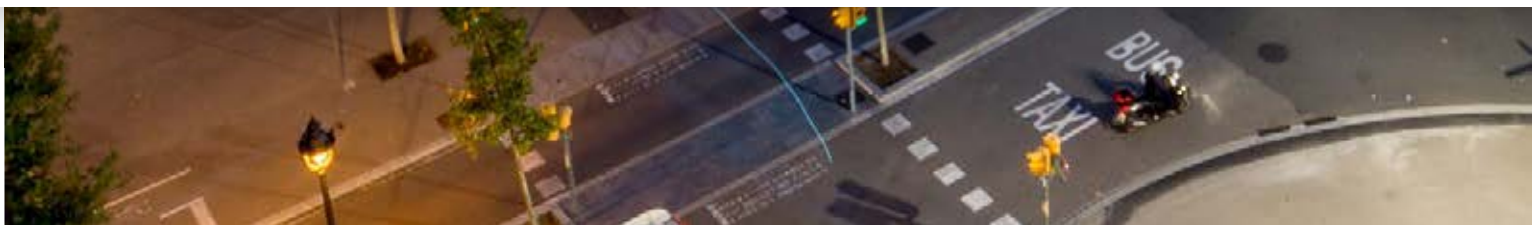
* En 2014 y 2015, las exportaciones incluyen el gas en tránsito a Portugal

(1) Se incluyen las exportaciones por conexiones internacionales y las cargas de buques

Evolución de los aprovisionamientos



* En 2014 y 2015, las importaciones de gas natural procedentes de Argelia incluyen el gas en tránsito a Portugal





Demanda
de gas natural

02



En 2015 la demanda gasista nacional registró el mayor crecimiento desde el año 2008, un 4,4%, alcanzando los 315 TWh. Tanto el sector convencional como el sector eléctrico registraron crecimientos positivos del 1,6% y del 18,2%, respectivamente.

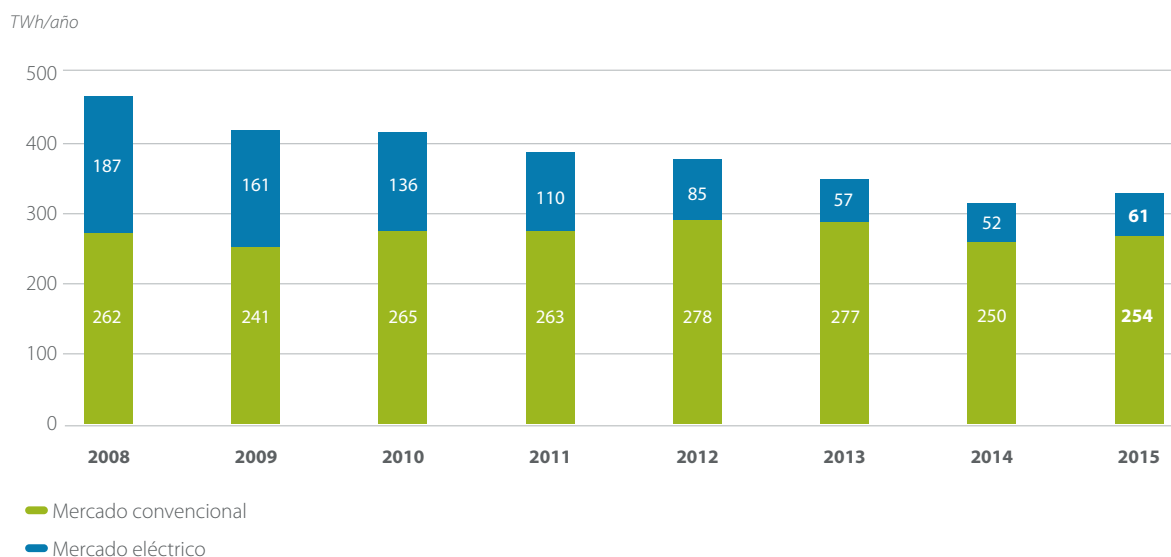
Las principales causas de este incremento de demanda fueron el aumento del consumo de gas de las centrales de ciclo combinado y una mayor demanda de gas del sector doméstico-comercial, puesto que el sector industrial se mantuvo en valores similares a 2014.

Demanda de gas

TWh	2014	2015 Cierre	Δ 2015 vs. 2014	
			TWh/año	(%)
Convencional	250	254	4	1,6%
D/C pymes	57	61	4	7,0%
Industrial	182	182	0	0,1%
Cisternas	11	11	0	-1,3%
S. Eléctrico	52	61	9	18,2%
Total	302	315	13	4,4%

18,2%

El **sector eléctrico** registró un incremento del 18,2% respecto a 2014 y el sector convencional aumentó un 1,6%.



En 2015, el mercado industrial continuó siendo el principal demandante de gas, con un 57,9% del total consumido, seguido de las centrales eléctricas, con un 19,4%, del sector doméstico-comercial y PyMES, con un 19,3% y de las cisternas de GNL, con un 3,4%.

El mercado convencional, que engloba al sector industrial (incluido el consumo de gas ligado a la cogeneración) y al sector doméstico y comercial, finalizó el ejercicio 2015 con un incremento del 1,6% respecto a 2014. Por su parte, las entregas de gas para generación eléctrica a partir de ciclos combinados y centrales térmicas crecieron un 18,2%.

Demanda total por comunidades autónomas

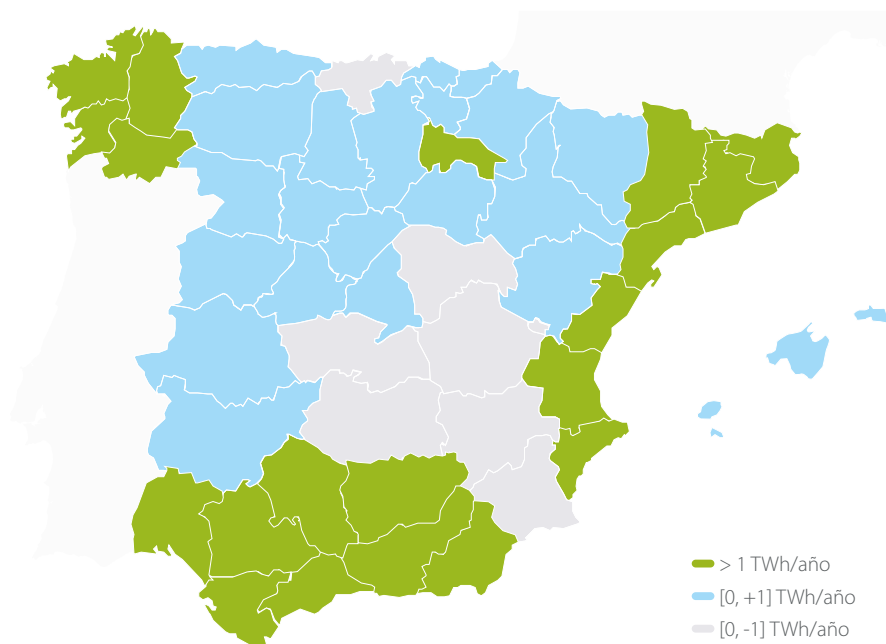
Durante el año 2015, las comunidades autónomas con mayores consumos de gas natural fueron Cataluña, Andalucía y la Comunidad Valenciana. Entre ellas suman cerca de la mitad del consumo total de gas natural en España.

Destaca la subida generalizada del consumo de gas en el año 2015 en la mayoría de las comunidades autónomas. Este incremento es más pronunciado en La Rioja (+33%), Baleares (+23%), y Navarra (+20%), debido al aumento de la generación eléctrica con ciclo combinado, y en Galicia (+14%), motivado por la incorporación a la red de gasoductos de una importante fábrica metalúrgica.

Las comunidades autónomas que vieron reducido su consumo de gas en 2015 fueron Castilla-La Mancha (-4%), Cantabria (-3%) y Murcia (-3%).

	Convencional	S. eléctrico	Total demanda	Δ cierre 15 vs. 14	Peso total
Cataluña	51,2	15,8	67,0	6%	21%
Andalucía	31,7	12,4	44,1	3%	14%
C. Valenciana	27,4	10,4	37,9	8%	12%
País Vasco	24,5	5,4	29,9	1%	9%
Madrid	23,2	0,0	23,2	2%	7%
Murcia	18,3	4,3	22,6	-3%	7%
Castilla y León	17,3	0,0	17,3	3%	6%
Aragón	14,2	0,7	14,8	5%	5%
Galicia	14,0	0,8	14,8	14%	5%
Castilla La Mancha	11,2	3,3	14,5	-4%	5%
Navarra	5,8	1,6	7,5	20%	2%
Asturias	5,4	0,8	6,2	0%	2%
Baleares	0,7	4,5	5,2	23%	2%
La Rioja	2,3	1,2	3,6	33%	1%
Cantabria	4,4	0,0	4,4	-3%	1%
Extremadura	2,1	0,0	2,1	7%	1%
Total	253,8	61,2	315,0	4,4%	100%

Demanda total de gas natural por CCAA



Máximos de demanda

En 2015 no se registró ningún récord en la demanda nacional en sus principales segmentos de mercado convencional y eléctrico.

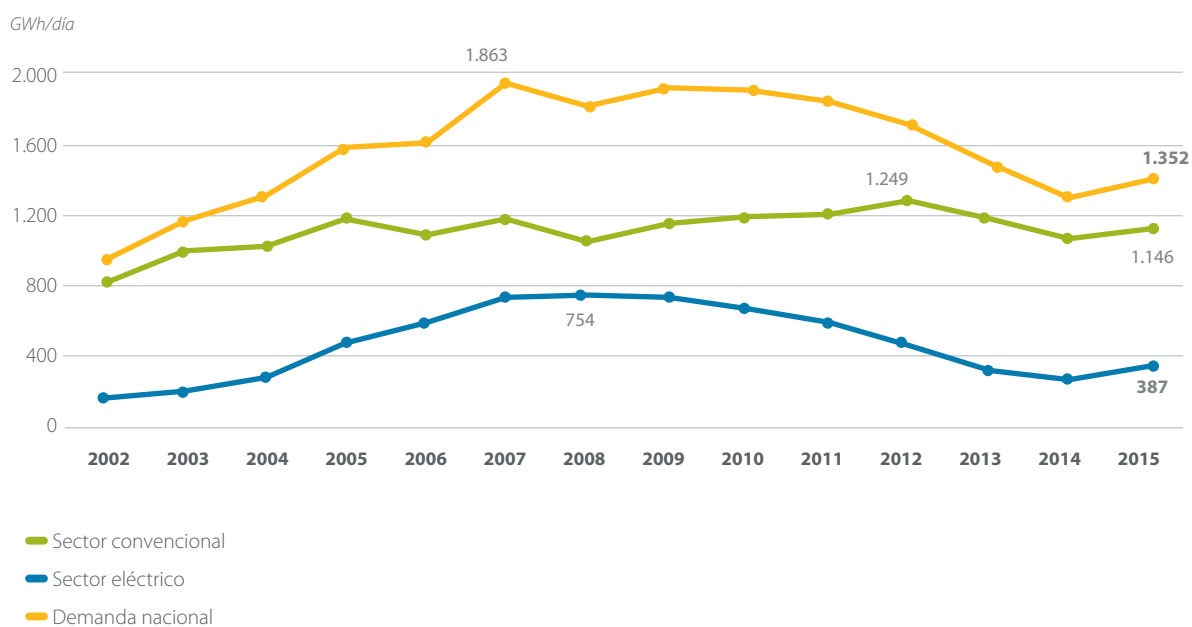
Sin embargo, los máximos de demanda de 2015 registraron importantes subidas en todos los segmentos de mercado, en comparación con el año anterior.

El máximo de demanda nacional en 2015, con respecto a 2014, alcanzó una subida del 8%. Mientras que los máximos de demanda convencional y demanda de gas para el sector eléctrico registraron por su parte, un incremento del 7% y el 22%, respectivamente.

Los máximos anuales que se alcanzaron en 2015 fueron:

- Demanda nacional total, 1.352 GWh/día. Se registró el 6 de febrero.
- Demanda convencional, 1.146 GWh/día. Se registró el 6 de febrero.
- Demanda sector eléctrico, 387 GWh/día. Se registró el 21 de julio.

Evolución máximos anuales de demanda

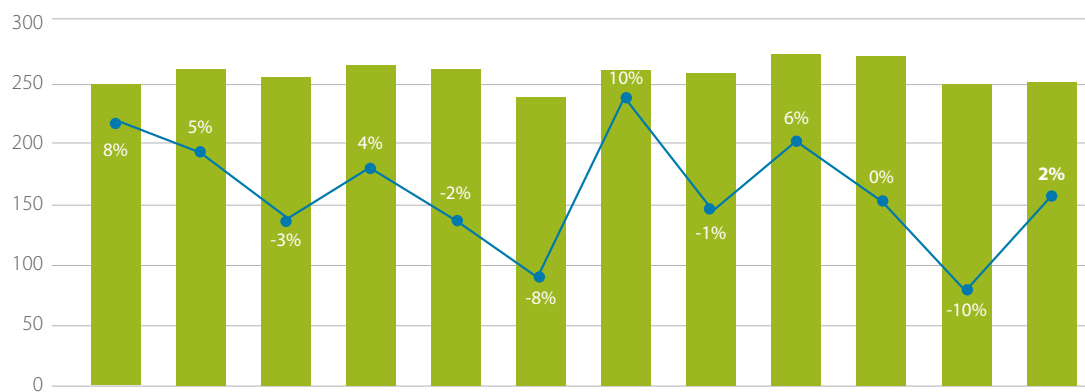


Demanda convencional

En el ejercicio 2015, el sector convencional alcanzó los 253.778 GWh, lo que supuso un incremento del 1,6% respecto al año 2014. Esto se debió, principalmente, al sector doméstico-comercial que registró un crecimiento del 7% por un mayor uso de las calefacciones durante el primer trimestre del año, que fue más frío que 2014. A esto se sumó la captación de nuevos clientes, que se estima en 80 mil nuevos en 2015. A pesar de que la primera mitad del año fue más fría que en 2014, el segundo semestre tuvo unas temperaturas muy similares a 2014, siendo más cálidas que la temperatura normal.

Por otro lado, en el ámbito del sector industrial, aunque se mantuvo en valores de 2014, destacó el incremento del sector de la metalurgia, por encima del 20%, seguido de los sectores de servicios y papel, con crecimientos del 6% y el 3%, respectivamente.

Demanda convencional



TWh/año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Demanda convencional	253	265	257	266	262	241	265	263	278	277	250	254
Δ anual TWh	+18	+12	-8	+9	-4	-21	+24	-2	+15	-1	-27	+4
%	8%	5%	-3%	4%	-2%	-8%	10%	-1%	6%	0%	-10%	2%

Corrección de laboralidad y temperatura

Corregidos los efectos de laboralidad y temperatura, el incremento de la demanda convencional se situó en el mismo nivel de consumo que el año 2014.

En su conjunto, las temperaturas del año 2015 han sido similares a las de 2014. En ambos años fueron más cálidas que la temperatura normal. Sin embargo, el primer trimestre de 2015 fue más frío que en 2014. En febrero se declaró una "Ola de Frío" en la que se experimentó un aumento de demanda extraordinaria de 1,4 TWh.

Esta situación dio lugar a que la práctica totalidad del incremento de demanda del sector doméstico-comercial y pymes en 2015 (4 TWh/año), estuviera concentrada en el primer trimestre del año.

1. Temperatura y laboralidad

Probabilidad 1%
 1 "Ola de Calor" intensa y una media
 2 "Olas de Calor" intensas

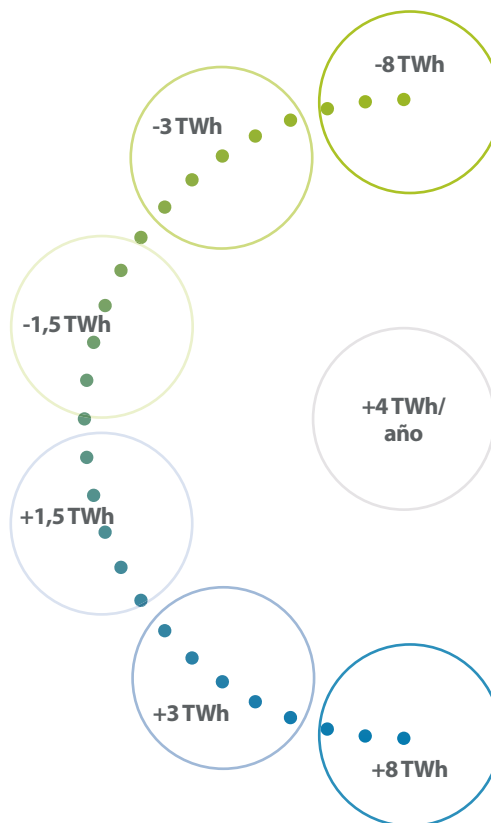
Probabilidad 26%
 2 "Olas de Calor"
 Duración < 7 días

Probabilidad 79%
 1 "Ola de Calor"
 Duración < 7 días

Probabilidad 83%
 1 "Ola de Frío"
 Duración < 7 días

Probabilidad 26%
 2 "Olas de Frío"
 Duración < 7 días

Probabilidad 1%
 1 "Ola de Frío" intensa y una media
 2 "Olas de Frío"



2. Sector industrial



3. Cisternas



A continuación se detalla la evolución de los principales segmentos de mercado que componen la demanda convencional (demanda doméstico/comercial y pymes, demanda industrial y mercado de cisternas de GNL) describiendo los principales *drivers* o factores que explican su comportamiento durante el año 2015.

Mercado doméstico-comercial y pymes

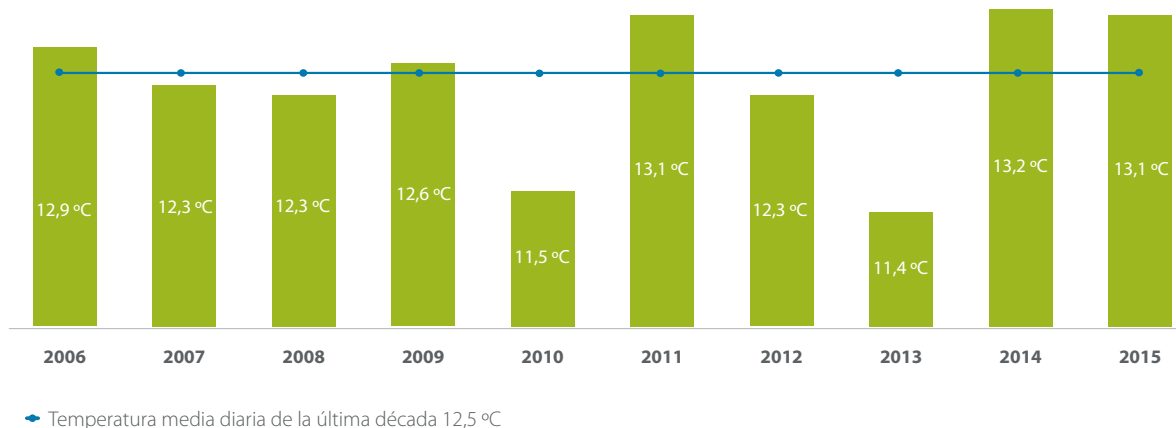
La demanda de gas del mercado doméstico-comercial y pymes registró un incremento de 4 TWh en 2015 respecto a 2014, lo que supuso una subida del 7%, debido principalmente al efecto de las temperaturas.

El año 2015 en su conjunto se clasificó como cálido, mientras que el año anterior se catalogó como muy cálido.

La influencia que las temperaturas tienen sobre la demanda convencional queda reflejada fundamentalmente en los meses invernales, debido al consumo de los aparatos de calefacción de ámbito doméstico y/o comercial.

Comparando la temperatura media diaria registrada en el periodo invernal de los últimos diez años se observa que 2015 (13,1 °C/día) fue el segundo año más cálido de los últimos diez, únicamente superado por 2014 (13,2 °C/día).

Unidad: °C/día

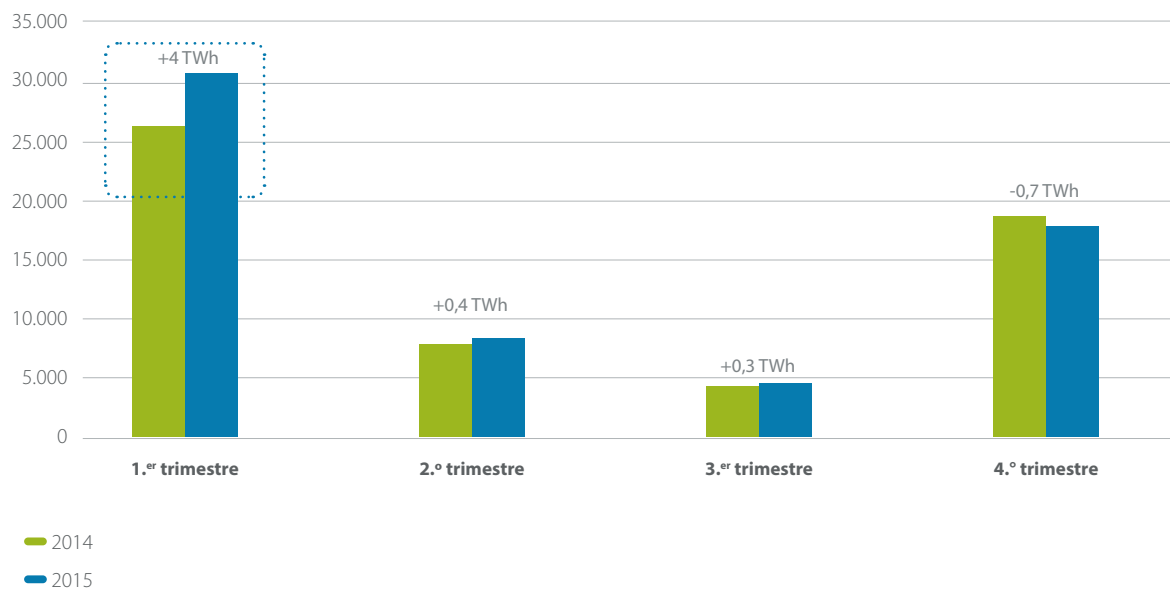


Meses considerados: enero, febrero, marzo, abril, mayo, junio, noviembre y diciembre

Por trimestres, destacaron las temperaturas más frías del primer trimestre de 2015 (8,7 °C) frente al primer trimestre de 2014 (10,0 °C). En 2015, este trimestre concentró la práctica totalidad del incremento de la demanda de gas del sector doméstico-comercial y pymes (+4 TWh). El resto de trimestres presentaron temperaturas muy similares, dando lugar a un consumo de gas de este sector prácticamente idéntico (30,3 TWh).

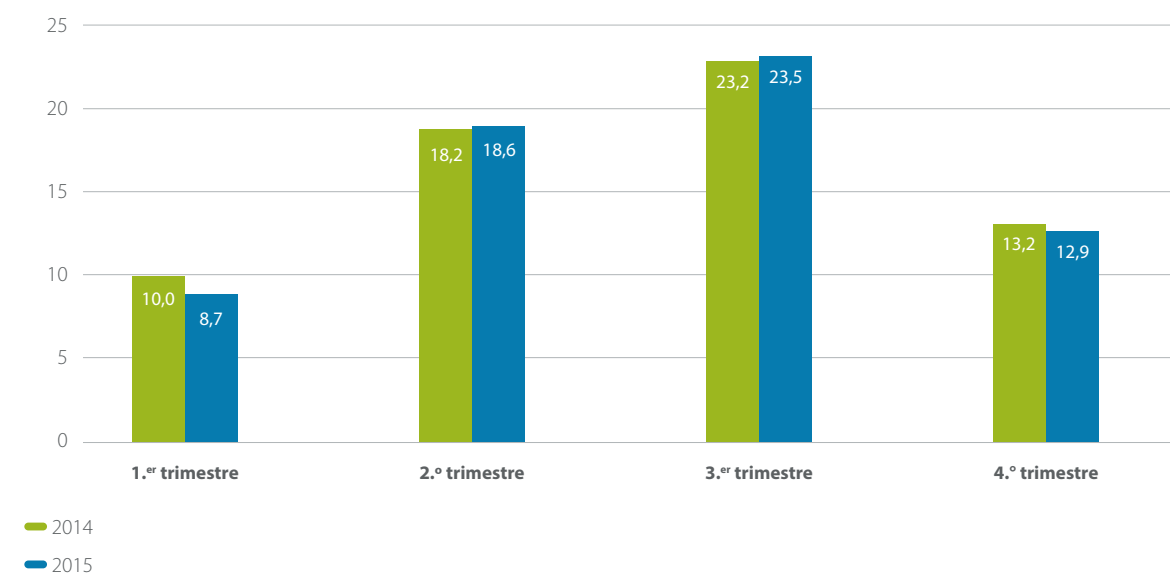
Demanda doméstico-comercial y pymes por trimestres

GWh/trimestre

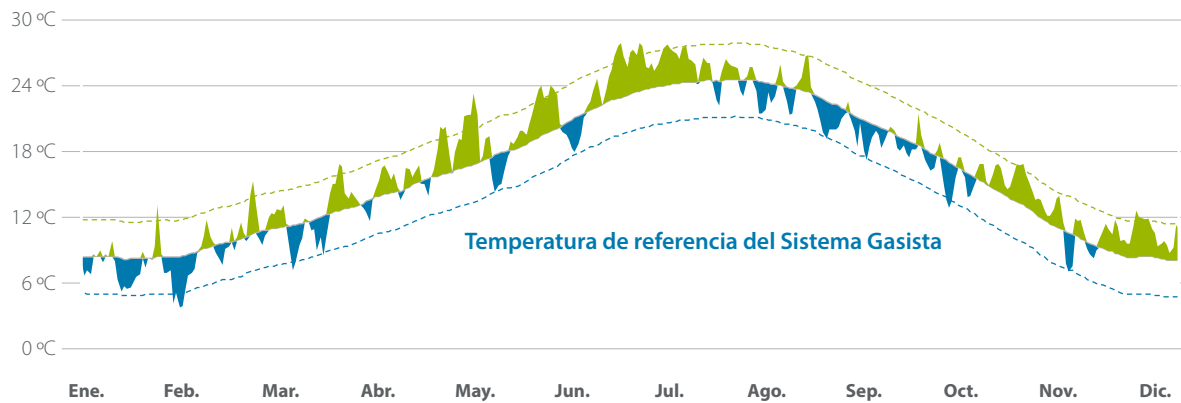


Temperatura media por trimestres

Tª media real °C



A continuación se muestra la evolución de la temperatura media de referencia del Sistema Gasista a lo largo de 2015. Esta curva de temperaturas se construye como combinación de los observatorios meteorológicos más próximos a los principales núcleos de consumo residencial de gas natural.

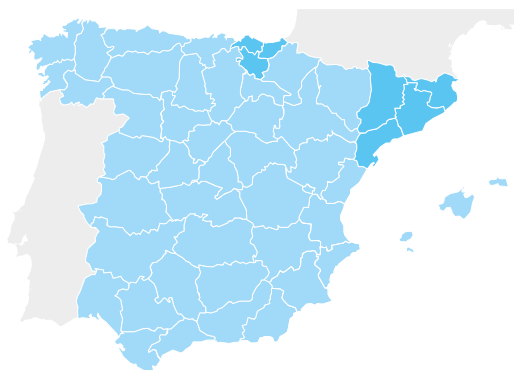


Valoración frío/calor	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	2015
Σ °C por exceso	11 °C	10 °C	38 °C	27 °C	65 °C	63 °C	81 °C	25 °C	2 °C	20 °C	48 °C	67 °C	457 °C
Σ °C por defecto	-29 °C	-37 °C	-29 °C	-7 °C	-14 °C	-14 °C	-2 °C	-24 °C	-44 °C	-30 °C	-11 °C	-2 °C	-244 °C
Variación	-18 °C	-27 °C	9 °C	20 °C	51 °C	49 °C	78 °C	0 °C	-42 °C	-10 °C	37 °C	65 °C	213 °C

Nota: En los meses invernales de 2015 se ha declarado una "Ola de Frío" de nueve días de duración, que acumuló una demanda extraordinaria de 1.415 GWh.

Por comunidades autónomas, destaca la subida generalizada del sector doméstico-comercial en toda la geografía española durante 2015, con respecto al año anterior. Los mayores incrementos se localizaron en Cataluña (0,8 TWh/año) y País Vasco (0,7 TWh).

Demanda doméstico-comercial y pymes por CCAA



Δ vs. 2014

- > 0,5 TWh/año
- [0; 0,5] TWh/año

CCAA	Acumulado 2015 TWh	Δ acumulado 2015 vs. 2014	
		TWh/a	%
Madrid	16,6	0,4	2%
Cataluña	14,8	0,8	6%
Castilla y León	5,6	0,4	8%
País Vasco	5,2	0,7	15%
C. Valenciana	3,1	0,5	18%
Aragón	2,8	0,2	9%
Navarra	2,0	0,2	11%
Asturias	1,8	0,1	8%
Castilla-La Mancha	1,7	0,1	5%
Andalucía	1,7	0,1	6%
Galicia	1,7	0,1	5%
La Rioja	1,0	0,2	18%
Cantabria	0,9	0,1	11%
Murcia	0,6	0,1	13%
Baleares	0,6	0,0	6%
Extremadura	0,5	0,0	9%
Total	60,7	4,0	7%

Mercado industrial

El consumo de gas del sector industrial en 2015 registró un ligero incremento de 0,1 TWh/año respecto a 2014. Esta situación supone una mejora sustancial respecto a la caída registrada el año anterior, de 13 TWh/año, motivada principalmente por la nueva regulación del sector de la cogeneración aprobada a mediados de 2014.

Como novedad, y por primera vez desde que se realiza este informe, Enagás GTS está en disposición de mostrar la evolución del consumo de los sectores industriales más intensivos en el uso del gas.

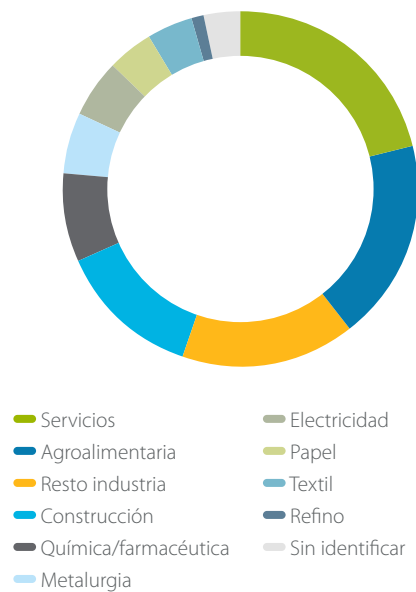
Después de más de dos años de trabajo, con varios desarrollos normativos, como la modificación del PD-02 "Procedimiento de Reparto en Puntos de Conexión Transporte-Distribución (PCTD)" y la Orden Ministerial de Peajes IET/2446/2013, así como los permanentes contactos con todas las distribuidoras y comercializadoras, el Gestor Técnico del Sistema dispone del consumo de gas del día anterior de todos los clientes industriales (aproximadamente 2.900, identificados a través de su Código Universal del Punto de Suministro, CUPS).

Diez mercados industriales

El Gestor Técnico del Sistema ha establecido una clasificación del Índice de Grandes Consumidores de Gas en los diez sectores más intensivos en el consumo de gas natural. Estos diez mercados guardan correspondencia con las más de mil ramas de actividad de la Clasificación Nacional de Actividades Empresariales (CNAE 2009).

Diez mercados industriales

Sector	n.º CUPS
Servicios	620
Agroalimentaria	531
Resto industria	460
Construcción	381
Química/farmacéutica	234
Metalurgia	165
Electricidad	154
Papel	124
Textil	120
Refino	29
Sin identificar*	95
N.º total CUPS	~2.900



* El Gestor Técnico del Sistema sigue trabajando en la consecución de los CUPS sin identificar (~3%).

Ránking por mercados industriales

Los mercados industriales más intensivos en el uso del gas en el año 2015 fueron el refino, la industria química/farmacéutica y la producción de electricidad (principalmente cogeneración). Estos tres sectores representaron la mitad del consumo industrial de gas en España.

La metalurgia fue el sector industrial que más incrementó su consumo de gas en 2015 respecto al año anterior, con 2,3 TWh/año, debido a la incorporación de una fábrica de metalurgia a la red de gasoductos.

El sector servicios representó la segunda mayor subida de consumo en lo que a sectores industriales se refiere, con 0,5 TWh/año, en un contexto de mejoría de los indicadores macroeconómicos de este sector.

El papel se situó en tercera posición entre los sectores industriales que más crecieron en 2015, concentrado principalmente en la industria papelera aragonesa.

Los sectores de la industria química/farmacéutica, agroalimentaria, construcción, textil y resto de industria destacaron por la estabilidad en su consumo, con valores muy similares de demanda de gas en 2015 respecto al año anterior.

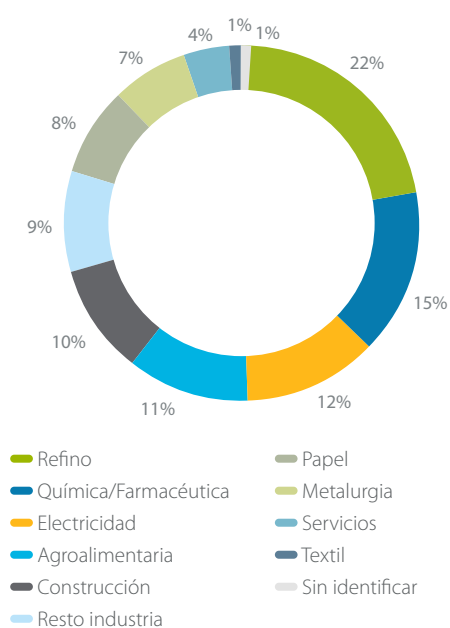
El sector refino registró la mayor caída de demanda industrial, 1,5 TWh/año, debido principalmente a las inversiones acometidas por las refinerías en materia de eficiencia energética.

La electricidad registró el segundo mayor descenso, debido al cierre de una importante cogeneración durante el último trimestre de 2014, asociada a una empresa papelera.

Consumo por sectores industriales

Sector	2015	Δ 2015 vs. 2014	
	TWh	TWh/a	%
Refino	40,3	-1,5	-4%
Química/Farmacéutica	27,1	0,2	1%
Electricidad	21,7	-1,2	-5%
Agroalimentaria	20,1	0,4	2%
Construcción	18,8	0,0	0%
Resto industria	15,4	-0,3	-2%
Papel	15,2	0,4	3%
Metalurgia	12,4	2,3	23%
Servicios	8,0	0,5	6%
Textil	1,6	0,0	0%
Sin Identificar	1,7	-0,6	-26%
Total	182,4	0,1	0,1%

Peso de cada sector en la demanda total industrial



Mayores subidas: metalurgia (incorporación de una fábrica a la red gasoductos), servicios (recuperación indicadores económicos de este sector) y papel.

Mayores bajadas: refino (inversiones en eficiencia), electricidad (baja de una importante cogeneración asociada a la industria papelera).



Distribución de la demanda industrial de gas por CCAA

Los mercados industriales de gas natural tuvieron una presencia muy repartida y variada a lo largo de toda la geografía española durante el año 2015.

En Andalucía se concentró una parte importante de sector del refino y de la industria química/farmacéutica.

Cataluña, por su parte, tuvo una importante representación de los sectores de refino, producción de electricidad (no incluye generación con ciclos combinados), agroalimentaria, resto de la industria (gran parte industria manufacturera), servicios y textil.

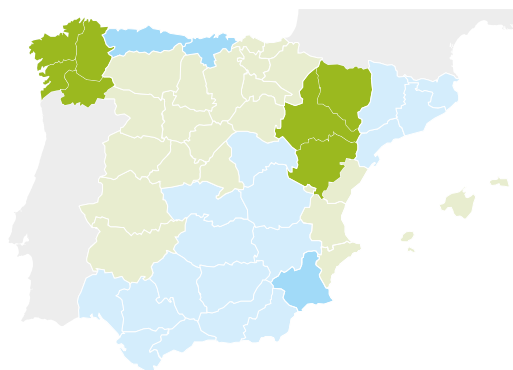
Aragón fue más intensiva en el consumo de gas del sector del papel, mientras que la Comunidad Valenciana concentró gran parte del consumo en el sector de la construcción y la industria textil, y Galicia se especializó en el sector de la metalurgia.

El resto de comunidades tuvieron una aportación más distribuida de los diferentes mercados industriales.

En cuanto a la evolución del consumo total industrial de gas, las comunidades autónomas que experimentaron mayores incrementos en el año 2015 respecto a 2014 fueron: Galicia (3,1 TWh/año), debido a la incorporación de una fábrica metalúrgica a la red de gasoductos, y Aragón (1 TWh), por el mayor consumo de la industria del papel en la región.

En el otro extremo, las comunidades autónomas con mayores descensos en el consumo industrial de gas en 2015 fueron Andalucía (2 TWh) y Cataluña (1,2 TWh), motivadas por la disminución del consumo de gas de las refinerías, debido a las inversiones acometidas en materia de eficiencia energética.

Demanda industrial por CCAA

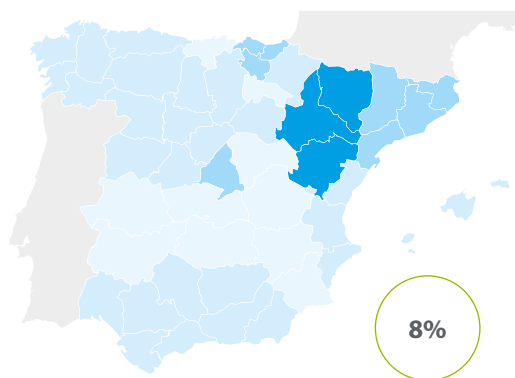


Δ vs. 2014

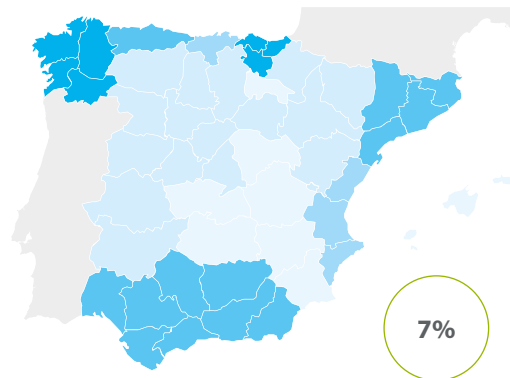
- > 1 TWh/año
- [0 ; 1] TWh/año
- [-1 ; 0] TWh/año
- < -1 TWh/año

CCAA	Acumulado 2015 TWh	Δ acumulado 2015 vs. 2014	
		TWh/a	%
Cataluña	34,5	-1,2	-3%
Andalucía	27,4	-2,0	-7%
C. Valenciana	22,9	0,1	1%
País Vasco	19,0	0,2	1%
Murcia	15,4	-0,4	-2%
Castilla y León	11,7	0,4	3%
Aragón	11,3	1,0	9%
Galicia	10,2	3,1	43%
Castilla-La Mancha	9,5	-1,0	-10%
Madrid	6,5	0,1	1%
Navarra	3,8	0,0	0%
Cantabria	3,6	-0,2	-6%
Asturias	3,5	-0,2	-6%
Extremadura	1,7	0,1	6%
La Rioja	1,3	0,1	11%
Baleares	0,1	0,1	76%
Total	182,4	0,1	0,1%

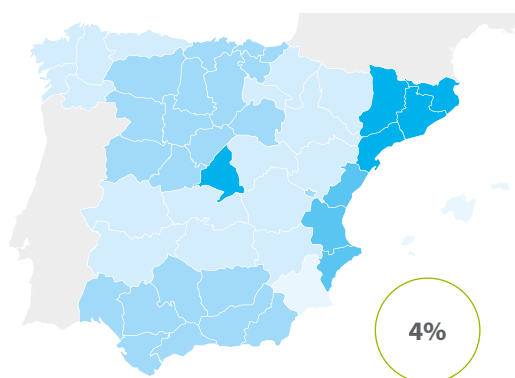
Papel



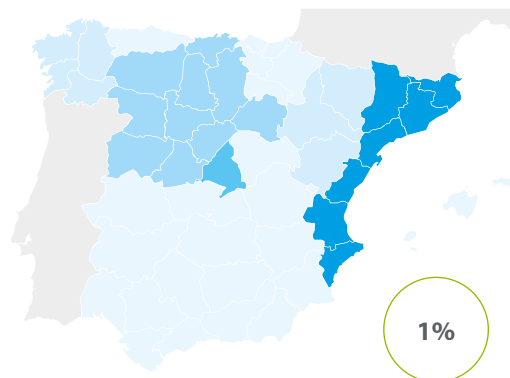
Metalurgia



Servicios



Textil



- > 30%
- 29-20%
- 19-10%
- 9-5%
- 5-1%
- < 1%

○ % sector s/ total industrial

Nota: no se representa el 1% de la demanda industrial sin identificar.

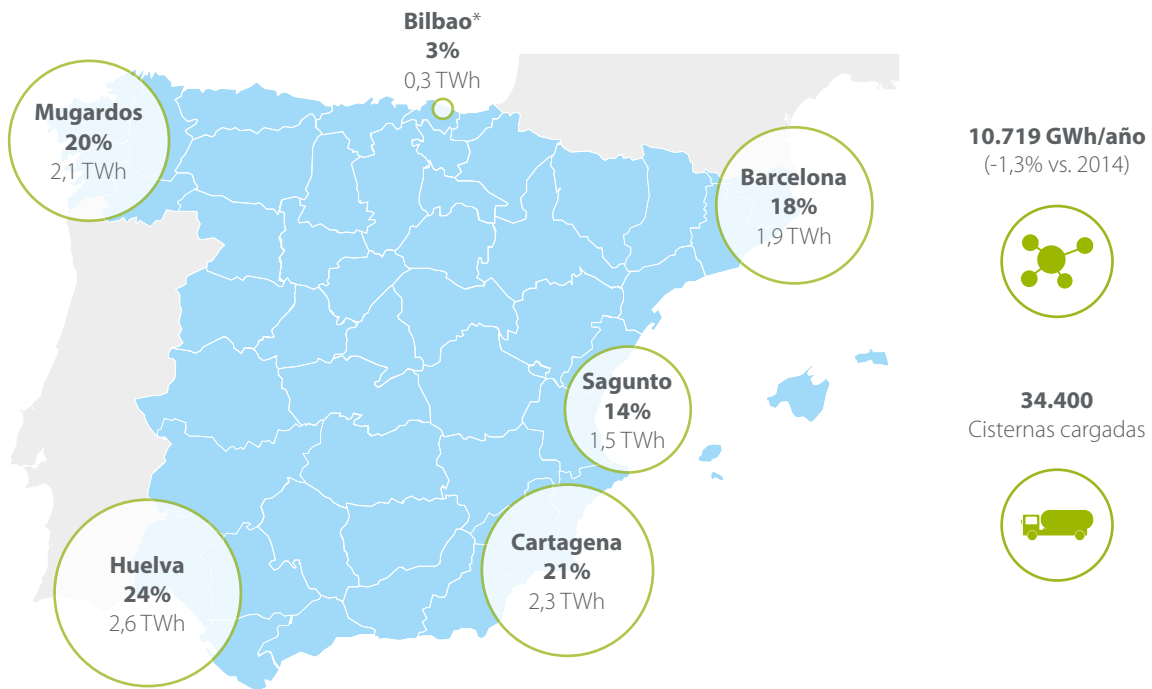
Mercado de cisternas de GNL

El mercado de camiones cisterna de GNL en España representó en 2015 el 4% del total de la demanda convencional, igual que en el año anterior.

Principales indicadores

El mercado de cisternas de GNL alcanzó un consumo de gas natural de 10.719 GWh/año, una cifra muy similar a la registrada el año anterior, con un ligero descenso del 1,3%.

Principales indicadores del mercado de cisternas de GNL



*Reincorporación del servicio de cisternas a finales de noviembre de 2014.

En cuanto al número de destinos de plantas satélite, el año 2015 cerró con 869 destinos activos, lo que supuso un incremento del 10% respecto al año anterior.

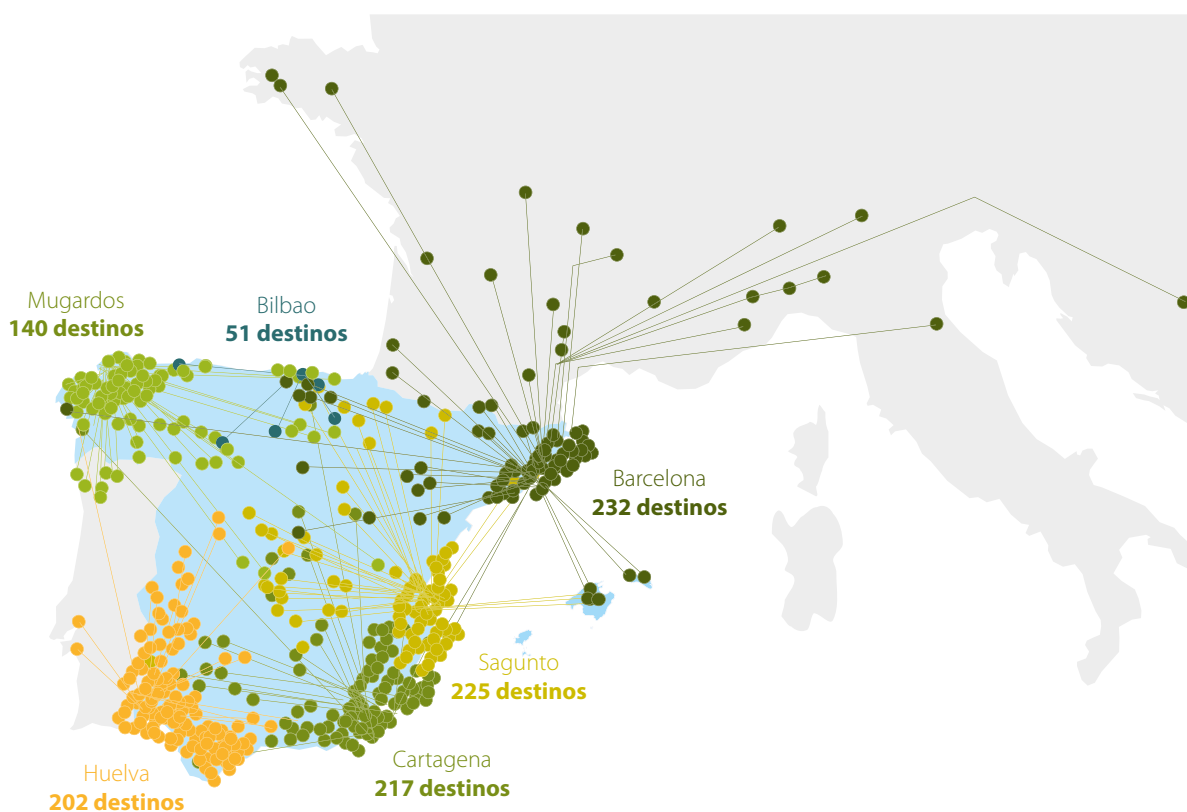
Según la planta de carga de origen, Barcelona se posicionó en primer lugar con 232 destinos activos, seguida de Sagunto, Cartagena y Huelva, –todas ellas por encima de los 200 destinos–, Mugardos, con 140 destinos, y Bilbao, con 51 destinos activos.

Presencia internacional de cisternas de GNL

Las plantas satélite de GNL se repartieron a lo largo de toda la geografía española (tanto Península como Baleares).

Además del territorio nacional, el Sistema Gasista español suministró camiones cisternas a Portugal, Francia, Italia, Suiza y Macedonia (este último es una novedad con respecto a 2014).

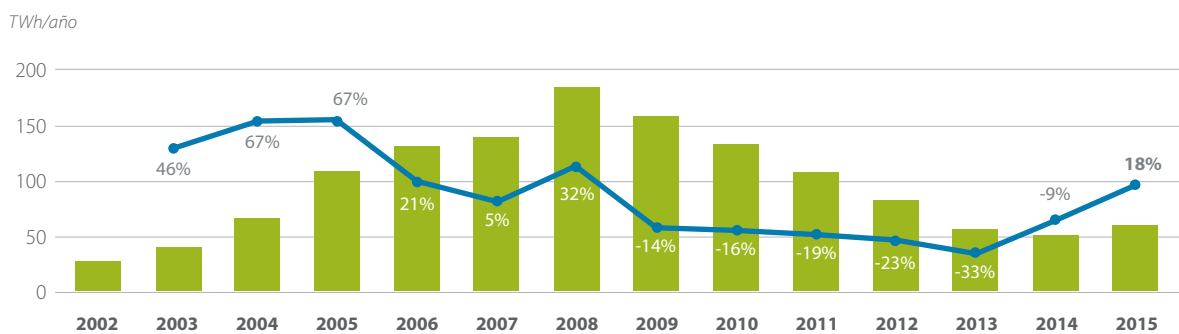
Nº de destinos según planta de carga



Entregas de gas natural para generación eléctrica

En 2015, las entregas de gas para el sector eléctrico acumularon **61.206 GWh**, de los que 620 GWh/año correspondieron al consumo de gas de las centrales térmicas, y 60.586 GWh/año al consumo de gas para ciclos combinados. Esta cifra es un 18% superior a la registrada en 2014, rompiendo la tendencia a la baja iniciada en 2008, año con mayor consumo de gas para el sector eléctrico de la historia.

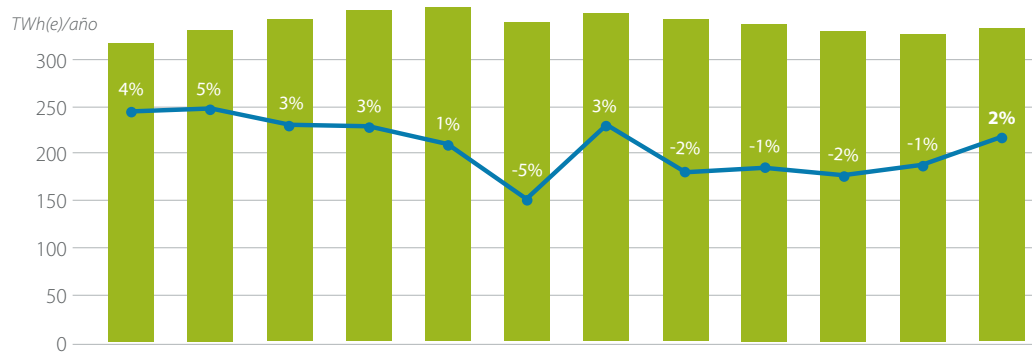
Entregas de gas para generación eléctrica



Evolución de la demanda eléctrica

La demanda de energía eléctrica peninsular finalizó el año 2015 con 248.025 GWh, un 1,8% superior a la de 2014. Corregidos los efectos de laboralidad y temperatura, el crecimiento de la demanda, atribuible principalmente a la actividad económica, se situó en el 1,6%, un crecimiento que contrasta con la caída del 0,1% experimentado en 2014.

Demanda eléctrica



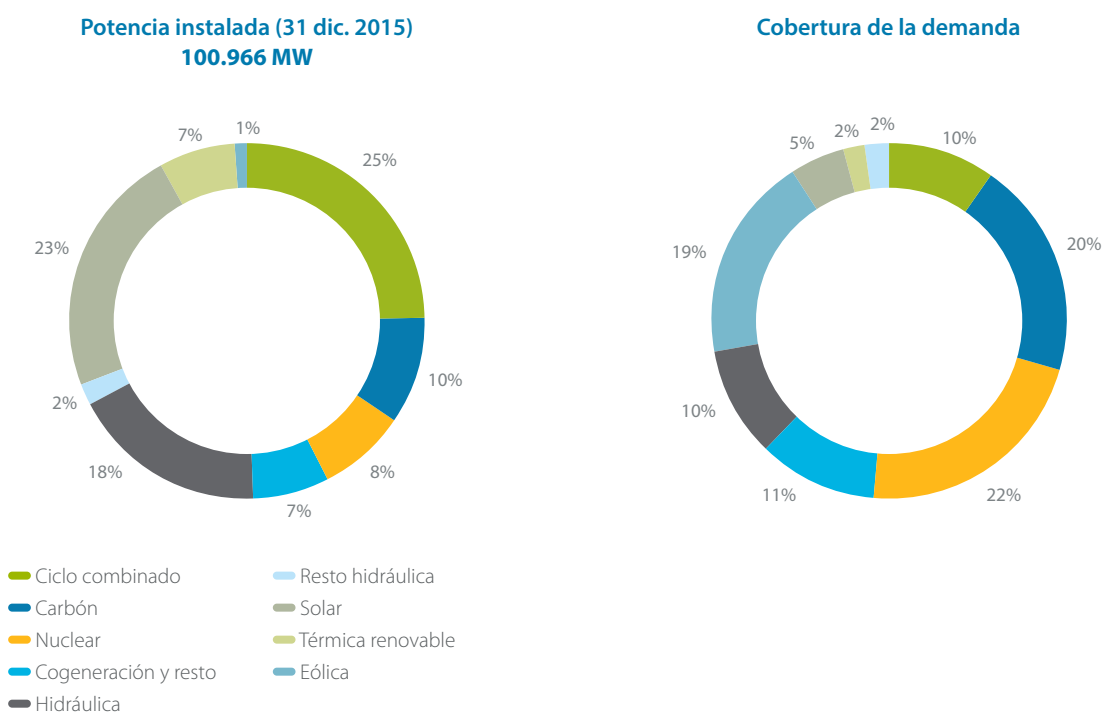
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Demanda eléctrica	236	247	255	262	265	253	261	256	252	246	244	248
Δ anual TWh (e)	+10	+11	+8	+7	+3	-13	+8	-5	-4	-6	-3	+4,5
Tasas Δ	+4%	+5%	+3%	+3%	+1%	-5%	+3%	-2%	-1%	-2%	-1%	+2%

Fuente: REE.

Evolución de la potencia instalada y cobertura de la demanda

La potencia instalada peninsular mantuvo una estructura similar a la de 2014. Las únicas variaciones se experimentaron en la hidráulica, que representó el 20,1% del total peninsular frente al 19,3% en 2014, y en el fuel-gas que desapareció de la estructura de potencia.

En cuanto a la cobertura de la demanda, lo más destacado fue el ascenso del carbón que, con una aportación del 20% de la demanda (en torno al 16% en 2014), se situó en segundo lugar, desplazando a la eólica a un tercer puesto.

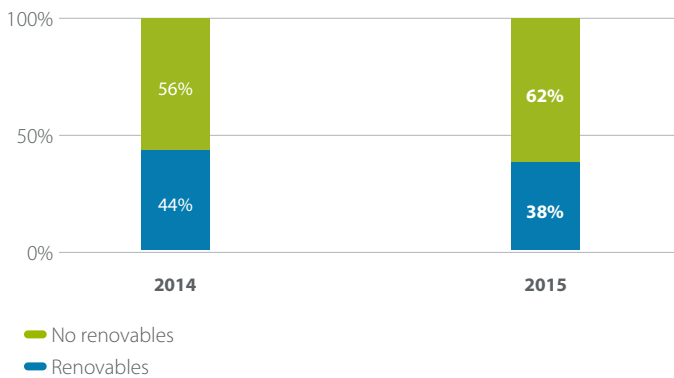


Fuente: REE.

Nota: Balance generación neta peninsular.

Las energías renovables mantuvieron un papel destacado en el conjunto de la generación eléctrica, pero descendieron alrededor de cinco puntos respecto al año anterior. Estuvieron condicionadas por la variabilidad de las producciones hidráulica y eólica, que este año registraron descensos del 28,2% y del 5,8%, respectivamente.

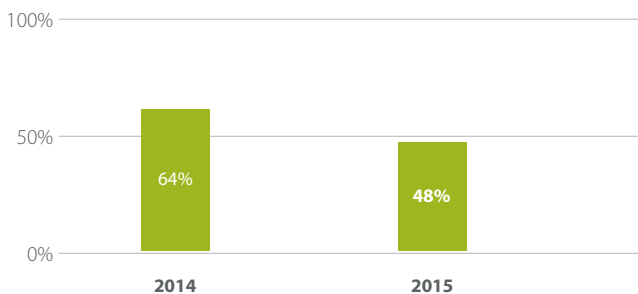
Evolución de la generación renovable y no renovable



Fuente: REE.

En 2015, la generación hidráulica fue un 33% inferior al valor medio histórico y un 43,1% menor que el de 2014.

Generación hidráulica

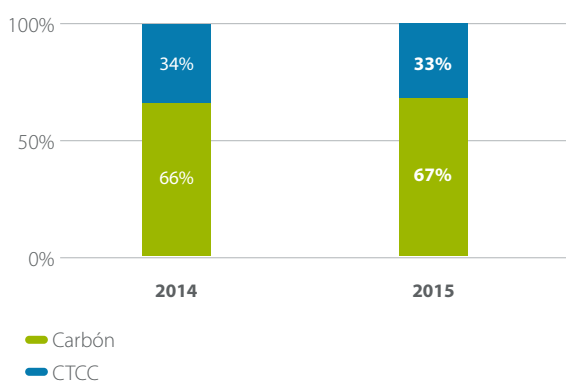


Fuente: Avance del Informe del Sistema Eléctrico Español 2015.

Generación de hueco térmico

El hueco térmico peninsular (carbón + gas) aumentó 14 TWh(e) en 2015 respecto al año anterior (incrementando 4 TWh(e) de CTCC's y 10 TWh(e) generación con carbón). La contribución del carbón y el gas al hueco térmico fue de un 67% para el carbón y de un 33% para el gas.

Reparto de hueco térmico

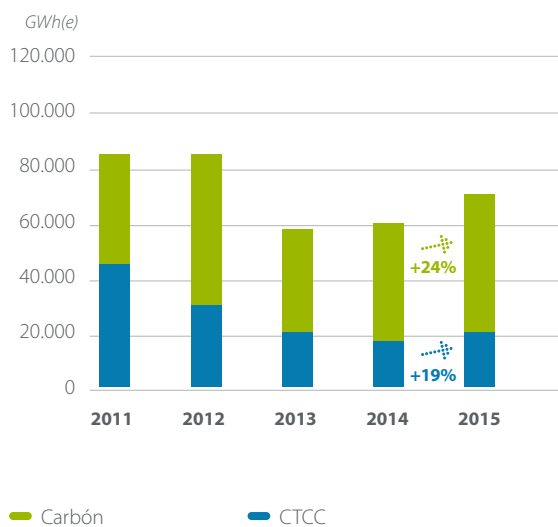


Fuente: REE.

Los *drivers* que explican este aumento del hueco térmico en 2015 respecto al año anterior son tres:

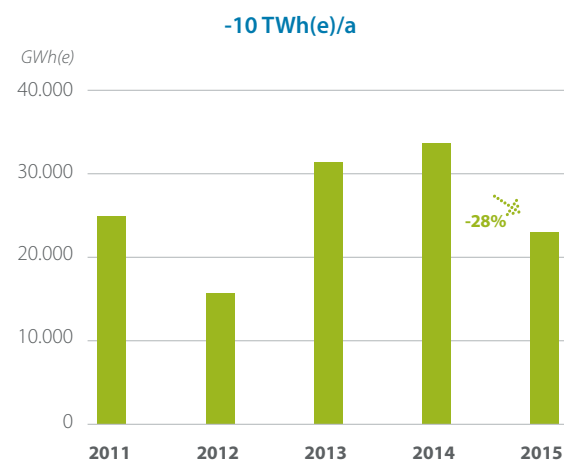
1. Disminución de la generación hidráulica en 10 TWh(e)/año (-28%), valor más bajo de los últimos tres años.
2. Disminución de la generación eólica en 3 TWh(e)/año (-6%), valor mínimo de los últimos cuatro años.
3. Aumento de la demanda eléctrica en 4,5 TWh(e)/año (+2%), cifra de demanda más alta de los tres últimos años.

Generación con carbón y CTCC's

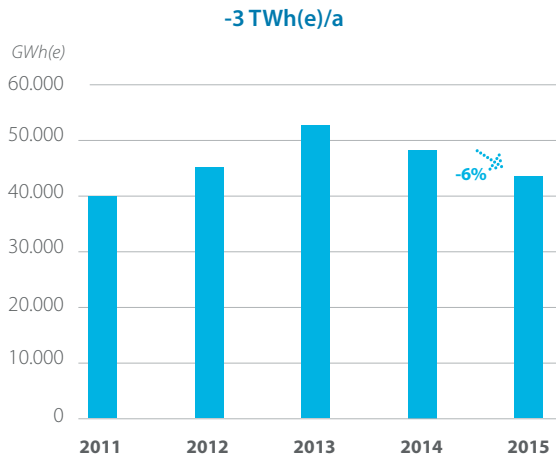


Fuente: REE (Generación neta)

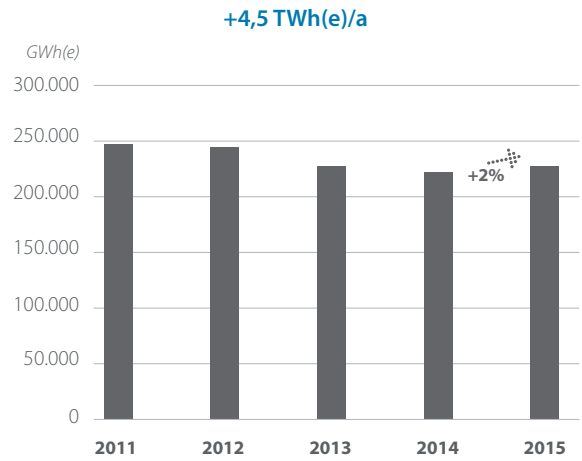
Generación hidráulica



Generación eólica



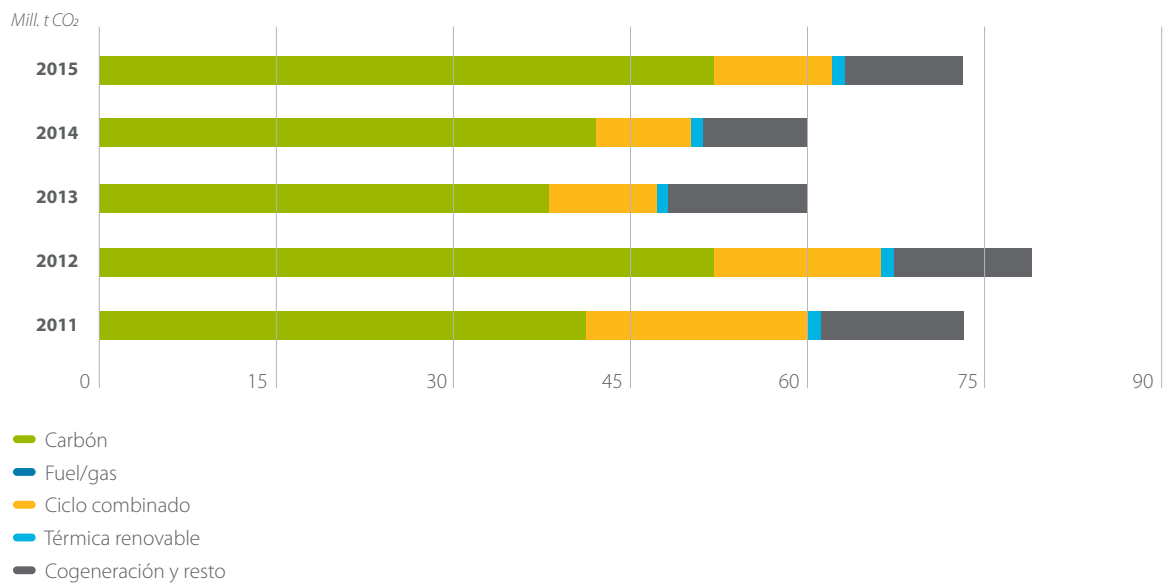
Generación eléctrica



Emisiones de CO₂

A pesar del aumento de la generación con CTCC's en 2015, el carbón también incrementó considerablemente su generación en este período, convirtiéndose en la segunda tecnología en la cobertura de la demanda. Este hecho provocó el repunte de las emisiones de CO₂ del sector eléctrico.

Evolución de las emisiones de CO₂ asociadas a la generación eléctrica peninsular



Fuente: REE

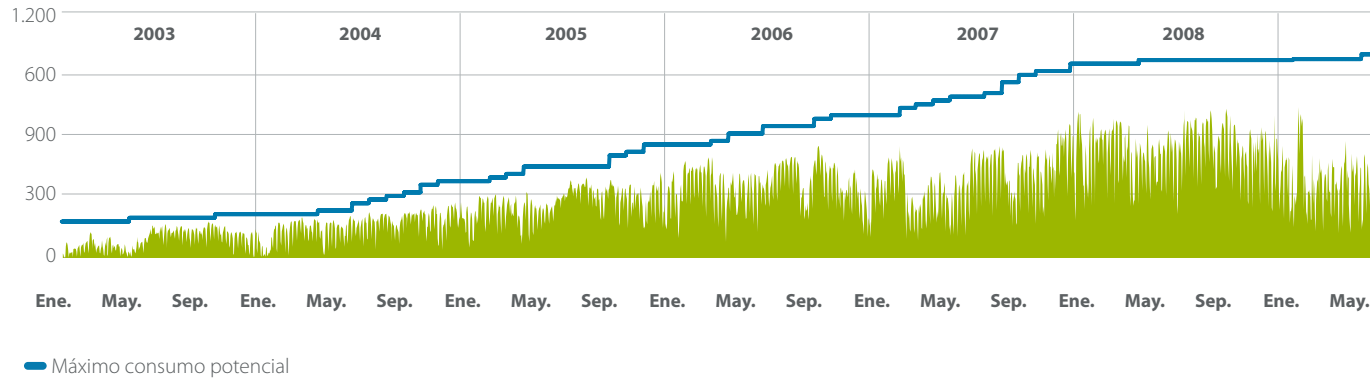


Utilización de las centrales de ciclo combinado

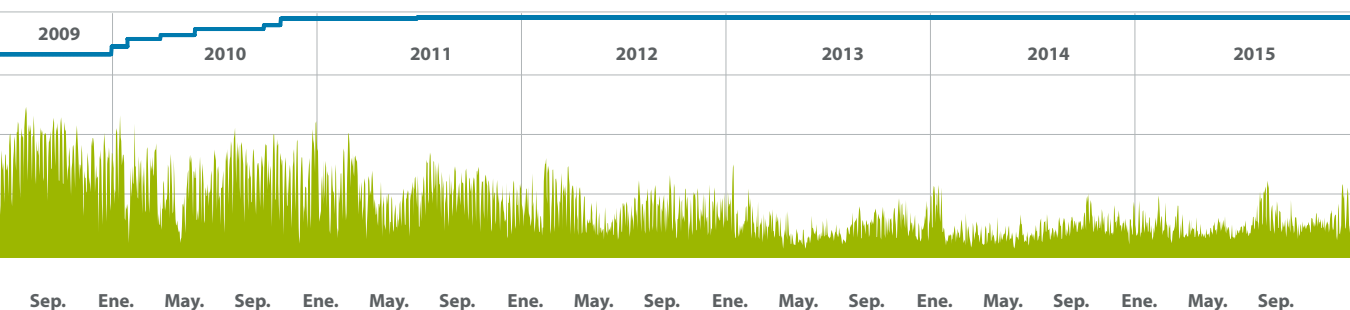
En cuanto a la utilización de la potencia instalada, en 2015 se alcanzó el 14% del factor de utilización medio de las centrales de ciclos combinados, dos puntos por encima a la utilización del año anterior. El máximo consumo diario de los ciclos fue de 380 GWh/día, equivalente al 31% de utilización, y se registró el 21 de julio de 2015. El mínimo del año se produjo el 31 de enero, con 72 GWh/día de consumo.

CTCC: horas equivalentes de utilización

GWh/día



GWh		Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.
2008	Pot. Inst.MW	20.958	20.958	20.958	21.390	21.390	21.390
	Consumo GWh	16.618	16.476	14.136	14.465	14.874	15.587
		56%	60%	48%	50%	49%	53%
2009	Pot. Inst.MW	21.390	21.390	21.390	21.390	21.815	21.815
	Consumo GWh	12.474	9.423	10.526	11.274	11.240	15.683
		41%	34%	35%	38%	36%	52%
2010	Pot. Inst.MW	23.913	23.913	24.338	24.338	24.986	24.986
	Consumo GWh	11.265	10.253	9.080	9.356	9.655	11.530
		34%	34%	27%	28%	28%	34%
2011	Pot. Inst.MW	26.114	26.114	26.114	26.114	26.114	26.251
	Consumo GWh	11.013	9.877	8.835	6.234	8.956	10.394
		30%	30%	24%	18%	24%	29%
2012	Pot. Inst.MW	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251
	Consumo GWh	9.138	8.604	6.817	5.056	5.319	6.778
		25%	26%	19%	14%	15%	19%
2013	Pot. Inst.MW	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251
	Consumo GWh	5.881	4.499	3.632	2.835	3.802	3.222
		16%	14%	10%	8%	10%	9%
2014	Pot. Inst.MW	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251
	Consumo GWh	3.744	3.242	3.300	3.089	3.450	4.084
		10%	10%	9%	9%	9%	12%
2015	Pot. Inst.MW	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251
	Consumo GWh	5.221	4.173	4.058	4.246	4.088	4.434
		14%	13%	11%	12%	11%	13%



Sep.	Ene.	May.	Sep.	Ene.	May.	Sep.	Ene.	May.	Sep.	Ene.	May.	Sep.	Ene.	May.	Sep.	Ene.	May.	Sep.		
21.390	18.188	60%	21.390	16.986	56%	21.390	16.128	55%	21.390	14.978	50%	21.390	14.107	48%	21.390	12.062	40%	21.390	184.605	52%
21.815	17.538	57%	21.815	16.817	54%	21.815	15.426	51%	21.815	13.736	44%	21.815	11.753	39%	21.815	12.912	40%	21.815	158.802	44%
24.986	14.249	41%	24.986	12.148	35%	25.410	13.160	38%	25.646	11.306	31%	26.114	11.848	34%	26.114	10.651	30%	26.114	134.500	33%
26.251	9.928	27%	26.251	10.378	28%	26.251	9.880	28%	26.251	8.417	23%	26.251	7.546	21%	26.251	7.462	20%	26.251	108.921	25%
26.251	7.413	20%	26.251	7.710	21%	26.251	6.397	18%	26.251	7.304	20%	26.251	6.693	19%	26.251	6.322	17%	26.251	83.551	19%
26.251	4.971	14%	26.251	5.300	14%	26.251	5.018	14%	26.251	5.957	16%	26.251	4.794	14%	26.251	6.273	17%	26.251	56.184	13%
26.251	4.304	12%	26.251	5.139	14%	26.251	6.062	17%	26.251	5.148	14%	26.251	4.723	13%	26.251	4.847	13%	26.251	51.132	12%
26.251	7.744	21%	26.251	5.445	15%	26.251	4.686	13%	26.251	5.242	14%	26.251	5.151	15%	26.251	6.098	17%	26.251	60.586	14%

Costes de generación del gas vs. carbón

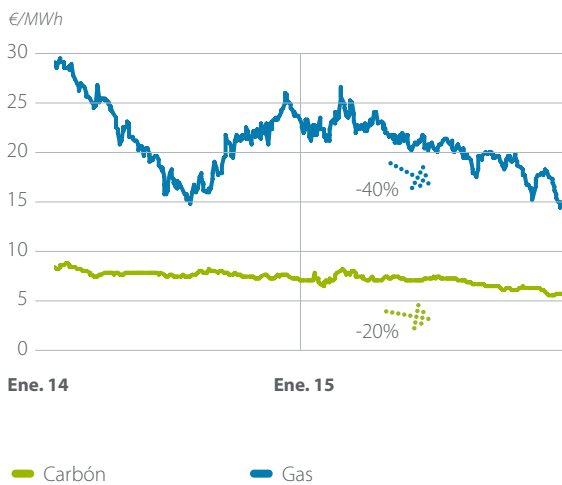
La evolución de las tres principales *commodities* que determinan los costes de generación del gas y del carbón, mostraron comportamientos diferentes a lo largo del año 2015.

Por un lado, el precio del gas en el principal mercado de Europa (*National Balancing Point*, NBP de Reino Unido), registró una marcada tendencia a la baja durante todo 2015, llegando a superar los 25 €/MWh en el mes de marzo, hasta situarse por debajo de los 15 €/MWh a finales de año, lo que supone una reducción de más del 40%. Esta bajada se produce en un contexto de fuerte reducción del precio del crudo y un aumento de la oferta de GNL a nivel mundial.

Por otro lado, el precio del carbón mantuvo valores más estables a lo largo de todo el año, con valores comprendidos entre los 6 y los 8 €/MWh, observándose una tendencia a la baja más acusada durante la segunda mitad de 2015.

Por último, durante el año se observó una tendencia al alza en el precio del CO₂. Comenzó el año en valores de 7 €/ton y cerró en valores del entorno de los 8,5 €/ton, lo que supone un incremento del 20%, si bien estos valores todavía están alejados de las cotizaciones de 17 €/ton de comienzos de 2011.

Precios del gas y del carbón



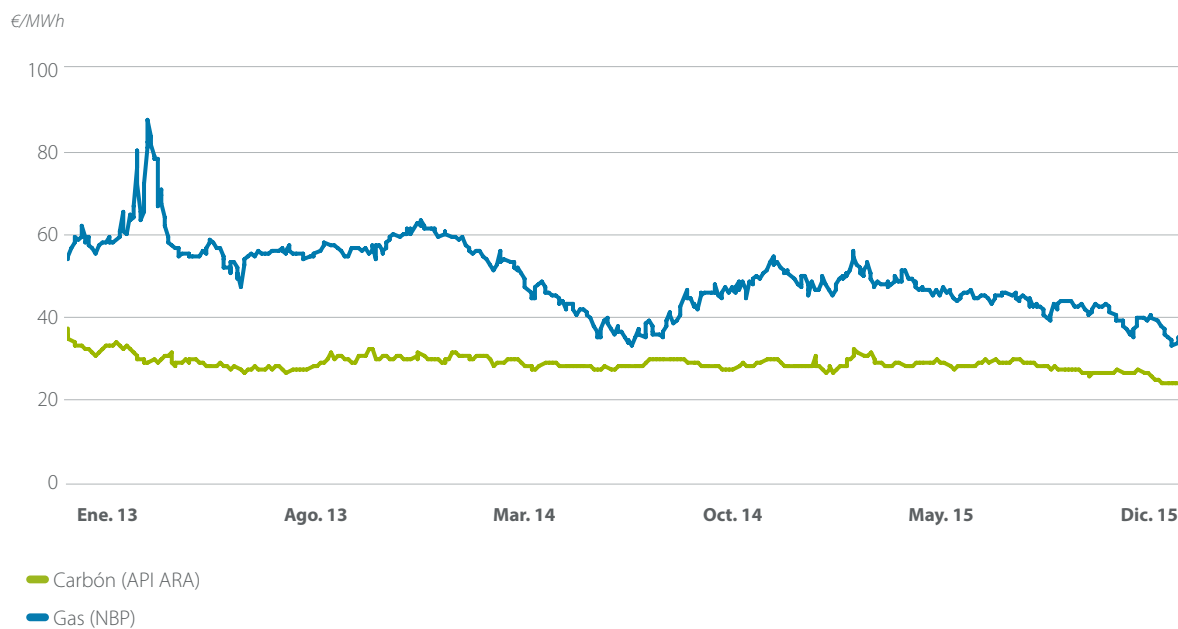
Precio CO₂



Fuente: Bloomberg.

Con este escenario de precios de materias primas, los costes de generación de gas y carbón durante 2015 se mantuvieron, al igual que el año anterior, en situación de ventaja competitiva de carbón frente a gas. Si bien la diferencia de costes entre ambas tecnologías se redujo ligeramente: el carbón fue 15 €/MWh más competitivo en 2015 frente a los 16,5 €/MWh en 2014.

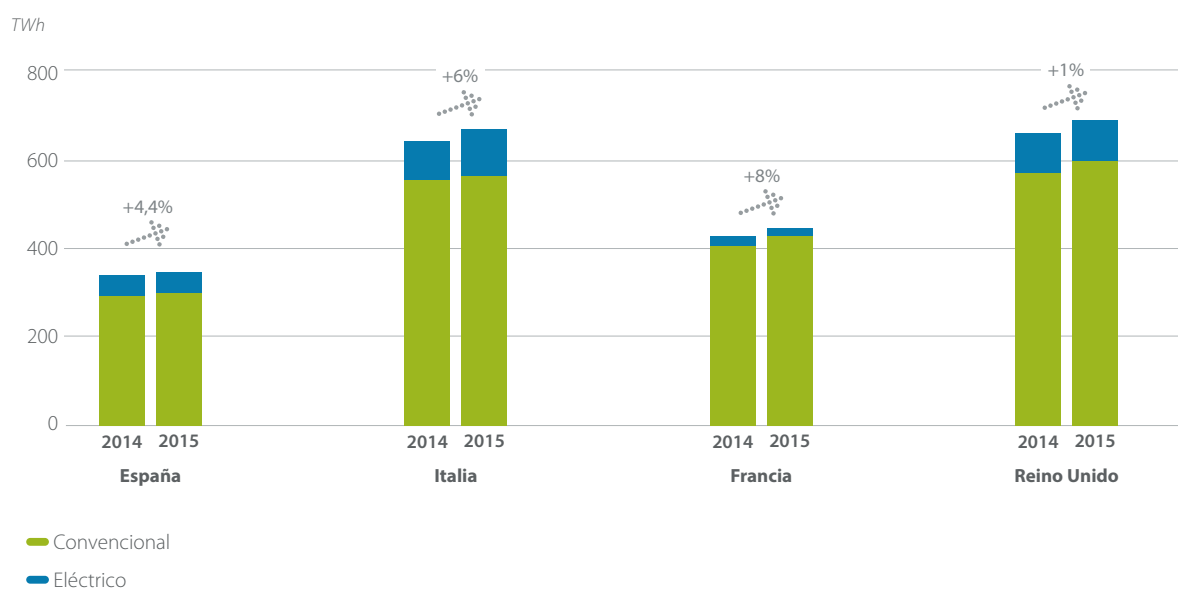
Costes de generación del gas vs. carbón



Comparativa europea de la demanda de gas natural

La demanda total de gas natural creció en todos los países de la Unión Europea analizados, con incrementos comprendidos entre el 8% en Francia, 6% en Italia, 4,4% en España y el 1% en Reino Unido.

Comparativa europea de la demanda de gas natural

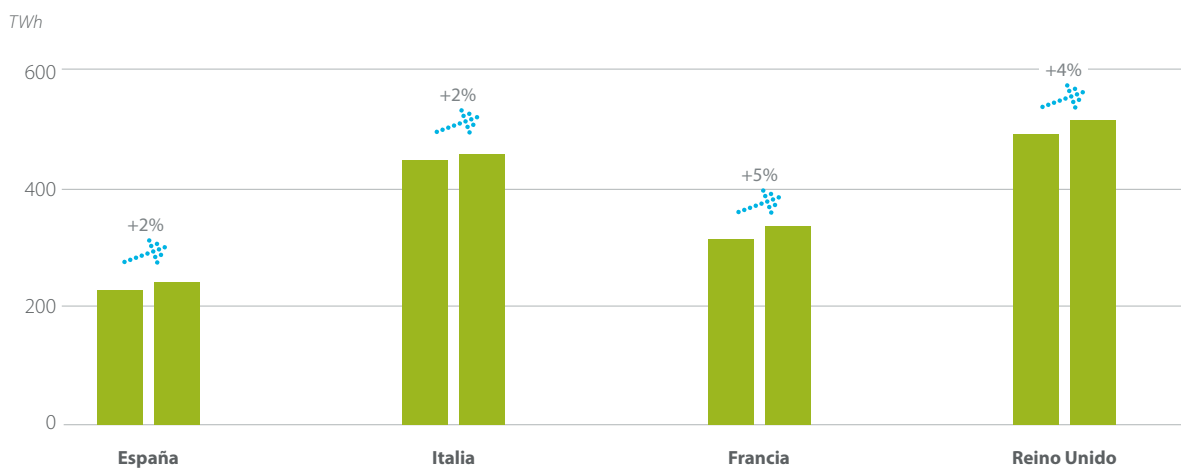


Fuente: webs TSOs (GRT Gaz, TIGF, National Grid, Snam).

Demanda convencional

La demanda convencional de gas creció en los cuatro países analizados, conducido por la subida del sector doméstico-comercial y pymes (7% en España, 6% en Francia, 4% en Italia y 4% en Reino Unido) debido al efecto de las temperaturas, que fueron más frías, principalmente en el primer trimestre del año 2015, que en el año 2014.

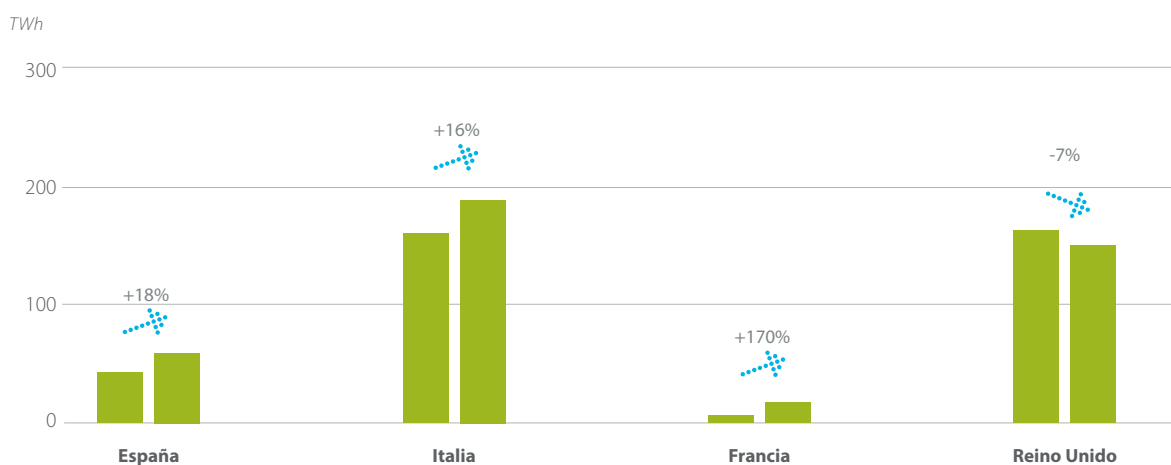
Demanda convencional



Demanda de gas para el sector eléctrico

La demanda de gas para el sector eléctrico registró incrementos en casi todos los países europeos analizados: España (18%), Italia (16%) y Francia (170%), derivados principalmente por una menor generación hidráulica. En Reino Unido, el consumo de gas de CTCC disminuyó un 7% debido a un aumento de la generación eólica y a una disminución de la demanda eléctrica.

Demanda de gas para el sector eléctrico



Indicadores macroeconómicos

Índice de Grandes Consumidores de Gas (IGIG)

Como novedad en el año 2015, el Gestor Técnico del Sistema ha elaborado el índice IGIG. Este indicador aporta información clasificada sobre el consumo de gas natural en los diez sectores industriales con índices de consumo más altos. El análisis de la información obtenida a través de este indicador también permite geolocalizar a los grandes clientes industriales de gas natural, saber cuáles son las regiones del país más intensivas en cada sector y conocer datos específicos como la influencia de las temperaturas en el consumo o su relación con variables macroeconómicas.

Característica del IGIG



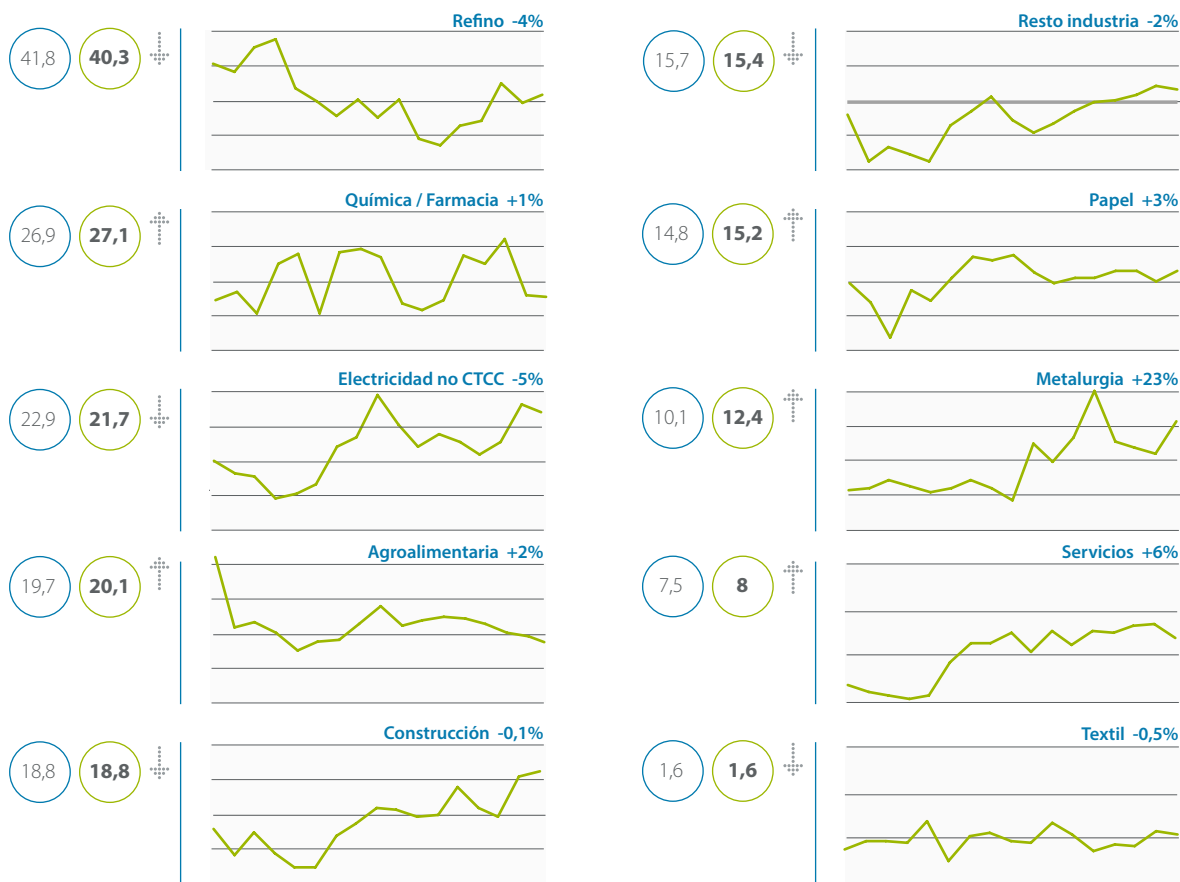
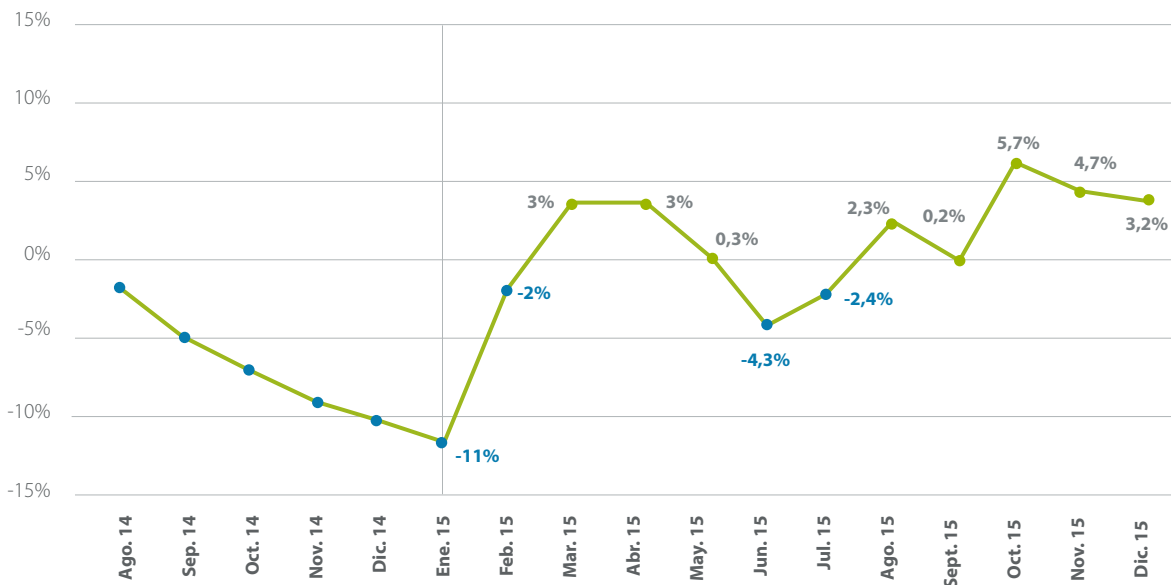
Evolución del IGIG

En el año 2015, el IGIG muestra dos tendencias claramente diferenciadas:

- Primer semestre de 2015: descenso a comienzos de año motivado por el cambio regulatorio en la cogeneración (febrero de 2014), observándose posteriormente una recuperación paulatina.
- Segundo semestre de 2015: cinco meses consecutivos con subidas, debido principalmente al sector de la metalurgia (+23%), el sector servicios (+6%) y el papel (+3%).

Evolución IGIG

182,4 ~ 75% demanda convencional
~ 58% demanda total nacional



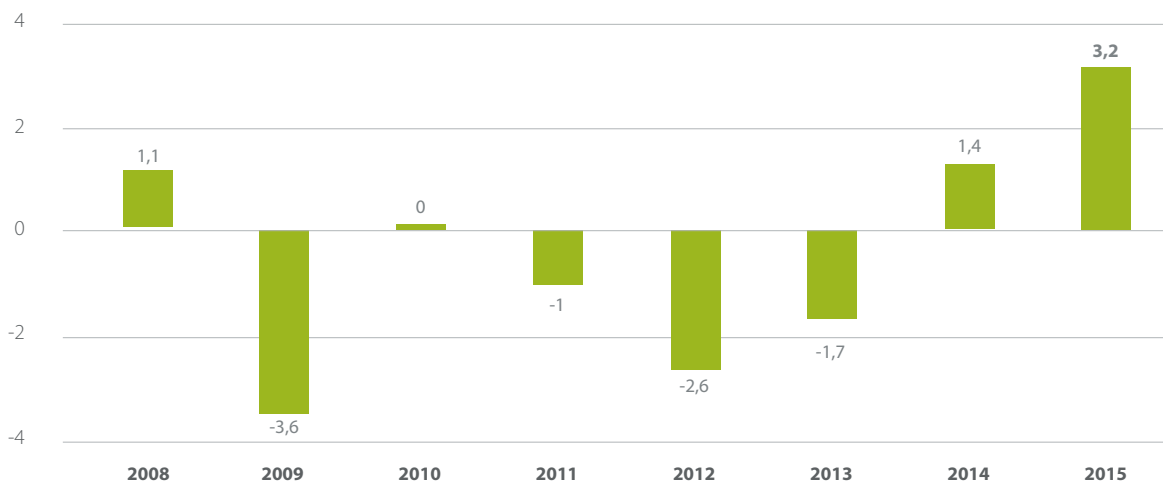
○ Consumo sectores 2014 ● Consumo sectores 2015

% crecimientos por sectores 2015 vs. 2014.

Evolución del Producto Interior Bruto

En el año 2015, el Producto Interior Bruto (PIB) generado por la economía española creció al ritmo más alto de los últimos ocho años, alcanzando un crecimiento anual del 3,2%, según el avance publicado por el Instituto Nacional de Estadística (INE).

Producto Interior Bruto. Tasas Interanuales

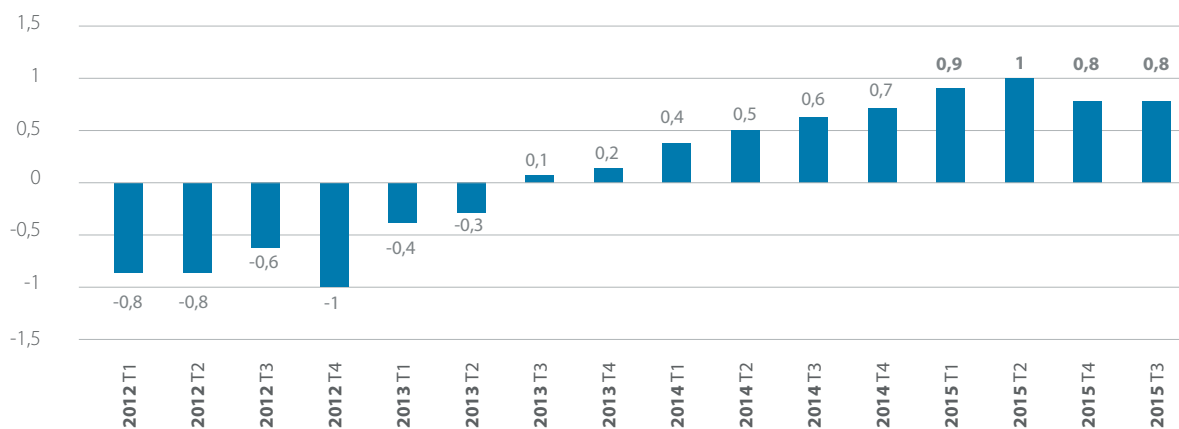


Fuente: INE.

Contabilidad Nacional Trimestral. BASE 2010.

Por trimestres, el PIB registró tasas de variación positivas del 0,9% en el primer trimestre, del 1% en el segundo trimestre, 0,8% en el tercero y del 0,7% en el último, crecimientos equiparables al año 2007, año previo a la crisis.

Producto Interior Bruto. Tasas Intertrimestrales



Fuente: INE.

Contabilidad Nacional Trimestral. BASE 2010.

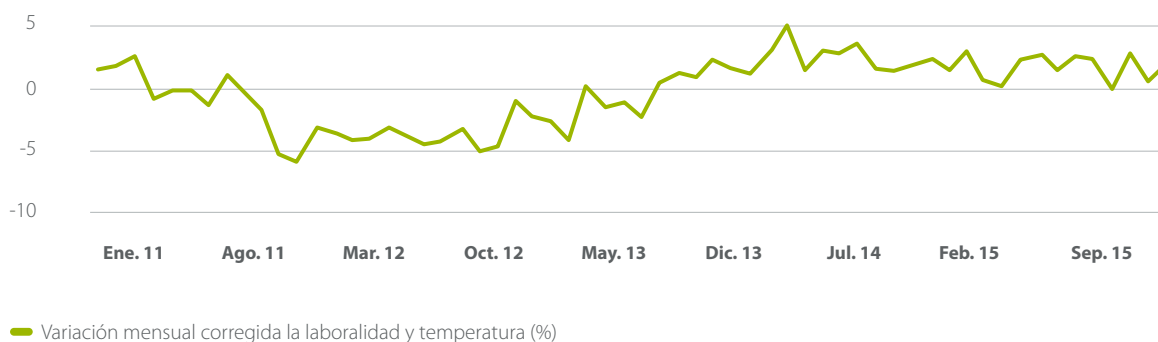
Índice de Grandes Consumidores de REE (IRE)

El Índice de Grandes Consumidores (IRE), elaborado por REE, tiene como objetivo facilitar una información adelantada de la evolución del consumo eléctrico de los grandes consumidores por sectores de actividad.

REE publica este índice mensualmente y elabora un indicador agregado así como el desglose en actividades industriales y actividades de servicios.

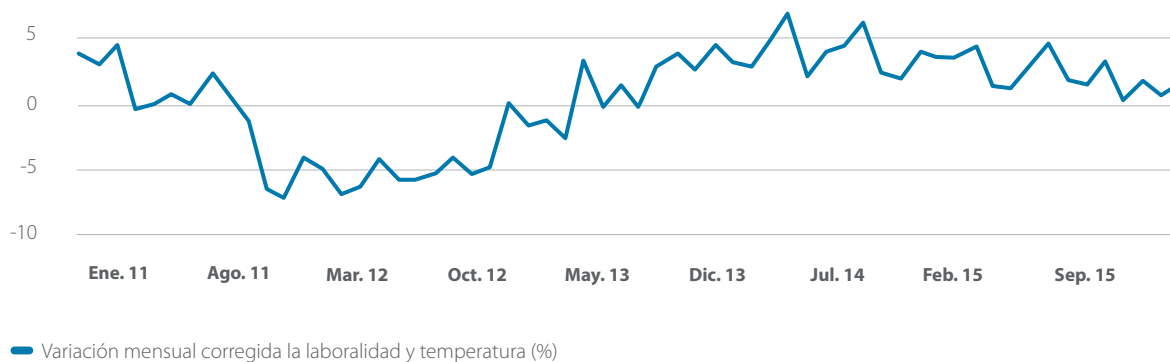
El Índice General de Grandes Consumidores registró una senda de evolución creciente a lo largo de todo 2015, confirmando la recuperación observada ya durante el año anterior. Este índice llegó a alcanzar subidas de en torno al 3% en los meses de enero, mayo y octubre de 2015 respecto a los mismos meses del año anterior.

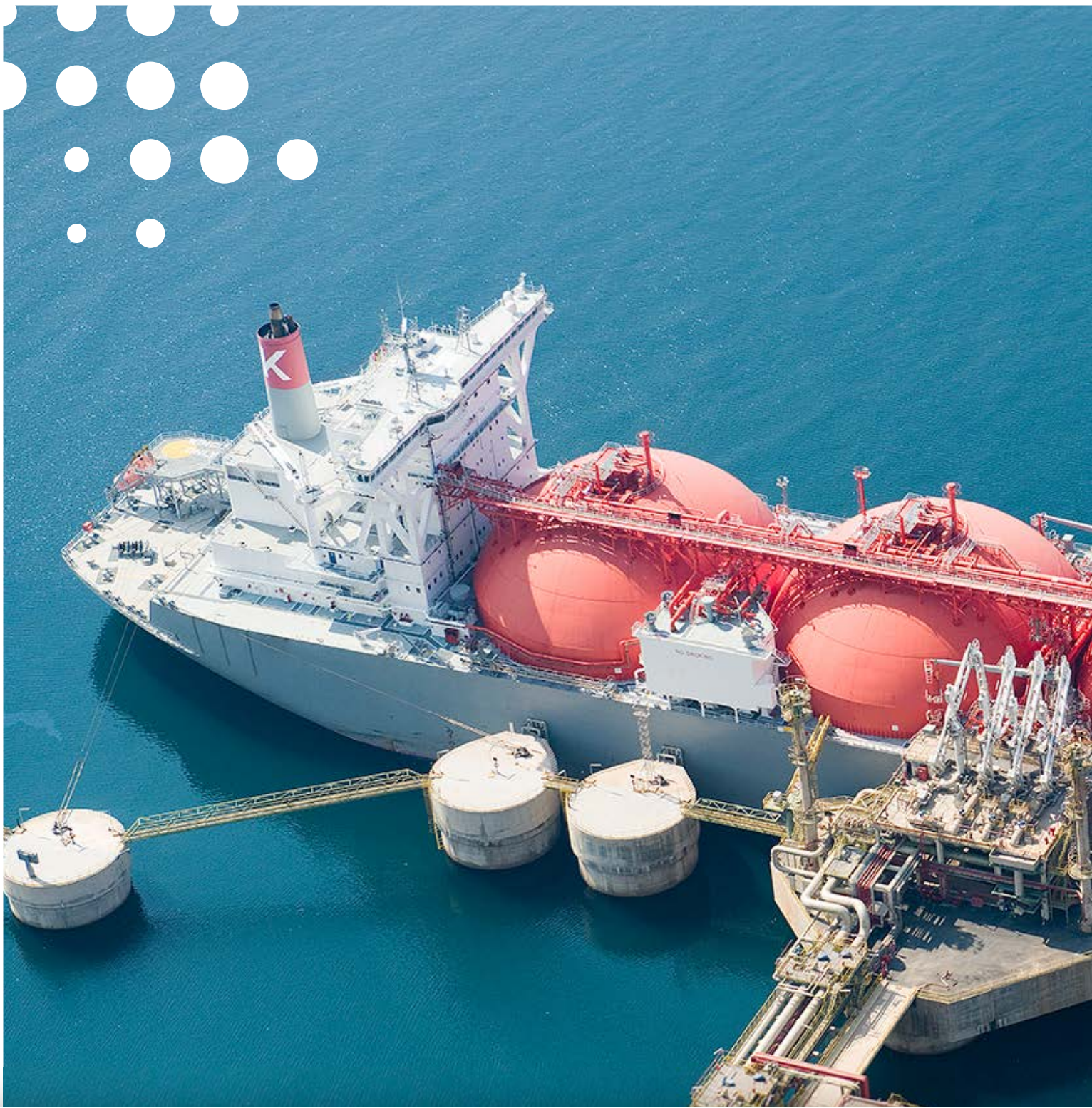
Índice de Grandes Consumidores. Mensual



El índice desglosado para las actividades industriales también alcanzó crecimientos positivos a lo largo de 2015. Su valor máximo lo alcanzó en enero, con una subida del 4,6% respecto al mismo mes del año anterior.

Actividades industriales. Mensual







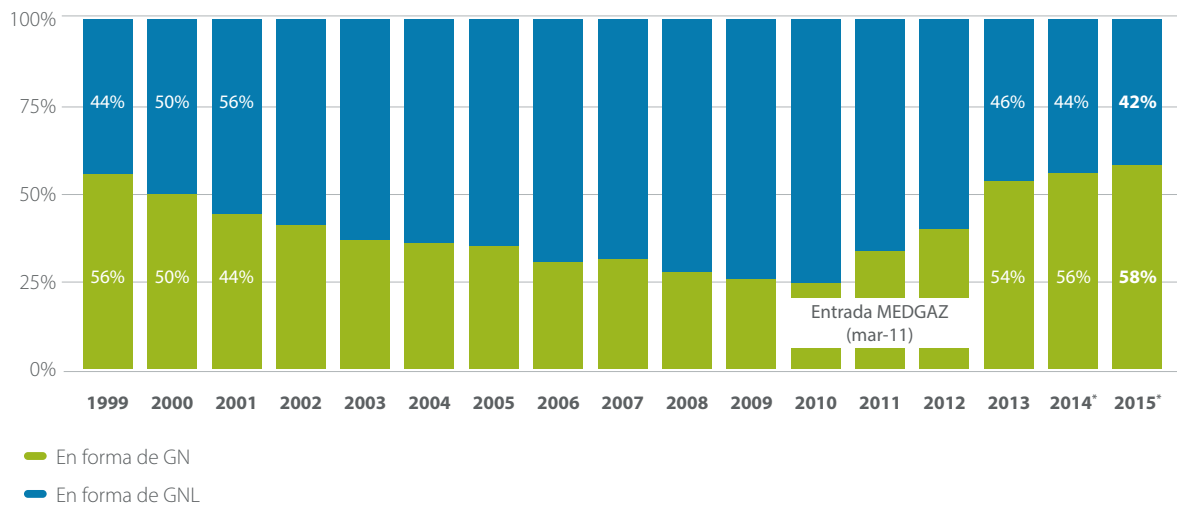
Aprovisionamientos
de GN y GNL

03

Durante el año 2015, los aprovisionamientos de gas natural alcanzaron los 365.382 GWh. Por tercer año consecutivo, los suministros en forma de gas natural (GN) superaron a los de gas natural licuado (GNL) y el 58% del aprovisionamiento se realizó a través de las conexiones internacionales.

Como en años anteriores, en 2015 se mantuvo un alto grado de diversificación en el Sistema Gasista español y se recibió gas natural procedente de ocho países.

Evolución de los aprovisionamientos



* En 2014 y 2015, el GN incluye el gas en tránsito a Portugal.

 Entradas al Sistema Gasista español

<i>GWh</i>	2014	2015	2015 s/2014
GN			
CCII Norteafricanas	179.653	175.344	-2%
VIP Pirineos	49.233	36.902	-25%
VIP Ibérico	279	0	-100%
Nacional	508	776	53%
Total GN	229.674	213.022	-7%
GNL			
P. Barcelona	37.105	36.899	-1%
P. Huelva	36.332	33.143	-9%
P. Cartagena	30.607	15.059	-51%
P. Bilbao	18.425	22.914	24%
P. Sagunto	36.570	27.826	-24%
P. Mugaridos	21.051	16.520	-22%
Total GNL	180.090	152.360	-15%
Total Oferta	409.764	365.382	-11%

Las entradas en forma de GN acumularon 213.022 GWh, lo que supuso un decrecimiento del 7% respecto al año anterior que fue de 229.674 GWh.

Por su parte, el aprovisionamiento en forma de GNL disminuyó en 2015 un 15% con respecto al ejercicio anterior alcanzando los 152.360 GWh. Los mayores volúmenes descargados se produjeron en las plantas de Barcelona, Huelva y Sagunto.

Origen de los suministros

GWh	2014	2015	Δ 2015 s/2014
Argelia GN	179.653	175.344	-8%
Argelia GNL	57.313	43.401	-8%
Nigeria GNL	31.652	43.324	37%
Qatar GNL	35.038	33.139	-5%
Perú GNL	13.971	10.794	-23%
T&T GNL	23.479	12.754	-46%
Noruega GNL	14.062	7.984	-43%
Bélgica GNL*	1.294	-	-100%
Portugal GN	279	-	-100%
Nacional GN	508	776	53%
Omán GNL	1.833	964	-47%
Francia GN	49.233	36.902	-25%
Países Bajos GNL*	1.448	-	-100%
Total	409.764	365.382	-11%
Cargas de buque	60.185	16.007	-73%

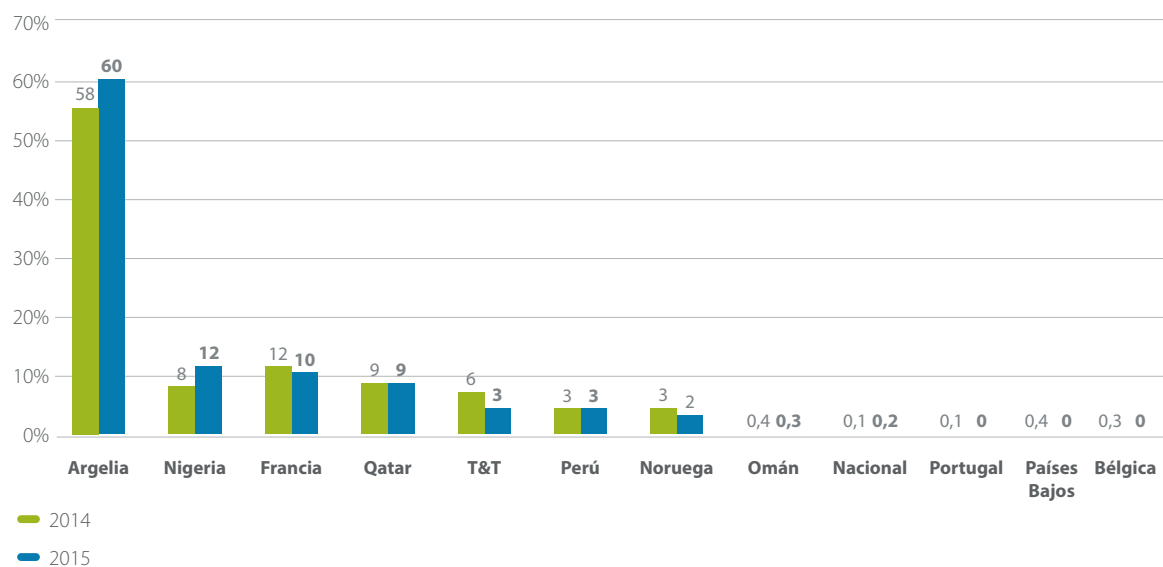
* GNL cargado desde planta de regasificación / GNL de tránsito.

En 2015 destacó el incremento de GNL procedente de Nigeria. Los descensos más significativos se acusaron en el volumen de gas procedente de Argelia y Francia, que descendieron un 8% y un 25% respectivamente.

203

En las terminales de regasificación del Sistema Gasista español descargaron en 2015 un **total de 203 buques metaneros**.

Porcentaje de diversificación del aprovisionamiento



En la cartera de aprovisionamientos, Argelia continuó siendo el principal país de origen del suministro gasista nacional, seguido del gas procedente de Nigeria y de Europa a través de Francia.

En las terminales de regasificación del Sistema se descargaron en 2015 un total de 203 buques metaneros.

Descargas de buques de GNL

	2014							2015							Δ año s/Total
	GNL descargado		Nº buques					GNL descargado		Nº buques					
	GWh	Qmáx	QFlex	G	M	P	Total	GWh	Qmáx	QFlex	G	M	P	Total	
Barcelona ⁽³⁾	37.105	-	1	30	23	-	54	36.899	-	1	29	22	1	53	-1%
Huelva	36.332	-	-	37	8	-	45	33.143	-	-	33	9	-	42	-9%
Cartagena ⁽¹⁾	30.607	-	1	27	11	-	39	15.059	-	-	16	2	-	18	-51%
Bilbao	18.425	-	-	21	-	-	21	22.914	-	-	25	-	-	25	+24%
Sagunto ⁽²⁾	36.570	-	1	25	29	-	55	27.826	-	-	18	27	-	45	-24%
Mugaridos	21.051	-	-	24	2	1	27	16.520	-	-	18	2	-	20	-22%
Total	180.090	-	3	164	73	1	241	152.360	-	1	139	62	1	203	-15%

(1) Nota de Operación nº 03: Desvío de buque de 148.300 m³ de GNL a la Planta de Cartagena con descarga inicialmente prevista en Barcelona.

Nota de Operación nº 07: Desvío de buque de 75.000 m³ de GNL a la Planta de Cartagena con descarga inicialmente prevista en Barcelona.

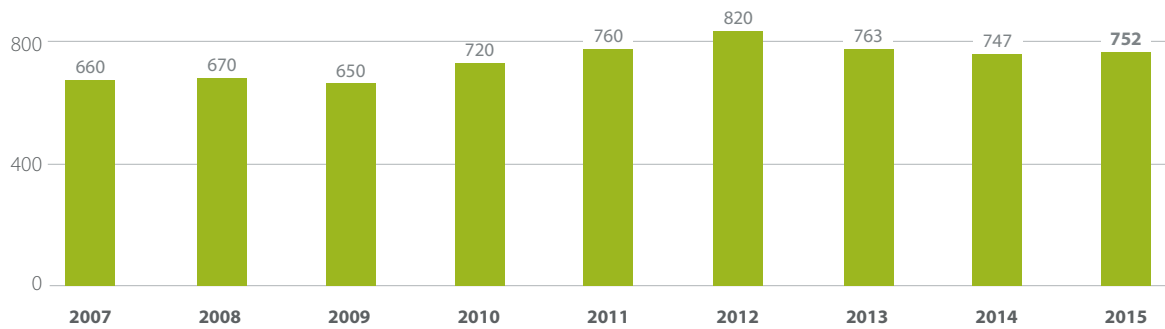
(2) Nota de Operación nº 08: Desvío de buque de 135.000 m³ de GNL a la Planta de Sagunto con descarga inicialmente prevista en Barcelona.

(3) Nota de Operación nº 08: Desvío de buque de 138.000 m³ de GNL a la Planta de Barcelona con descarga inicialmente prevista en Sagunto.

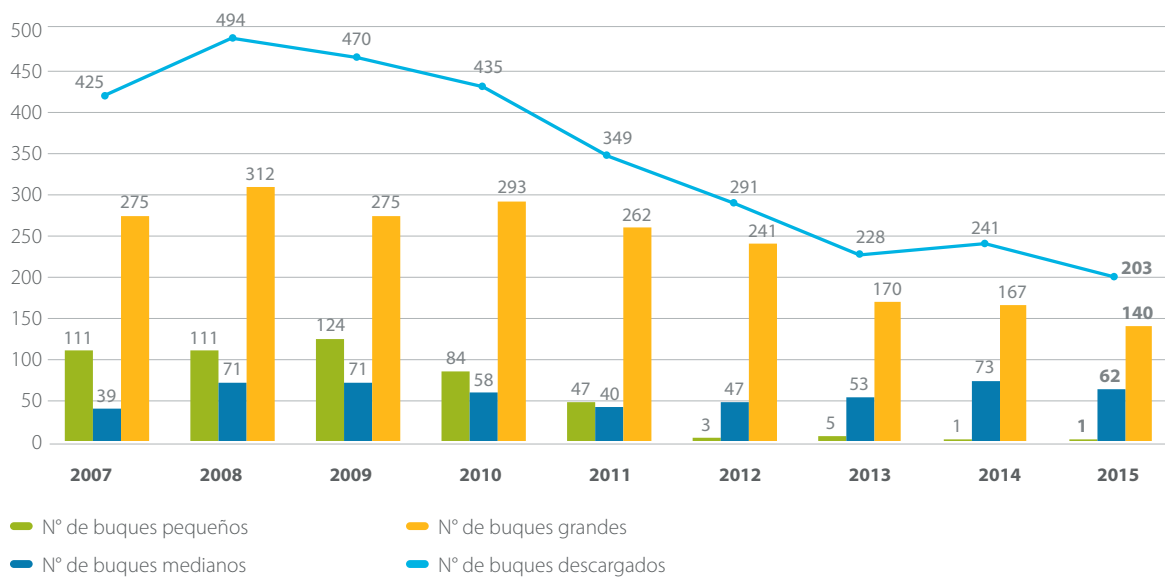
Por otra parte, aunque descendió el número de cargamentos gestionados, aumentó ligeramente el tamaño medio de los buques, pasando de 747 GWh en 2014 a 752 GWh en 2015.

Evolución del tamaño medio

Tamaño medio: GNL descargado (GWh) / N° de buques



Evolución del número de buques descargados





En 2015, cada una de las plantas de regasificación, excepto la Planta de Huelva, recibió gas procedente de al menos cinco países distintos, lo que contribuyó a reforzar la seguridad del Sistema. La terminal que acumuló un mayor número de descargas fue Barcelona, seguida de Sagunto y Huelva.

Descargas por orígenes y plantas de regasificación

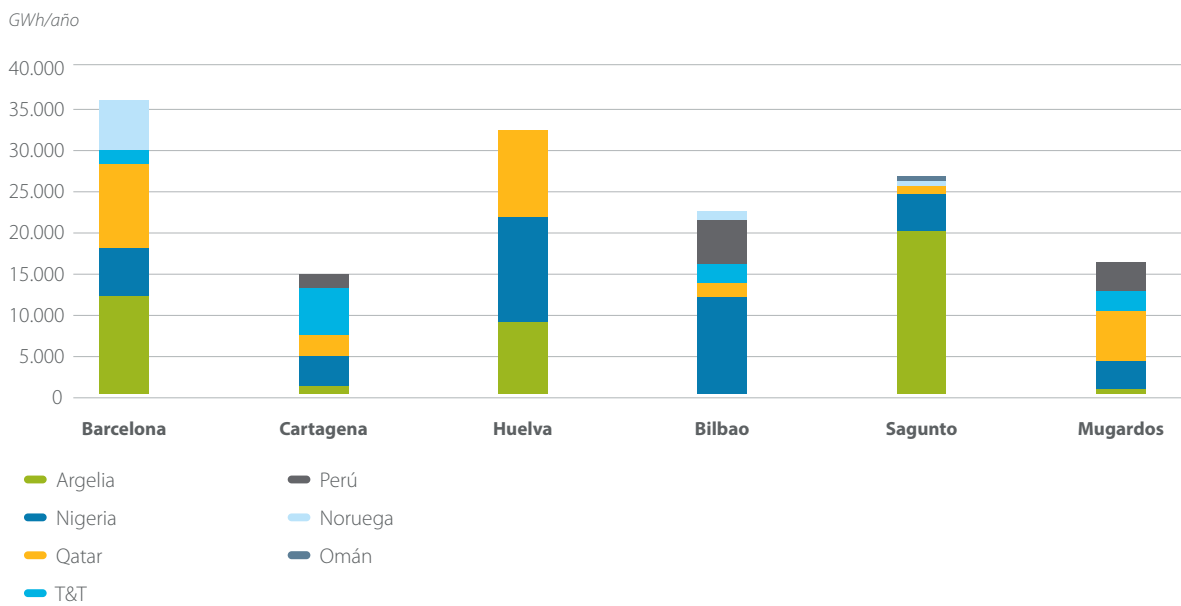
Nº de descargas	Nigeria	Argelia	Qatar	T&T	Noruega	Perú	Omán	Total	Tamaño medio descargado (GWh)
Barcelona	6	26	12	2	7			53	696
Cartagena	4	2	3	7		2		18	837
Huelva	14	16	12					42	796
Bilbao	13		2	3	1	6		25	917
Sagunto	5	37	1		1		1	45	618
Mugaridos	4	1	7	4		4		20	826
Total	46	82	37	16	9	12	1	203	752
Tamaño medio descargado (GWh)	942	532	896	797	887	900	964		

Por orígenes, Argelia fue el país del que se recibió un mayor número de cargamentos, seguido de Nigeria y Qatar.

Origen de los suministros



Distribución de los orígenes por planta de regasificación



Movimientos de gas en las conexiones de GN

GWh	2014			2015			Δ saldo s/2014
	Saldo	Entradas	Salidas	Saldo	Entradas	Salidas	
CCII Norteafricanas	179.653	179.653	-	175.344	175.344	-	-2%
VIP Pirineos	48.828	49.233	405	31.316	36.902	5.586	-36%
VIP Ibérico	-31.168	279	31.447	-35.325	-	35.325	+13%
Nacional	508	508	-	776	776	-	+53%
Total	197.822	229.674	31.852	172.111	213.022	40.911	-13%

El aprovisionamiento en forma de GN durante 2015 acumuló 213 TWh, lo que supuso un descenso del 7% respecto al año anterior. Esta reducción fue consecuencia, principalmente, del descenso de las entradas procedentes de Francia, que bajaron un 25% respecto a 2014.

En cuanto a las salidas por las interconexiones, el balance global registró un incremento de un 28%. Este crecimiento se debió, principalmente, al aumento de las salidas tanto hacia Francia, que crecieron más de un 100% respecto a 2014, como hacia Portugal.

28%

Las salidas por las interconexiones registraron un incremento de un 28%, principalmente **por el aumento de las salidas tanto hacia Francia, que crecieron más de un 100% respecto a 2014, como hacia Portugal.**





Plantas
de regasificación

04



En 2015, España mantuvo su liderazgo en Europa tanto en capacidad de almacenamiento de GNL y vaporización, como en número de plantas.

Las características globales de las terminales de regasificación españolas no presentaron variaciones significativas en 2015. La capacidad máxima de vaporización se mantuvo en 6.862.800 Nm³/h, el número de tanques de GNL, en 25, y se continuó operando con ocho atraques capaces de gestionar descargas de buques metaneros de hasta 270.000 m³ de capacidad.

Características técnicas de las plantas de regasificación

Plantas regasificación	Capacidad máxima Vaporización	Almacenamiento GNL		Capacidad carga cisternas	Atraques	
	Nm ³ /h	Nº tanques	m ³ GNL	GWh/día	Nº atraques	m ³ GNL
Barcelona	1.950.000	6	760.000	15	2	266.000
Huelva	1.350.000	5	619.500	15	1	173.400
Cartagena	1.350.000	5	587.000	15	2	266.000
Bilbao	800.000	3	450.000	4,5	1	270.000
Sagunto	1.000.000	4	600.000	10,5	1	266.000
Mugardos	412.800	2	300.000	10,5	1	266.000
Total	6.862.800	25	3.316.500	71	8	Hasta 270.000

Producción en plantas de regasificación

A lo largo del año se observó un incremento en las entradas desde las plantas de regasificación al Sistema como consecuencia de un aumento de la demanda gasista y del descenso del saldo importador con Francia. Las importaciones a través de las conexiones internacionales con este país se vieron notablemente disminuidas, mientras que las exportaciones aumentaron de manera significativa.



Producción en plantas de regasificación (Regasificación + carga de cisternas)

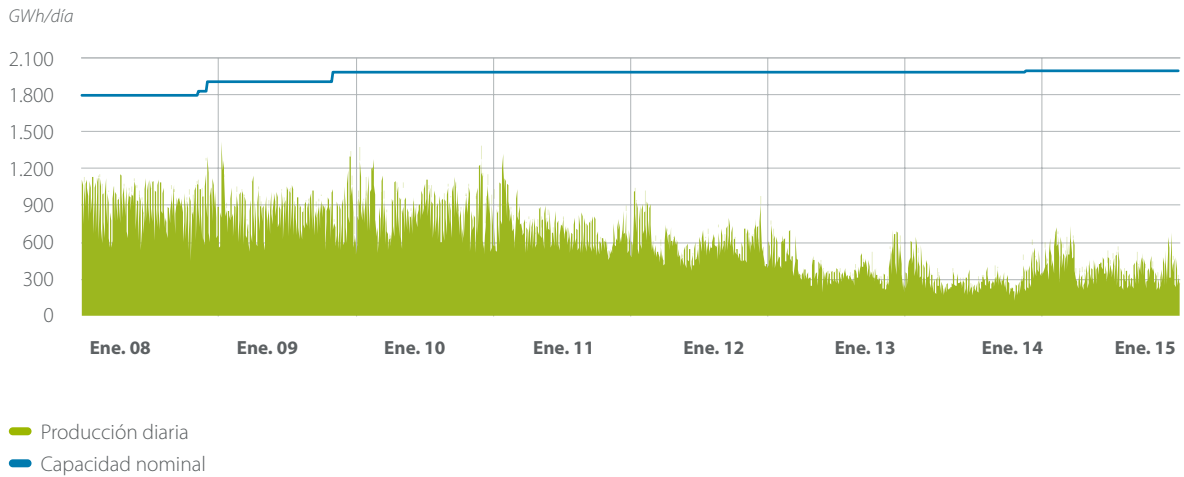
GWh	2014	2015	Δ s/ 2014
Barcelona	31.596	35.448	+12%
Huelva	20.146	29.429	+46%
Cartagena	11.795	15.641	+33%
Bilbao	17.026	21.479	+26%
Sagunto	17.051	22.673	+33%
Mugardos	13.183	16.524	+25%
Total	110.796	141.194	+27%

El incremento en la producción se manifestó en todas las plantas y a nivel global se registró un valor un 27% superior al de 2014. El crecimiento más significativo se dio en la Planta de Huelva, donde el aumento fue del 46%.

La producción media diaria alcanzó los 387 GWh/día, mientras que la contratación media diaria se situó en 491 GWh/día. Ambos valores fueron superiores a los de 2014. El uso medio de la contratación alcanzó el 79%, un porcentaje mayor al registrado en los últimos años.

Por su parte, el ratio de capacidad contratada respecto a la nominal fue del 25%, muy similar al del año anterior.

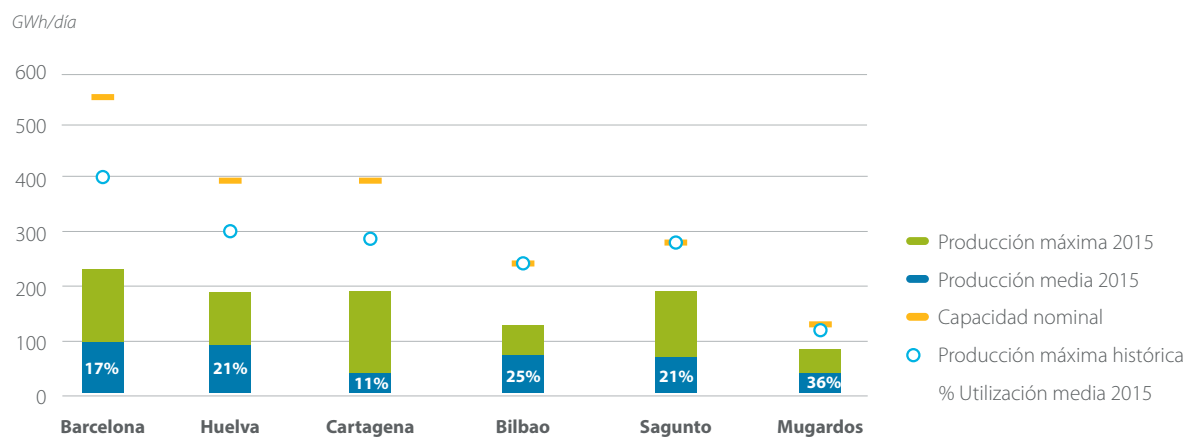
Evolución de la producción y contratación en las plantas de regasificación



	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	1.800	1.913	1.983	1.978	1.978	1.980	1.982	1.986
Contratación media anual GWh/día	1.261	1.309	1.277	1.044	854	632	476	491
% Contratación/Nominal	70%	68%	64%	53%	43%	32%	24%	25%
Máximo % Contratación/Nominal	76%	75%	79%	66%	56%	39%	34%	39%
Producción media GWh/día	901	842	855	700	592	393	304	387
Uso medio de la contratación %	72%	64%	67%	67%	70%	62%	64%	79%

En línea con estos datos, los factores de utilización de las terminales españolas, definidos como el cociente entre la producción real y la nominal, presentaron incrementos con respecto al año anterior.

Producciones medias y máximas registradas en las plantas de regasificación (Regasificación + carga de cisternas)



Carga de cisternas en plantas de regasificación

En 2015, el volumen de cisternas gestionado fue de 10.719 GWh, muy similar al del año 2014.

Como dato destacable, cabe señalar el incremento de la carga de cisternas en Bilbao, debido a la reanudación de la actividad en el cargadero de esta terminal el 26 de noviembre de 2014 (inhabilitado por obras desde mediados de diciembre de 2010). En las plantas de Huelva, Cartagena y Sagunto, el incremento se situó en un 6%, mientras que en la de Barcelona, el aumento fue del 3%.

Carga de cisternas en plantas de regasificación

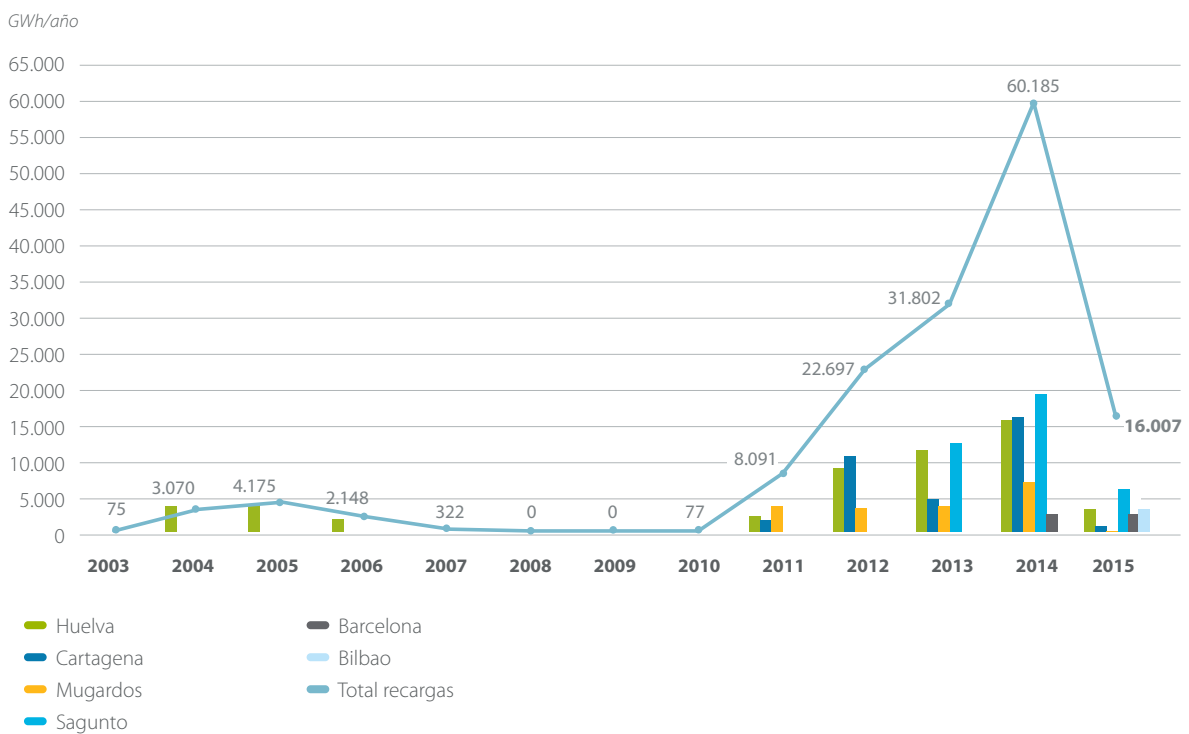
	2014		2015		Máx. diario GWh/día	Δ s/ 2014
	Total GWh	% s/ total 2014	Total GWh	% s/ total 2015		
Barcelona	1.886	17%	1.943	18%	11	3%
Huelva	2.467	23%	2.615	24%	17	6%
Cartagena	2.125	20%	2.257	21%	13	6%
Bilbao	18	0,2%	308	3%	3	>100%
Sagunto	1.369	13%	1.457	14%	10	6%
Mugaridos	2.994	28%	2.138	20%	10	-29%
Total	10.858	100%	10.719	100%	50	-1%

Recargas de GNL en buques metaneros

En el año 2015, las operaciones de recarga de GNL de buques descendieron significativamente. Estas operaciones se realizaron en todas las terminales: Barcelona, Huelva, Cartagena, Sagunto, Mugaros y Bilbao. En esta última se llevaron a cabo por primera vez actividades de recarga de buques metaneros, gracias a la adaptación de sus instalaciones.

El cómputo global de las operaciones realizadas alcanzó un total de 16.007 GWh.

Evolución histórica de las recargas de GNL en el Sistema Gasista español

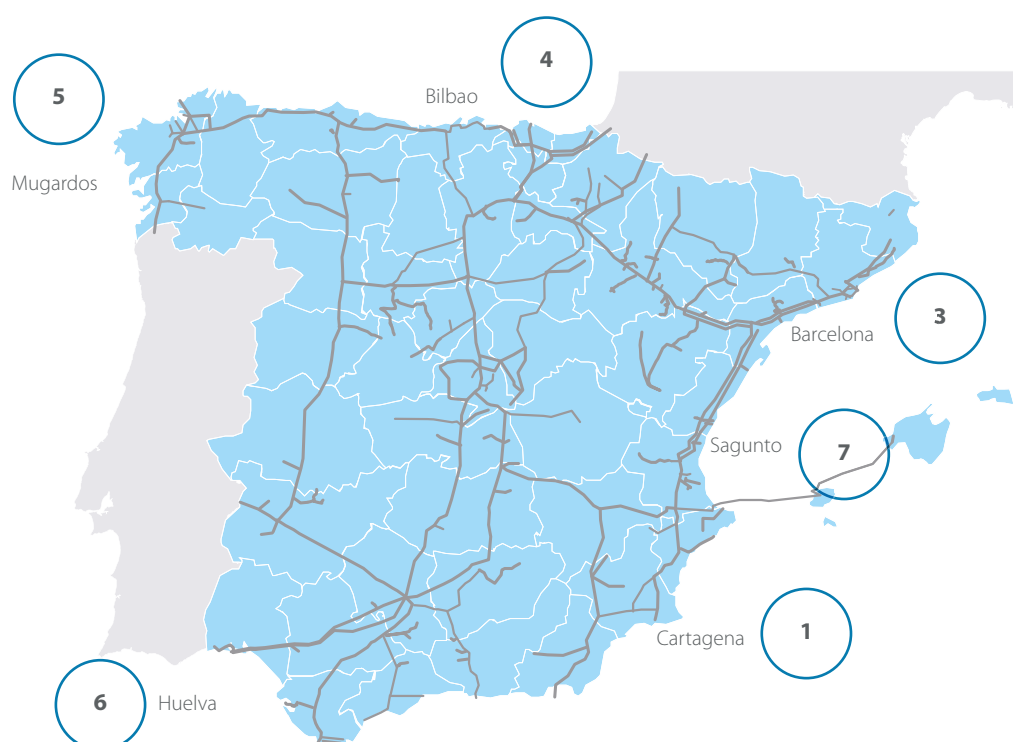


GWh	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Huelva	75	3.070	4.175	2.148	322	0	0	48	2.327	8.877	11.348	15.801	3.203
Cartagena	0	0	0	0	0	0	0	0	1.903	10.419	4.665	15.936	1.092
Mugaros	0	0	0	0	0	0	0	29	3.862	3.401	3.494	6.896	53
Sagunto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12.294	19.237	6.222
Barcelona	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.315	2.395
Bilbao	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.041

La Planta de Sagunto fue la terminal que presentó un mayor número de recargas de buques y una mayor energía total cargada (un 39% del valor total), seguida por la de Huelva y Bilbao.

Por su parte, la energía recargada en la terminal de Barcelona apenas experimentó variación con respecto al año anterior.

Operaciones de recarga de GNL en plantas de regasificación

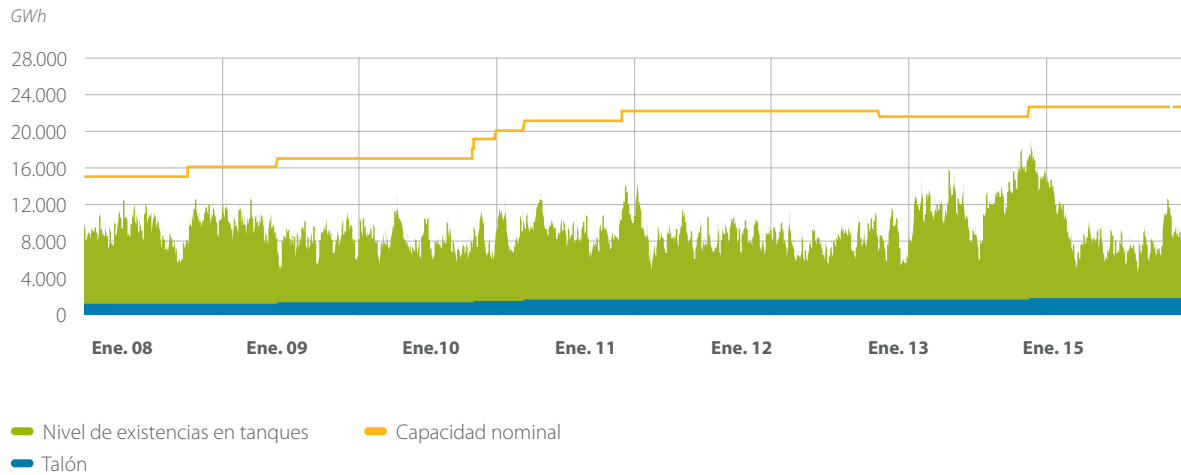


N.º cargas: 26

Existencias de GNL en tanques de almacenamiento

En el año 2015, las existencias medias en los tanques de almacenamiento alcanzaron un 38% de su capacidad total, una cifra inferior a la de 2014, pero similar a la de 2012 y 2013.

Evolución de las existencias de GNL en tanques de almacenamiento



	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Nivel medio de existencias (GWh)	9.402	9.002	8.166	9.462	8.741	8.083	12.606	8.673
% medio de llenado en tanques	61%	54%	47%	45%	39%	37%	58%	38%
Nº medio de días de contratación almacenados	6,5	5,9	5,3	7,5	8,3	10,2	23,5	14,0

El total de existencias medias diarias almacenadas en tanques ascendió a 8.673 GWh, lo que supuso un descenso de 3.933 GWh con respecto al año anterior.

A pesar de que el decremento del volumen de existencias de GNL se observó en todas las plantas, el descenso fue más acusado en la de Huelva, seguida por la de Barcelona y la de Cartagena. Por su parte, en la Planta de Bilbao esta tendencia no fue tan notoria, con una reducción de un 6% con respecto al año anterior, mientras que en la de Mugaridos apenas se observó variación.

Nivel medio de existencias en tanques de almacenamiento de GNL

GWh	2014			2015			Δ Existencias s/ 2015
	Capacidad nominal 2014	Existencias medias GNL	Nivel medio llenado	Capacidad nominal 2015	Existencias medias GNL	Nivel medio llenado	
Barcelona	5.206	3.339	64%	5.206	1.979	38%	-41%
Huelva	4.244	2.620	62%	4.244	1.468	35%	-44%
Cartagena	4.021	1.826	45%	4.021	1.150	29%	-37%
Bilbao	3.083	1.500	68%	3.083	1.403	46%	-6%
Sagunto	4.110	2.298	56%	4.110	1.661	40%	-28%
Mugardos	2.055	1.023	51%	2.055	1.012	49%	-0,3%
Total	22.718	12.606	55%	22.718	8.673	38%	-31%

Desvíos de buques por declaración de Situación de Operación Excepcional

A lo largo de 2015 se realizó el desvío de la descarga de cuatro buques metaneros: dos hacia la Planta de Cartagena, uno hacia la de Sagunto y otro a Barcelona.

Los desvíos se pusieron en conocimiento del sector mediante la publicación de las Notas de Operación nº 3/2015, nº 7/2015 y nº 8/2015. Requirieron la modificación de la programación prevista en las plantas de regasificación, pero se llevaron a cabo sin afección a ningún usuario final y atendiendo con normalidad toda la demanda programada.



Actividad en plantas de regasificación

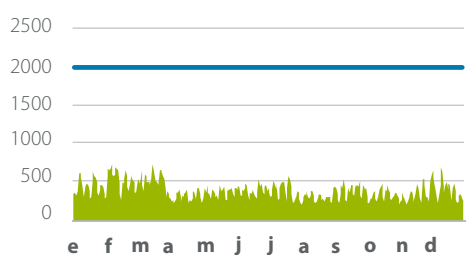
Niveles diarios de existencias en tanques de GNL

1.000 m³ de GNL

— Nivel de existencias GNL TKs — Talón
— Capacidad máx. TKs

Producciones diarias en planta

GWh/día



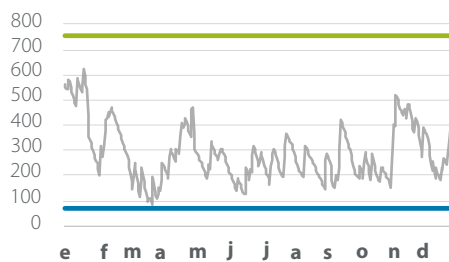
— Producción diaria
— Producción nominal

			Ene. 15	Dic. 15	
Buques GNL	Descargas	GWh	152.360		
		nº buques	203		
Buques GNL	Cargas	GWh	16.007		
		nº buques	26		
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m ³ GNL	3.316.500	3.316.500	
		GWh	22.718	22.718	
	Talón GWh GNL	1.801	1.801		
Existencias medias TKs		GWh	8.673		
Información CONTRATACIÓN Valor medio	Regasificación	GWh/día	455		
	Cisternas	GWh/día	36		
	% medio contratado vs. nominal		25%		
	% utilización media contratación		79%		
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Total	GWh/día	1.986	1.986
		Vaporización	1000 Nm ³ /h	6.863	6.863
			GWh/día	1.916	1.916
	Diaría	Cisternas	GWh/día	70,9	70,9
		RÉCORD	GWh/día	1.421	09/01/2009
		máxima	GWh/día	730	
		media	GWh/día	387	
mínima	GWh/día	211			
PRODUCCIÓN periodo		GWh	141.194		

Actividad en la Planta de Barcelona

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL

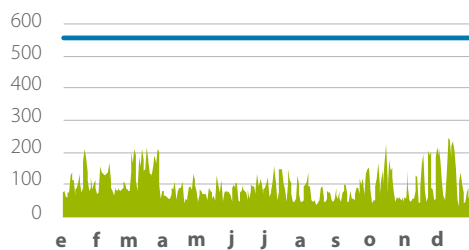
1.000 m³ de GNL



— Nivel de existencias GNL TKs — Talón
— Capacidad máx. TKs

Producciones diarias en planta

GWh/día



— Producción diaria
— Producción nominal

Ene. 15 Dic. 15

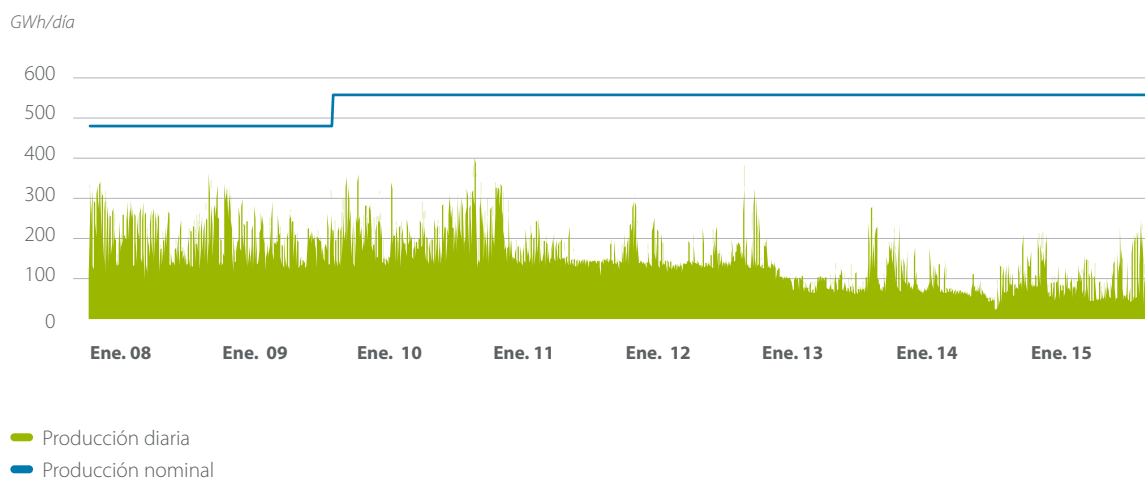
Buques GNL	Descargas	GWh	36.899	
		nº buques	53	
	Cargas	GWh	2.395	
		nº buques	3	

Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m ³ GNL	760.000	760.000
		GWh	5.206	5.206
		Talón GWh GNL	473	473
	Existencias medias TKs	GWh	1.979	

Información CONTRATACIÓN	Valor medio	Regasificación	GWh/día	127
		Cisternas	GWh/día	6
		% medio contratado vs. nominal		24%
		% utilización media contratación		72%

PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Total	GWh/día	559	559
		Vaporización	1000 Nm ³ /h	1.950	1.950
			GWh/día	544	544
		Cisternas	GWh/día	15,1	15,1
		RÉCORD	GWh/día	400	30/11/2010
	Diaria	máxima	GWh/día	244	
		media	GWh/día	97	
		mínima	GWh/día	34	
	PRODUCCIÓN periodo	GWh	35.448		

Evolución de la producción y contratación en la Planta de Barcelona

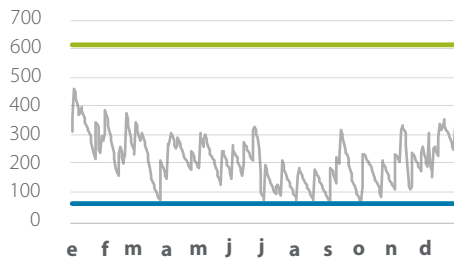


	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	476	490	559	559	559	559	559	559
Contratación media anual GWh/día	271	310	355	261	231	164	134	133
% Contratación/Nominal	57%	63%	63%	47%	41%	29%	24%	24%
Máximo % Contratación/Nominal	65%	77%	99%	77%	61%	43%	34%	41%
Producción media GWh/día	210	197	211	171	157	110	87	97
Uso medio de la contratación %	78%	64%	60%	66%	68%	66%	64%	72%

Actividad en la Planta de Huelva

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL

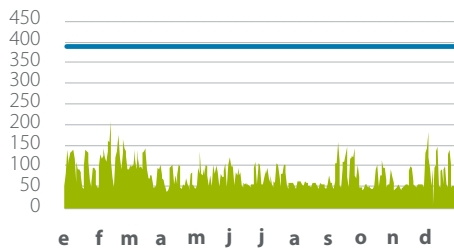
1.000 m³ de GNL



— Nivel de existencias GNL TKs — Talón
— Capacidad máx. TKs

Producciones diarias en planta

GWh/día



■ Producción diaria
— Producción nominal

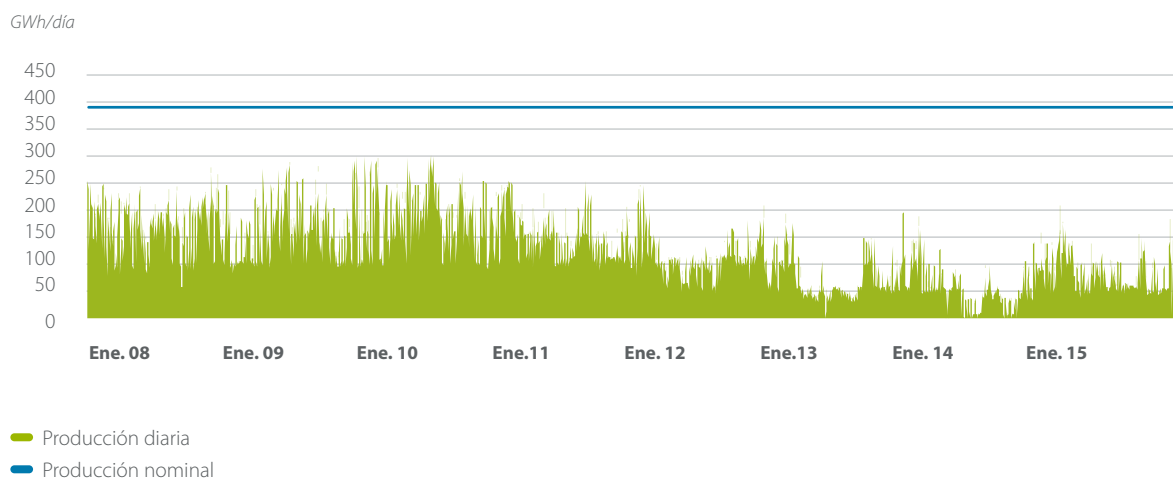
			Ene. 15	Dic. 15
Buques GNL	Descargas	GWh	33.142	
		nº buques	42	
	Cargas	GWh	3.203	
		nº buques	6	

Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m ³ GNL	619.500	619.000
		GWh	4.244	4.244
	Talón GWh GNL	386	386	
Existencias medias TKs GWh			1.468	

Información CONTRATACIÓN Valor medio	Regasificación	GWh/día	94
	Cisternas	GWh/día	9
	% medio contratado vs. nominal		26%
	% utilización media contratación		78%

PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Total	GWh/día	392	392
		Vaporización	1000 Nm ³ /h	1.350	1.350
			GWh/día	377	377
		Cisternas	GWh/día	15,1	15,1
		RÉCORD	GWh/día	330	21/12/2006
	Diaria	máxima	GWh/día	207	
media		GWh/día	80		
mínima		GWh/día	6		
PRODUCCIÓN periodo			GWh	29.429	

Evolución de la producción y contratación en la Planta de Huelva

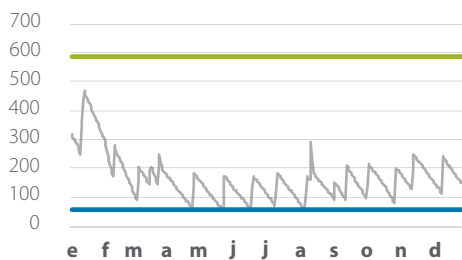


	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	392	392	392	392	392	392	392	392
Contratación media anual GWh/día	263	288	318	260	195	145	106	103
% Contratación/Nominal	67%	73%	81%	66%	50%	37%	27%	26%
Máximo % Contratación/Nominal	98%	105%	98%	101%	70%	58%	42%	48%
Producción media GWh/día	167	164	185	149	109	72	55	80
Uso medio de la contratación %	64%	57%	58%	57%	56%	50%	50%	78%

Actividad en la Planta de Cartagena

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL

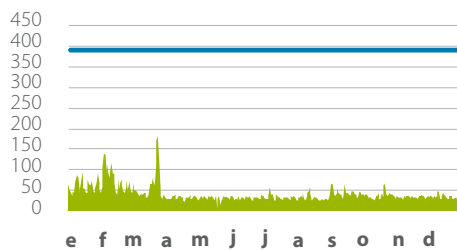
1.000 m³ de GNL



— Nivel de existencias GNL TKs — Talón
— Capacidad máx. TKs

Producciones diarias en planta

GWh/día



— Producción diaria
— Producción nominal

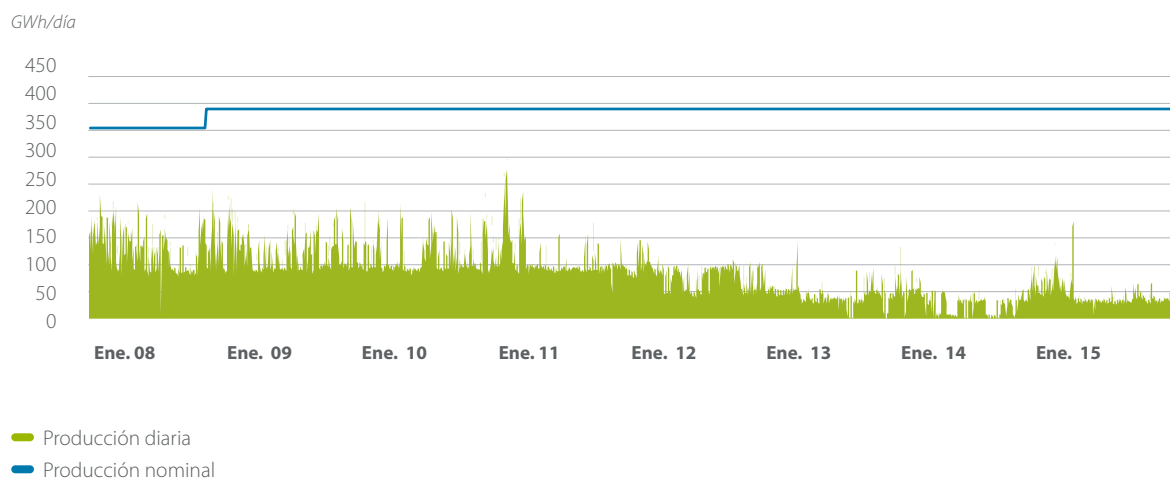
			Ene. 15	Dic. 15
Buques GNL	Descargas	GWh nº buques	15.059 18	
	Cargas	GWh nº buques	1.092 1	

			Ene. 15	Dic. 15
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m ³ GNL	587.000	587.000
		GWh	4.021	4.021
	Talón	GWh GNL	356	356
Existencias medias TKs			1.150	

			Ene. 15	Dic. 15
Información CONTRATACIÓN Valor medio	Regasificación	GWh/día	40	
	Cisternas	GWh/día	8	
	% medio contratado vs. nominal		12%	
	% utilización media contratación		90%	

			Ene. 15	Dic. 15	
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Total	GWh/día	392	392
		Vaporización	1000 Nm ³ /h	1.350	1.350
			GWh/día	377	377
	Diaria	Cisternas	GWh/día	15,1	15,1
		RÉCORD	GWh/día	295	27/01/2011
		máxima	GWh/día	181	
		media	GWh/día	43	
mínima	GWh/día	6			
PRODUCCIÓN periodo			GWh	15.641	

Evolución de la producción y contratación en la Planta de Cartagena

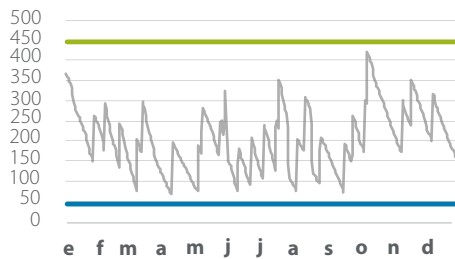


	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	356	392	392	392	392	392	392	392
Contratación media anual GWh/día	216	193	167	145	92	60	41	48
% Contratación/Nominal	61%	49%	43%	37%	23%	15%	10%	12%
Máximo % Contratación/Nominal	71%	79%	69%	53%	34%	36%	25%	44%
Producción media GWh/día	129	122	116	108	80	44	33	43
Uso medio de la contratación %	60%	64%	70%	75%	88%	73%	87%	90%

Actividad en la Planta de Bilbao

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL

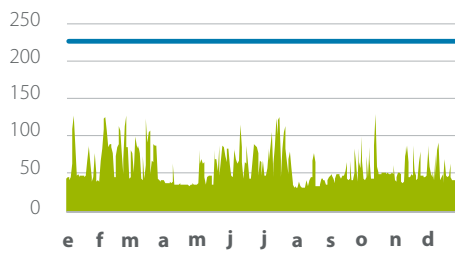
1.000 m³ de GNL



— Nivel de existencias GNL TKs — Talón
— Capacidad máx. TKs

Producciones diarias en planta

GWh/día



— Producción diaria
— Producción nominal

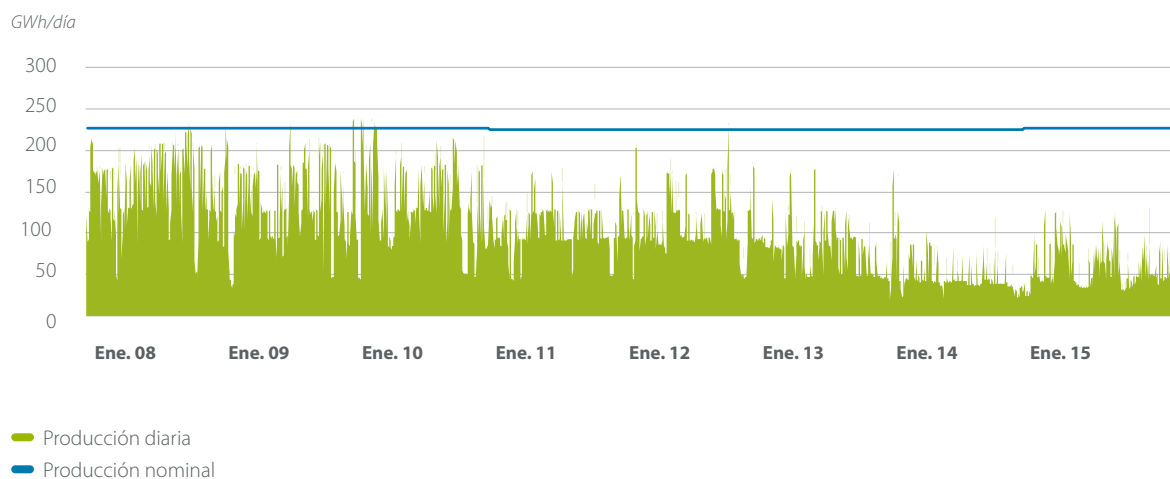
			Ene. 15	Dic. 15
Buques GNL	Descargas	GWh	22.914	
		nº buques	25	
	Cargas	GWh	3.041	
		nº buques	4	

Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m ³ GNL	450.000	450.000
		GWh	3.083	3.083
		Talón GWh GNL	280	280
Existencias medias TKs			1.403	

Información CONTRATACIÓN Valor medio	Regasificación	GWh/día	72	
	Cisternas	GWh/día	1	
	% medio contratado vs. nominal		32%	
	% utilización media contratación		81%	

PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Total	GWh/día	228	228
		Vaporización	1000 Nm ³ /h	800	800
			GWh/día	223	223
	Diaria	Cisternas	GWh/día	4,7	4,7
		RÉCORD	GWh/día	238	06/01/2010
		máxima	GWh/día	130	
media		GWh/día	59		
	mínima	GWh/día	31		
PRODUCCIÓN periodo			GWh	21.479	

Evolución de la producción y contratación en la Planta de Bilbao

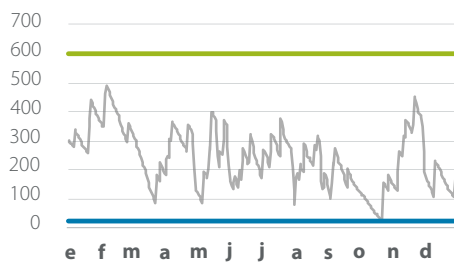


	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	228	228	228	223	223	223	224	228
Contratación media anual GWh/día	187	199	176	144	145	116	66	73
% Contratación/Nominal	82%	87%	77%	65%	65%	52%	29%	32%
Máximo % Contratación/Nominal	104%	99%	99%	76%	100%	67%	50%	72%
Producción media GWh/día	154	135	137	105	110	80	47	59
Uso medio de la contratación %	82%	68%	78%	73%	77%	69%	75%	81%

Actividad en la Planta de Sagunto

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL

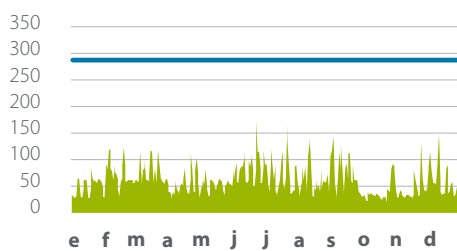
1.000 m³ de GNL



— Nivel de existencias GNL TKs — Talón
— Capacidad máx. TKs

Producciones diarias en planta

GWh/día



— Producción diaria
— Producción nominal

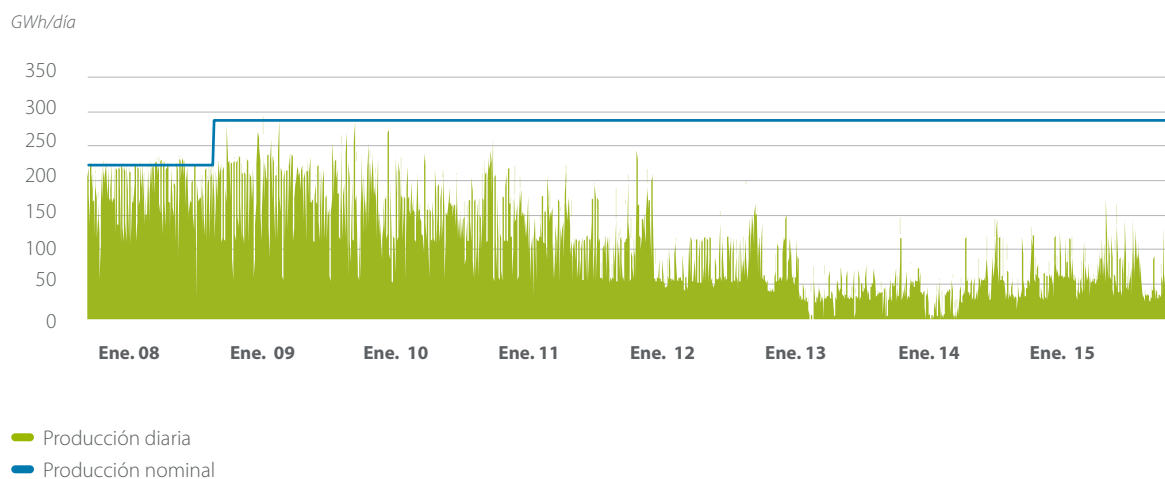
			Ene. 15	Dic. 15
Buques GNL	Descargas	GWh nº buques	27.826	45
	Cargas	GWh nº buques	6.222	7

Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m ³ GNL GWh	600.000	600.000
	Talón	Talón GWh GNL	183	183
	Existencias medias TKs	GWh	1.661	

Información CONTRATACIÓN Valor medio	Regasificación	GWh/día	77
	Cisternas	GWh/día	5
	% medio contratado vs. nominal		28%
	% utilización media contratación		76%

PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Total	GWh/día	290	290
		Vaporización	1000 Nm ³ /h GWh/día	1.000	1.000
		Cisternas	GWh/día	279	279
	Diaria	RÉCORD	GWh/día	292	16/04/2009
		máxima	GWh/día	175	
		media	GWh/día	62	
		mínima	GWh/día	20	
PRODUCCIÓN periodo GWh			22.673		

Evolución de la producción y contratación en la Planta de Sagunto

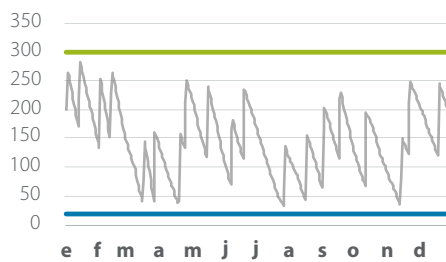


	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	226	290	290	290	290	290	290	290
Contratación media anual GWh/día	224	243	184	160	125	90	85	81
% Contratación/Nominal	99%	84%	63%	55%	43%	31%	29%	28%
Máximo % Contratación/Nominal	141%	103%	105%	69%	69%	43%	45%	95%
Producción media GWh/día	182	179	154	118	87	45	47	62
Uso medio de la contratación %	81%	74%	85%	73%	70%	51%	54%	76%

Actividad en la Planta de Mugarodos

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL

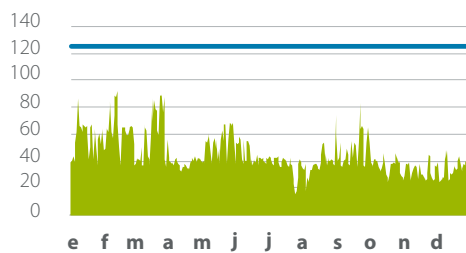
1.000 m³ de GNL



— Nivel de existencias GNL TKs — Talón
— Capacidad máx. TKs

Producciones diarias en planta

GWh/día



■ Producción diaria
— Producción nominal

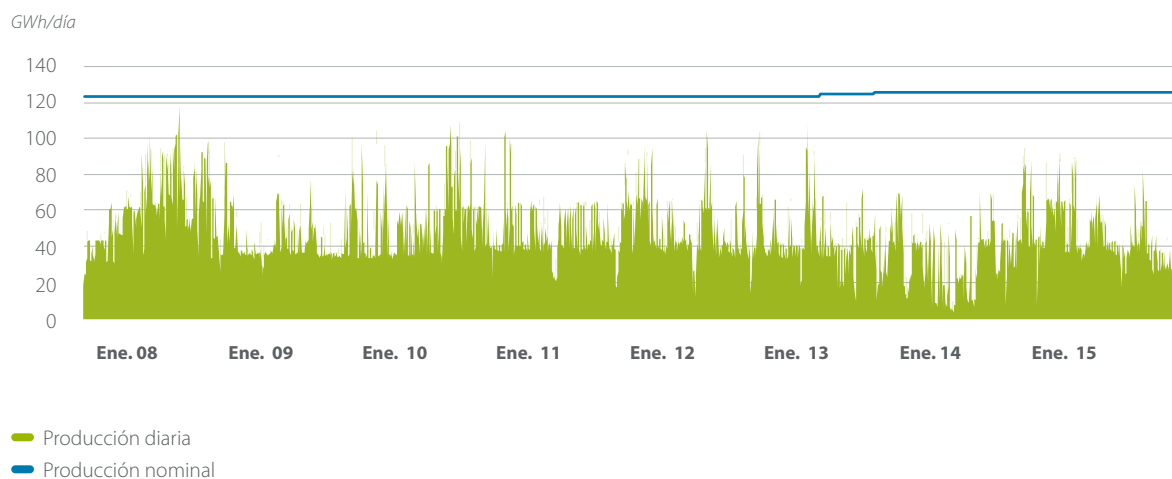
			Ene. 15	Dic. 15
Buques GNL	Descargas	GWh	16.520	
		nº buques	20	
	Cargas	GWh	53	
		nº buques	5	

Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m ³ GNL	300.000	300.000
		GWh	2.055	2.055
	Talón	GWh GNL	123	123
Existencias medias TKs			1.012	

Información CONTRATACIÓN Valor medio	Regasificación	GWh/día	45		
	Cisternas	GWh/día	7		
	% medio contratado vs. nominal		41%		
	% utilización media contratación		87%		

PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Total	GWh/día	126	126
		Vaporización	1000 Nm ³ /h	413	413
			GWh/día	115	115
	Diarria	Cisternas	GWh/día	10,5	10,5
		RÉCORD	GWh/día	118	11/09/2008
		máxima	GWh/día	91	
	media	GWh/día	45		
	mínima	GWh/día	15		
PRODUCCIÓN periodo			GWh	16.524	

Evolución de la producción y contratación en la Planta de Murgados



	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	122	122	122	122	122	124	126	126
Contratación media anual GWh/día	101	77	77	74	66	58	46	52
% Contratación/Nominal	82%	63%	63%	60%	54%	46%	37%	41%
Máximo % Contratación/Nominal	91%	87%	95%	89%	81%	81%	59%	98%
Producción media GWh/día	59	44	53	49	49	42	36	45
Uso medio de la contratación %	59%	60%	68%	66%	74%	74%	81%	87%

Registro de producciones en plantas de gasificación

			2002	2003	2004	2005
Barcelona	A	Producción anual - GWh/año	69.872	71.247	79.315	89.118
	B	Producción máxima - GWh/día	326,2	336,0	321,0	369,7
		Fecha del máximo	10-ene-02	19-feb-03	23-nov-04	27-ene-05
	C=A/365	Producción media diaria - GWh/día	191,4	195,2	216,7	244,2
	B/C	Factor de carga: máxima/media	1,70	1,72	1,48	1,51
Huelva	A	Producción anual - GWh/año	33.374	37.515	29.833	51.810
	B	Producción máxima - GWh/día	129,7	144,8	194,2	308,4
		Fecha del máximo	20-feb-02	30-jun-03	22-dic-04	28-ene-05
	C=A/365	Producción media diaria - GWh/día	91,4	102,8	81,5	141,9
	B/C	Factor de carga: máxima/media	1,42	1,41	2,38	2,17
Cartagena	A	Producción anual - GWh/año	43.100	59.276	61.649	69.227
	B	Producción máxima - GWh/día	129,7	222,9	211,4	273,6
		Fecha del máximo	18-oct-02	18-feb-03	2-mar-04	29-nov-05
	C=A/365	Producción media diaria - GWh/día	118,1	162,4	168,4	189,7
	B/C	Factor de carga: máxima/media	1,10	1,37	1,26	1,44
Bilbao	A	Producción anual - GWh/año		7.308	30.166	38.441
	B	Producción máxima - GWh/día		88,0	189,0	222,4
		Fecha del máximo		11-sept-03	11-nov-04	21-dic-05
	C=A/365	Producción media diaria - GWh/día		50,7	82,4	105,3
	B/C	Factor de carga: máxima/media		1,73	2,29	2,11
Sagunto	A	Producción anual - GWh/año				
	B	Producción máxima - GWh/día				
		Fecha del máximo				
	C=A/365	Producción media diaria - GWh/día				
	B/C	Factor de carga: máxima/media				
Mugardos	A	Producción anual - GWh/año				
	B	Producción máxima - GWh/día				
		Fecha del máximo				
	C=A/365	Producción media diaria - GWh/día				
	B/C	Factor de carga: máxima/media				

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
	72.541	70.013	77.601	72.391	77.423	62.540	57.408	40.223	31.596	35.448
	349,9	369,2	363,4	354,1	400,4	338,4	381,3	323,1	231,4	243,5
12-ene-06	18-dic-07	27-nov-08	10-dic-09	30-nov-10	26-ene-11	12-dic-12	9-ene-13	12-feb-14		11-dic-15
	198,7	191,8	212,0	198,3	212,1	171,2	157,0	110,3	86,6	97,3
	1,76	1,92	1,71	1,79	1,89	1,98	2,43	2,93	2,67	2,50
	62.344	58.468	61.101	59.997	67.620	54.296	40.059	26.133	20.146	29.429
	330,5	323,2	277,3	297,9	301,3	252,3	245,5	196,1	188,8	207,3
21-dic-06	21-mar-07	27-nov-08	21-dic-09	6-jul-10	24-ago-11	26-ene-12	20-dic-13	30-ene-14		12-feb-15
	170,8	160,2	166,9	164,4	185,3	148,8	109,4	71,5	55,1	80,3
	1,93	2,02	1,66	1,81	1,63	1,70	2,24	2,74	3,42	2,58
	50.602	38.122	47.323	44.435	41.964	39.309	28.813	15.806	11.795	15.641
	280,3	227,4	241,9	228,8	232,3	294,7	146,5	143,8	98,9	181,1
31-ene-06	18-dic-07	28-nov-08	9-ene-09	30-nov-10	27-ene-11	19-ene-12	15-mar-13	23-dic-14		25-mar-15
	138,6	104,4	129,3	121,7	115,0	108,4	79,6	43,9	32,7	43,1
	2,02	2,18	1,87	1,88	2,02	2,72	1,84	3,28	3,03	4,21
	50.132	45.532	56.278	49.285	49.933	38.426	40.374	29.076	17.026	21.479
	206,1	215,7	231,1	237,6	237,9	179,4	232,2	178,3	118,5	130,2
13-sept-06	18-dic-07	2-oct-08	16-dic-09	6-ene-10	28-jun-11	14-sept-12	28-feb-13	28-ago-14		14-oct-15
	137,3	124,7	153,8	135,0	136,8	105,4	110,3	79,8	46,6	58,9
	1,50	1,73	1,50	1,76	1,74	1,70	2,11	2,23	2,54	2,21
	41.884	45.532	66.586	65.300	56.095	42.969	31.918	16.528	17.051	22.673
	218,3	215,7	237,7	292,2	273,0	222,5	244,0	150,0	145,2	174,6
24-mar-06	20-nov-07	10-dic-08	16-abr-09	17-mar-10	7-jul-11	12-ene-12	15-feb-13	28-ago-14		23-jun-15
	134,2	189,2	181,9	178,9	153,7	117,7	87,2	45,2	46,7	62,1
	1,63	1,14	1,31	1,63	1,78	1,89	2,80	3,32	3,11	2,81
		8.909	21.749	16.207	19.330	17.797	17.987	15.610	13.183	16.524
		63,6	118,1	100,8	109,0	103,2	104,2	108,0	94,6	91,4
	18-jul-07	11-sept-08	15-dic-09	27-sept-10	27-ene-11	18-jul-12	11-abr-13	10-nov-14		12-feb-15
		28,6	59,4	44,4	53,0	48,6	48,9	42,4	36,0	45,1
		2,23	1,99	2,27	2,06	2,12	2,13	2,55	2,63	2,03





Conexiones
internacionales

05

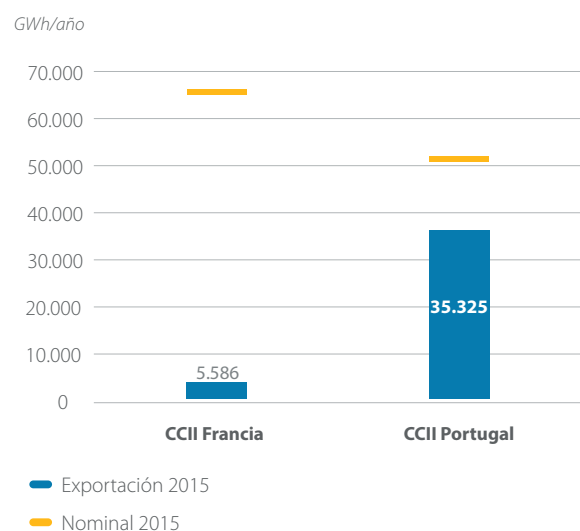
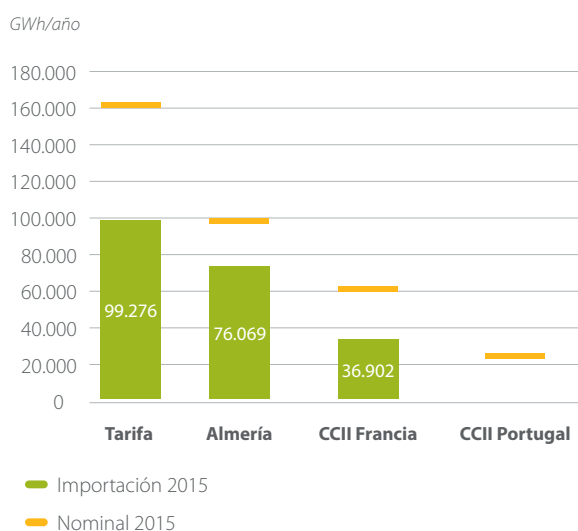


En 2015 el Sistema recibió 212.246 GWh de gas natural a través de las conexiones internacionales y exportó 40.911 GWh, un 28% más que en el año anterior.

El crecimiento de las exportaciones se debió al aumento de más del 100%, con respecto al año 2014, de los flujos dirigidos hacia Francia, y al incremento de un 12% hacia Portugal. Por otro lado, las importaciones disminuyeron un 7% respecto a 2014.

Movimientos comerciales en conexiones internacionales

GWh	Importación			Exportación		
	2014	2015	Δ s/2014	2014	2015	Δ s/2014
Tarifa	106.874	99.276	- 7%	-	-	-
Almería	72.780	76.069	5%	-	-	-
CCII Francia	49.233	36.902	- 25%	405	5.586	1279%
CCII Portugal	279	0	- 100%	31.447	35.325	12%
Total	229.166	212.246	- 7%	31.852	40.911	28%



* Las importaciones por Tarifa y las exportaciones por Portugal, tanto en 2014 como en 2015, incluyen el gas en tránsito hacia Portugal.

Durante 2014 se trabajó en la implementación nacional/regional de los mecanismos de asignación de capacidad en las conexiones internacionales entre Portugal, España y Francia, mediante la coordinación de los reguladores de la Región Sur de Europa (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, CNMC; Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, ERSE, y Commission de Régulation de L'Énergie, CRE) y de los TSOs de esta región (Enagás, REN, TIGF y GRTgaz).

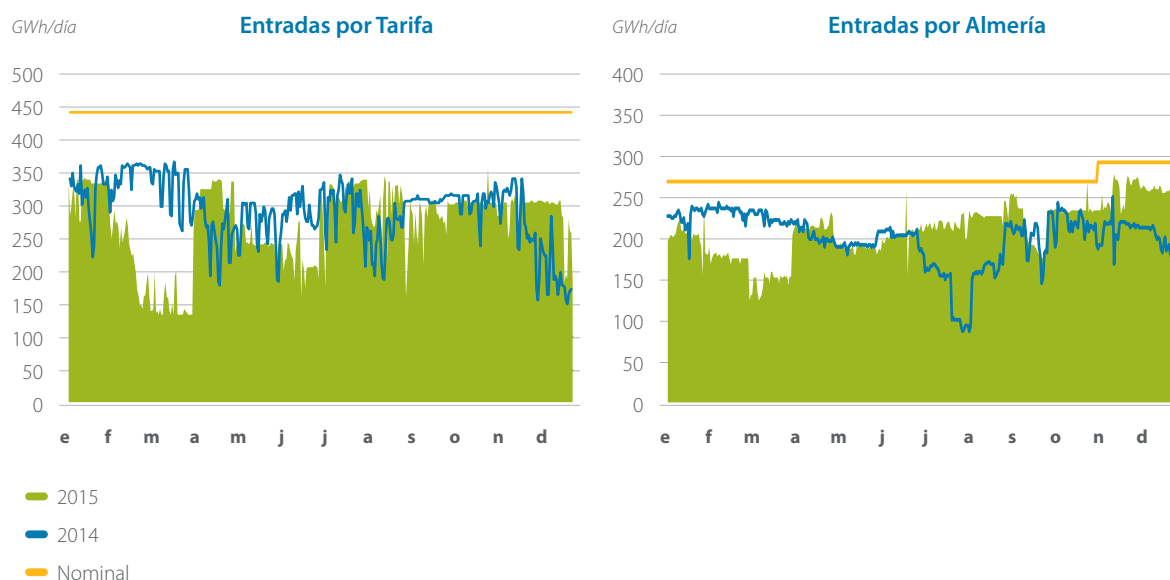
Con pujas de precio a través de la plataforma PRISMA, el 2 marzo de 2015 se realizó la subasta de capacidad anual (con horizonte a 15 años) y el 1 de junio la subasta de capacidad trimestral (con horizonte a 1 año). Las subastas de capacidad mensual se celebraron el tercer lunes de mes en enero, febrero y marzo, y el segundo lunes de cada mes el resto del año.

El 1 de noviembre de 2015, en cumplimiento con el Código de Red de CAM, se comenzaron a celebrar subastas de capacidad diaria e intradiaria, coordinada y no coordinada, de capacidad firme e interrumpible en las conexiones internacionales con Europa.

Conexiones internacionales con el norte de África

En 2015, la importación por las conexiones internacionales con el norte de África alcanzó los 175.344 GWh.

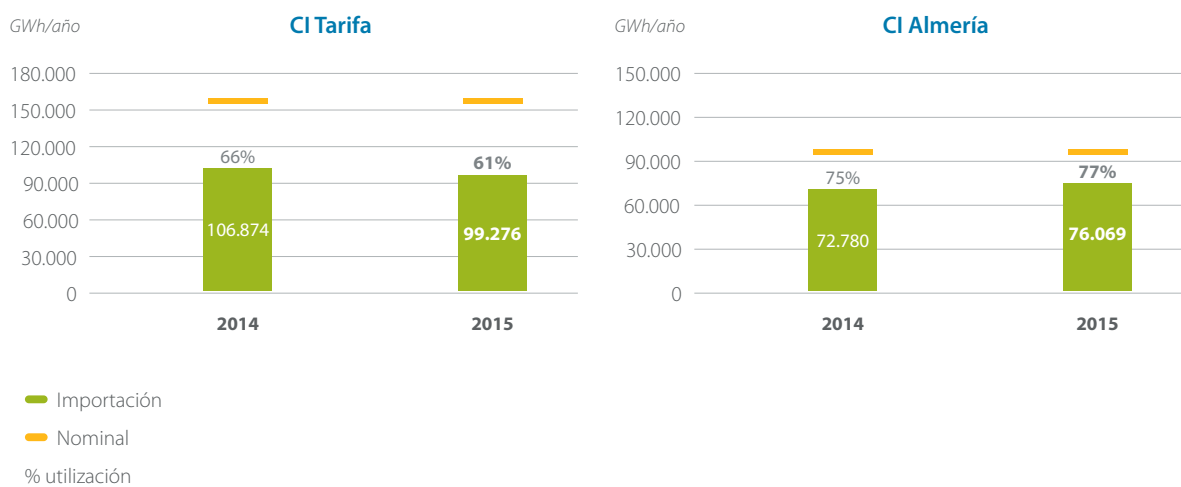
Movimientos físicos



Las importaciones a través de la Conexión Internacional de Almería registraron un aumento del 5% con respecto al año anterior y alcanzaron los 76.069 GWh. Por el contrario, la Conexión Internacional de Tarifa registró un descenso del 7%, con una cifra total de 99.276 GWh.

El porcentaje de utilización de estas conexiones fue del 61% para Tarifa y del 77% para Almería.

Movimientos comerciales



El nivel de contratación en las conexiones con el norte de África disminuyó ligeramente con respecto a 2014.

La capacidad contratada en Almería fue del 92%, con valores cercanos a su capacidad nominal durante todo el año. Esto supuso un aumento del 1% respecto al nivel de contratación del ejercicio anterior. En Tarifa, la capacidad contratada alcanzó en media anual el 77% de la capacidad nominal, un 5% menos respecto a 2014.

Contratación

GWh	2014			2015			
	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Δ s% cap. contratada
Tarifa	161.998	131.600	81%	161.998	124.537	77%	- 5%
Almería	97.166	88.538	91%	98.461	90.634	92%	1%
Total	259.164	220.139	85%	260.459	215.171	83%	- 3%

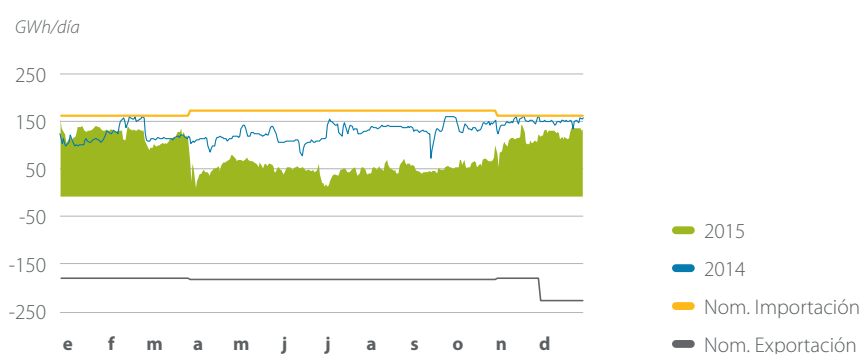
Conexiones internacionales con Francia

En 2015, las importaciones de gas natural a través de las conexiones internacionales con Francia alcanzaron los 36.902 GWh, lo que supuso una utilización del 59% de la capacidad nominal.

Los flujos importadores a través de las conexiones internacionales con Francia sufrieron un descenso del 25% con respecto al año anterior, y se situaron en valores próximos a las capacidades nominales a lo largo de los meses del invierno.

Por su parte, las exportaciones experimentaron un destacado incremento por estas conexiones, que pasaron de 405 GWh en 2014 a 5.586 GWh en 2015.

Movimientos físicos (Saldo = Importación – Exportación)



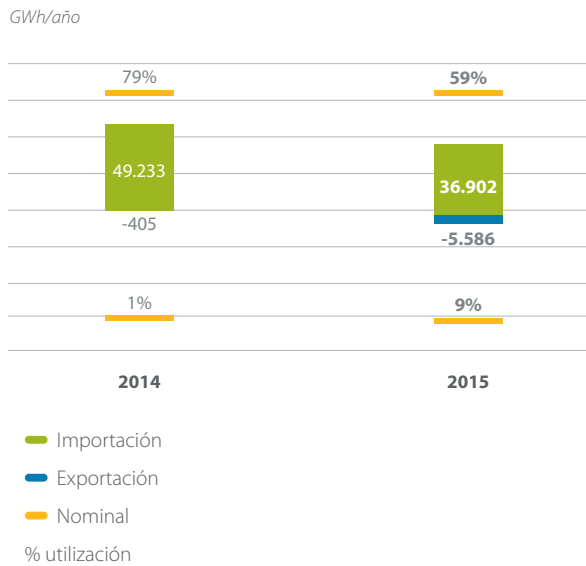
Los valores de capacidad contratada de importación con Francia fueron inferiores a los del ejercicio anterior y en 2015 alcanzaron los 58.714 GWh. El porcentaje de capacidad contratada de importación fue un 5% menor que en 2014.

Por su parte, la capacidad de exportación contratada descendió un 5% y se situó en los 33.405 GWh, lo que representó una contratación media del 52% sobre la capacidad nominal.

Contratación

GWh	2014			2015			Δ % cap. contratada
	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	
Importación CCII Francia	62.365	61.798	99%	62.365	58.714	94%	-5%
Exportación CCII Francia	62.906	34.328	55%	64.611	33.405	52%	-5%

Movimientos comerciales



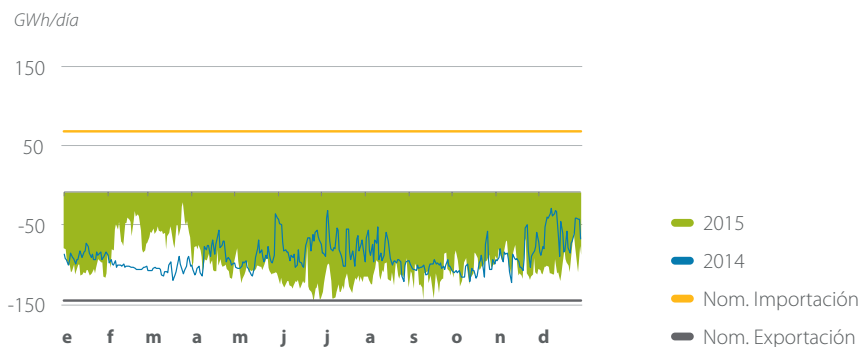
Desde finales de 2010, la operación en las conexiones internacionales entre Francia y España se realiza de manera conjunta. Los operadores de las redes de transporte (Enagás, como Gestor Técnico del Sistema español, y TIGF, en calidad de Operador de las conexiones del lado francés) coordinan conjuntamente la operación física en ambas conexiones cumpliendo con los requerimientos de las programaciones comerciales y optimizando el transporte en ambos sistemas.

En octubre de 2014 se puso en marcha el punto de interconexión virtual con Francia, VIP Pirineos. En este punto, los agentes contratan y programan sus transacciones comerciales ajenos a cómo se materializa el movimiento físico a través de las conexiones que unen ambos países.

Conexiones internacionales con Portugal

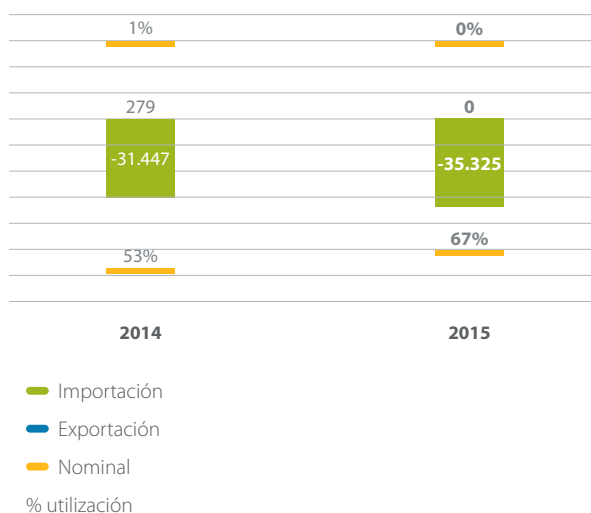
Las exportaciones a través de las conexiones internacionales con Portugal alcanzaron en 2015 los 35.325 GWh, produciéndose un incremento del 12% respecto a 2014, y una utilización del 67% de la capacidad nominal.

Movimientos físicos (Saldo = Importación – Exportación)



Movimientos comerciales

GWh/año



La capacidad contratada de importación con Portugal se mantuvo en valores bajos, como lo hizo en el año anterior.

En cuanto a la capacidad de exportación contratada, las salidas hacia Portugal alcanzaron los 43.640 GWh, equivalentes al 83% de su capacidad nominal. Así, durante 2015 el porcentaje de capacidad contratada en sentido España-Portugal se incrementó un 26% respecto al año anterior.

En octubre de 2012 se puso en marcha el punto de interconexión virtual con Portugal, VIP Ibérico que integra tanto la contratación como la operación de las conexiones internacionales que unen España y Portugal. De esta forma se simplifica la gestión de las comercializadoras a la vez que se optimiza la operación de los flujos entre ambos países.

Contratación

GWh	2014			2015			Δ s% cap. contratada
	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	
Importación CCII Portugal	29.184	157	1%	29.276	5	0,02%	-97%
Exportación CCII Portugal	59.550	39.120	66%	52.697	43.640	83%	26%





Almacenes
subterráneos

06



Durante el año 2015, la capacidad total de almacenamiento subterráneo (capacidad operativa más colchón) se incrementó en 3.884 GWh debido a las ampliaciones de capacidad del Almacenamiento Yela y a la finalización del mantenimiento realizado en Gaviota.

La campaña de inyección de gas en almacenamientos comenzó el 1 de abril y concluyó a finales de octubre. Durante este periodo, la inyección acumuló 7.126 GWh, lo que supuso un descenso de un 27% respecto a la realizada en el ejercicio anterior.

Al finalizar este periodo de inyección, el nivel de llenado alcanzó el 76% de la capacidad útil.

Por su parte, la extracción acumulada fue de 10.344 GWh, un 140% más que en 2014.

140%

La extracción acumulada

en 2015 fue de 10.344 GWh, un 140% más que en el año anterior.

Capacidad en AASS

Diciembre 2015	GWh
Total	59.444
Gas colchón	36.418
Gas operativo	23.026
Gas útil	31.228
Capacidad operativa máxima	GWh/día
Capacidad de inyección	127
Capacidad de extracción	193



Seguimiento de existencias en AASS

Existencias en AASS

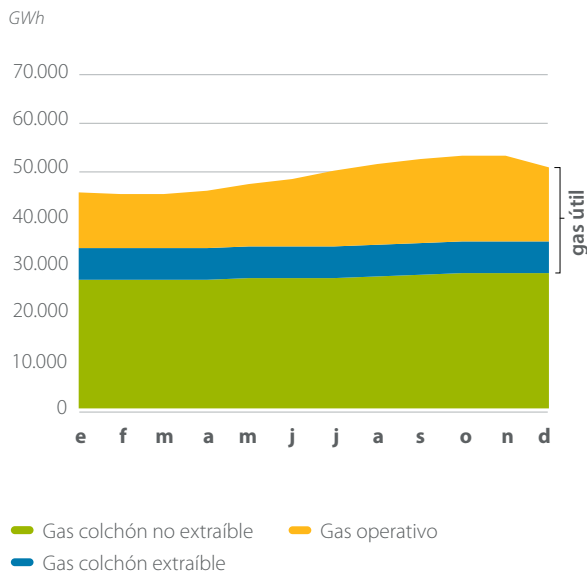
Diciembre 2015	2014	2015
<i>GWh</i>	real	cierre
Total	52.942	49.725
Gas colchón	35.184	36.418
Gas útil	25.960	21.509
Gas operativo	17.758	13.307
% llenado gas útil	91%	69%

Inyección / Extracción en AASS

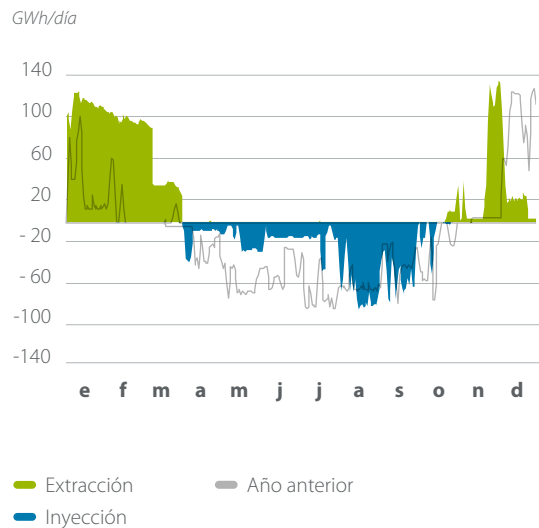
	2014	2015	
<i>GWh</i>	real	cierre	Δ s/2014
Inyección total	9.769	7.126	-27%
Inyección gas colchón Yela	1.862	1.234	-34%
Extracción	4.313	10.344	+140%

Evolución de existencias y de los ciclos inyección-extracción

Existencias en AASS



Inyección / Extracción en AASS



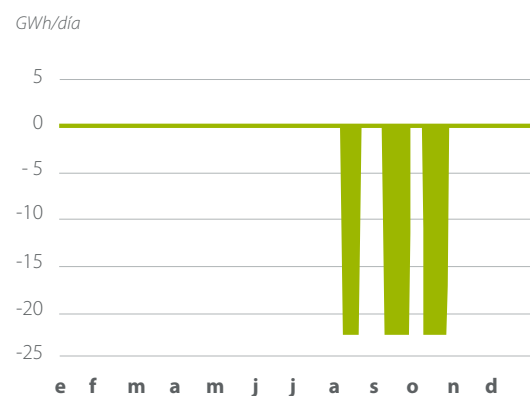
En 2015 se produjo un aumento de la capacidad útil del Almacenamiento Yela, que pasó de 1.009 GWh a 1.543 GWh. Por otra parte, el Almacenamiento Gaviota recuperó su capacidad útil tras la finalización de los trabajos de mantenimiento, pasando de 16.225 a 18.340 GWh.

El gas colchón inyectado en Yela en el verano de 2015 ascendió a 1.234 GWh. La totalidad del gas colchón inyectado se adquirió al precio de la subasta del 30 de junio de 2015, para la adquisición de gas natural destinado al nivel mínimo de llenado del Almacenamiento Subterráneo Yela.

Esta subasta, correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de agosto y el 30 de noviembre de 2015, se rigió según las reglas operativas establecidas en la Resolución de 28 de mayo de 2015 de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Cinco comercializadoras fueron las adjudicatarias de la totalidad de la cantidad de gas colchón.

Inyección física de gas colchón en Yela



Contratación en almacenamientos subterráneos

La capacidad final contratada en los almacenamientos subterráneos durante 2015 ascendió a 24.756 GWh, una cifra equivalente a 25 días de la demanda diaria nacional invernal media gasista de ese año.

Además, los almacenamientos subterráneos cumplieron una función clave en el Sistema Gasista: el mantenimiento de las existencias estratégicas. Según se indica en los artículos 50 y 52 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y en el artículo 2 apartado nueve de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, el Gobierno es el responsable de determinar reglamentariamente las existencias mínimas de seguridad en lo que se refiere a la cantidad, tipos de productos, lugar de almacenamiento y localización geográfica. Por su parte, CORES (Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos), es el organismo responsable de la adquisición, constitución, mantenimiento y gestión de las reservas de hidrocarburos, incluidas las de gas natural en la forma y por la cuantía que se determine reglamentariamente, así como el control del mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad.

De acuerdo con la Orden ITC 3128/2011, desde el día 1 de noviembre de 2012, las comercializadoras tienen la obligación de mantener existencias equivalentes a 20 días de sus ventas firmes del año anterior. De esta forma, el Sistema Gasista español contó en 2015 con 16.412 GWh de existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico.

Desde el año 2008, la legislación establece que la gestión y operación de los almacenamientos subterráneos sea llevada a cabo de manera unificada por el Gestor Técnico del Sistema, siendo también firmante de los contratos junto a los titulares de las infraestructuras.

En 2015, el proceso de contratación contempló las siguientes fases:

1. Asignación inicial de capacidad por el Gestor Técnico del Sistema según cuotas de mercado.

En esta fase se reservó un volumen equivalente a 20 días de ventas o consumos firmes en el año anterior realizado por las comercializadoras o consumidores directos en el mercado, destinado al almacenamiento de existencias estratégicas. La cantidad ascendió a 16.412 GWh.

De la capacidad total utilizable de los almacenamientos subterráneos básicos, se reserva el equivalente a 30 días de consumo realizado por los consumidores con derecho a acogerse a las tarifas de último recurso (TUR.1 y TUR.2). Este concepto acumuló un total de 2.397 GWh.

Por otro lado, de la capacidad total utilizable se ha de reservar también un volumen equivalente a 10 días de ventas o consumos totales en el año anterior realizado por las comercializadoras o consumidores directos en el mercado. Esta cantidad supuso 4.538 GWh durante la campaña 2015-2016.

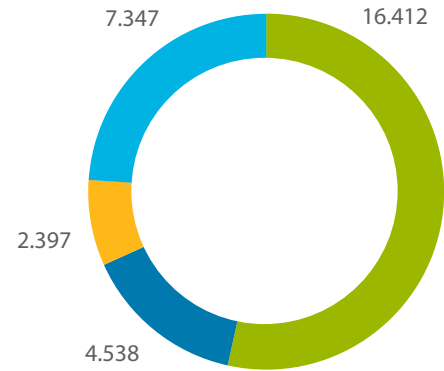
En esta asignación inicial de capacidad por el Gestor Técnico del Sistema se asignó 23.347 GWh.

2. Subasta de capacidad de almacenamiento básico para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2015 y el 31 de marzo de 2016.

La capacidad puesta a disposición en la subasta fue de 7.347 GWh. Se contrataron 1.409 GWh, lo que arrojó una cantidad remanente de 5.983 GWh.

Asignación inicial en AASS 2015-2016

	días	GWh
Existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico	20 (firme)	16.412
Asignación directa comercializadoras/ consumidores directos	10 (total)	4.538
Grupo 3.1 + 3.2	30 (total)	2.397
Capacidad a subastar	-	7.347
Total capacidad		30.694



Gestión total del almacenamiento subterráneo

		ene.	feb.	mar.	abr.
Capacidad de AASS	GWh	55.561	55.561	55.561	57.676
Capacidad del colchón	GWh	35.184	35.184	35.184	35.184
Existencias iniciales	GWh	52.942	49.413	46.602	45.023
Gas colchón		35.184	35.184	35.184	35.184
Gas operativo		17.758	14.229	11.418	9.839
Gas útil		25.960	22.430	19.620	18.041
Inyección (neta)	GWh/mes	0	0	0	434
Inyección media diaria	GWh/día	0	0	0	14
Extracción (bruta)	GWh/mes	3.529	2.811	1.579	2
Extracción media diaria	GWh/día	114	100	51	0
Existencias finales	GWh	49.413	46.602	45.023	45.455
Gas colchón		35.184	35.184	35.184	35.184
Gas operativo		14.229	11.418	9.839	10.271
Gas útil		22.430	19.620	18.041	18.473
Existencias estratégicas (20 días de ventas firmes)		18.066	18.066	18.066	16.412

	may.	jun.	jul.	ago.	sept.	oct.	nov.	dic.	2015
	57.676	57.676	59.444	59.444	59.444	59.444	59.444	59.444	
	35.184	35.184	36.418	36.418	36.418	36.418	36.418	36.418	
	45.455	46.028	46.477	47.031	49.441	51.493	52.007	50.822	
	35.184	35.184	35.184	35.184	35.519	35.988	36.418	36.418	
	10.271	10.844	11.293	11.846	13.922	15.505	15.589	14.404	
	18.473	19.046	19.495	20.048	22.124	23.706	23.791	22.606	
	573	449	555	2.411	2.051	654	0	0	7.126
	18	15	18	78	68	21	0	0	
	0	0	1	0	0	139	1.185	1.097	10.344
	0	0	0	0	0	4	40	35	
	46.028	46.477	47.031	49.441	51.493	52.007	50.822	49.725	
	35.184	35.184	35.184	35.519	35.988	36.418	36.418	36.418	
	10.844	11.293	11.846	13.922	15.505	15.589	14.404	13.307	
	19.046	19.495	20.048	22.124	23.706	23.791	22.606	21.509	
	16.412	16.412	16.412	16.412	16.412	16.412	16.412	16.412	





Transporte
de gas

07



En 2015, tres infraestructuras gasistas obtuvieron las Actas de Puesta en Marcha: dos gasoductos de transporte primario y una estación de compresión.

Infraestructuras de transporte primario

1. Ramal a Mariña-Lucense (Tramo II).

Esta infraestructura, se incluye en la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016, en la tabla 4.23 'Infraestructuras para la atención de los mercados de su zona geográfica de influencia también incluidas en la revisión 2005-2011 de la Planificación 2002-2011'. Permite suministrar gas natural a los municipios de Ribadeo, Barreiros, Foz, Burela, Cervo, Xove y Viveiro. Las características técnicas del segundo tramo de este gasoducto son: longitud de 0,80 metros en 10" y 14 km en 16". El titular de esta instalación es Gas Natural Transporte SDG, S.L.

2. Son Reus-Inca-Alcudia.

Este gasoducto se recoge en la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016, en la tabla 4.23 'Infraestructuras para la atención de los mercados de su zona geográfica de influencia también incluidas en la revisión 2005-2011 de la Planificación 2002-2011'. Esta infraestructura insular, cuyo titular es Redexis Infraestructuras, S.L.U., discurre por los términos municipales de Palma, Bunyola, Marratxi, Santa María del Camí, Consell, Binissalem, Lloseta, Inca, Campanet, Selva, Sa Pobla y Alcudia. Consta de una longitud de 46 km, un diámetro de 10" y una presión de diseño de 80 bar.

3. Estación de Compresión de la Conexión Internacional de Euskadour.

Esta instalación se incluye en la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016, en la tabla 4.22 Estaciones de compresión aprobadas en la Planificación 2008-2016'. Dicha estación se compone de dos motocompresores eléctricos, uno en funcionamiento y otro de reserva, y una potencia ISO de 5.590 kW. El titular es Enagás Transporte, S.A.U. Esta estación de compresión incrementa la capacidad técnica entre España y Francia.

A finales del año 2015, el Sistema Gasista español contaba con un total de 11.311 km de gasoductos de transporte primario.

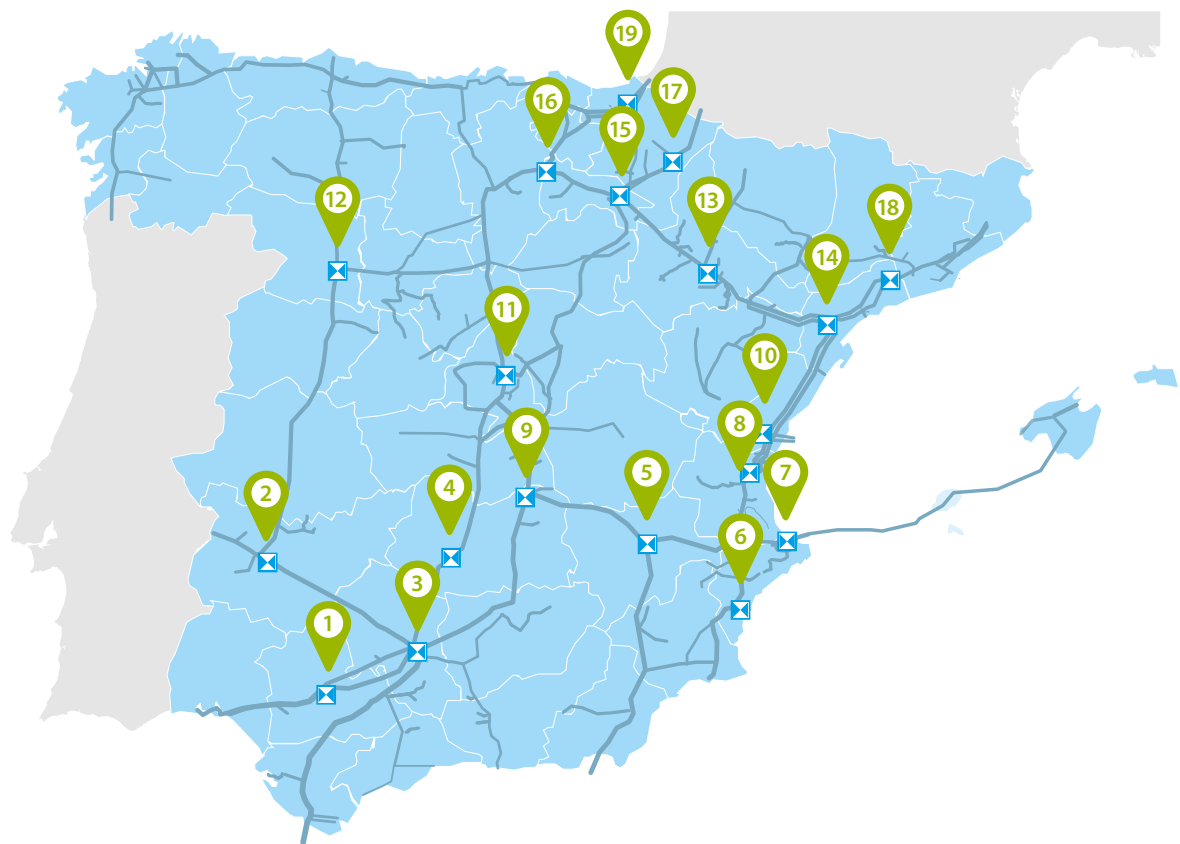
11.311
km

El Sistema Gasista español contaba a finales de 2015 con un total de 11.311 km de **gasoductos de transporte primario**.

Estaciones de compresión y flujos de transporte

La red de gasoductos cuenta con diecinueve estaciones de compresión que permiten vehicular el gas desde los distintos puntos de entrada del Sistema a sus destinos finales.

Estaciones de compresión



- | | | | |
|------------------|------------------|------------------------|-----------------|
| 1 EC Sevilla | 6 EC Crevillente | 11 EC Algete | 16 EC Haro |
| 2 EC Almedralejo | 7 EC Denia | 12 EC Coreses | 17 EC Navarra |
| 3 EC Córdoba | 8 EC Montesa | 13 EC Zaragoza | 18 EC Bañeras |
| 4 EC Almodóvar | 9 EC Alcázar | 14 EC Tivissa | 19 EC Euskadour |
| 5 EC Chinchilla | 10 EC Paterna | 15 EC Villar de Arnedo | |

Durante 2015, el volumen de gas vehiculado por las estaciones de compresión ascendió a 140.749 GWh, un 13% menos que en 2014. Sus autoconsumos asociados alcanzaron los 604 GWh, un 16% menos que el año anterior.

En 2015 el Gestor Técnico del Sistema continuó garantizando la continuidad, calidad y seguridad del suministro, bajo los principios de objetividad, transparencia y no discriminación; buscando el correcto funcionamiento del Sistema con criterios de eficacia, eficiencia y mejor servicio al cliente.

19

La red de gasoductos cuenta con diecinueve estaciones de compresión que **permiten vehicular el gas desde los distintos puntos de entrada del Sistema a sus destinos finales.**

Notas de Operación

A lo largo de 2015 se publicaron nueve Notas de Operación correspondientes a:

- Una alerta de "Ola de Frío" por bajada significativa de las temperaturas.
- Una declaración de SOE-0 por "Ola de Frío".
- Una declaración de SOE-0 por desbalance de un usuario.
- Tres declaraciones de SOE-0 por desvío de buques metaneros.
- Tres incidentes que se resolvieron sin implicaciones mayores.



Calidad media de los gases de emisión en 2015

	Barcelona	Huelva	Cartagena	Murgados	Sagunto	Bilbao	Yacimiento Palancares
Producción GWh	33.505	26.814	13.384	14.385	21.217	21.171	50
Fraciones molares %							
Nitrógeno (N ₂)	0,389	0,215	0,129	0,155	0,480	0,118	0,430
Dióxido de carbono (CO ₂)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,069
Calidad del gas							
P.C.S. [MJ/m ³ (n)]	42,538	43,376	42,386	42,876	43,052	42,984	42,610
P.C.S. [kWh/m ³ (n)]	11,816	12,049	11,774	11,910	11,959	11,940	11,836
Densidad relativa	0,6010	0,6131	0,5960	0,6040	0,6127	0,6056	0,6041



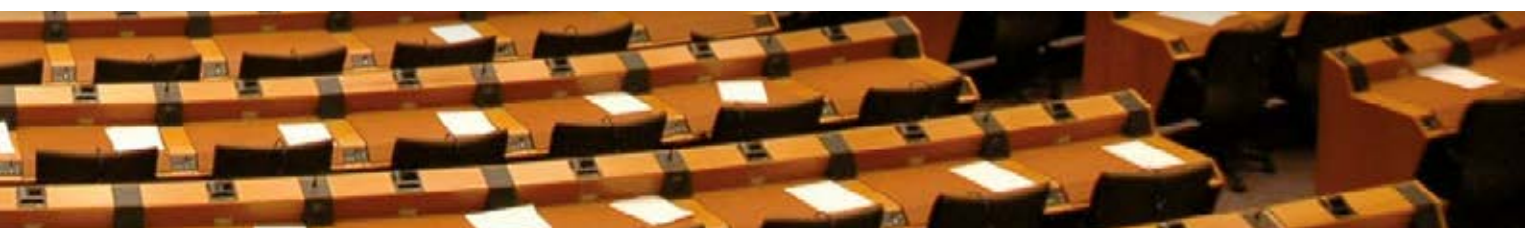
Yacimiento Poseidón	Yacimiento Viura	Yacimiento Los Yacimientos	Yacimiento Valdemingómez	Conexión Francia	Gasoducto Magreb	Medgaz	Total Producción (GWh)
73	584	5	65	31.319	99.276	76.069	337.915
Fracciones molares %							
0,687	1,465	0,352	0,658	0,987	1,137	1,089	0,778
0,046	0,606	0,198	1,533	0,811	1,410	1,635	0,859
Calidad media ponderada del Sistema español							
39,672	42,019	43,099	39,172	41,904	41,882	42,091	42,319
11,020	11,672	11,972	10,881	11,640	11,634	11,692	11,755
0,5587	0,6142	0,6132	0,5756	0,6105	0,6213	0,6278	0,6158





Desarrollo
legislativo

08



El Gestor Técnico del Sistema continuó en 2015 afianzando y desarrollando las funciones encomendadas en la Ley del Sector de Hidrocarburos.

Ejerció estas funciones garantizando la continuidad y seguridad de suministro, así como la correcta coordinación entre los puntos de acceso, almacenamiento, transporte y distribución. Asimismo, siguió aplicando las novedades legislativas publicadas a lo largo del año.

Legislación Nacional

A continuación se detallan las principales novedades legislativas en el año 2015 en el ámbito nacional:

Legislación básica

- Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.

-
- Se constituye un mercado mayorista organizado y se designa al operador del **Mercado Organizado de Gas**.
 - Se adoptan algunas medidas en relación a las existencias mínimas de seguridad - se habilita a CORES a constituir, mantener y gestionar existencias de carácter estratégico de gas natural y de GNL.
-

- Circular 2/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista.
- Resolución de 16 de octubre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el tratamiento del día de gas del 31 de octubre de 2015.
- Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el Mercado Organizado de Gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural.

Se regula el **Mercado Organizado de Gas y el acceso de terceros** a las instalaciones del sistema de gas natural.

TÍTULO I: Acceso de terceros a las instalaciones

- Modificación profunda del régimen de contratación de capacidad.
- Aplicación de Contrato Marco y constitución de una plataforma telemática única de solicitud y contratación gestionada por el Gestor Técnico del Sistema.
- Contratación independiente de entradas y salidas al sistema de transporte y distribución, configurando este como un Punto Virtual de Balance (PVB).
- Productos estándar de contratación (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario).
- Servicios estándar de contratación en almacenamiento subterráneo (almacenamiento, inyección, extracción), PR (descarga de buques, almacenamiento de GNL, *bunkering*, etc.) y PVB (acceso desde la red de transporte, desde la red de distribución, almacenamiento, salida a almacenamientos subterráneos, a tanques, a un consumidor).
- Mercado secundario de capacidad.

TÍTULO II: Mercado Organizado de Gas

- Transacciones a corto plazo con entrega física en el PVB.
- Productos normalizados de transferencia de titularidad de gas y productos relativos a la cadena de suministro de gas previa habilitación por parte del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- Tipos de negociación: subastas (casación simple) y mercado continuo.
- Sujetos habilitados por el Gestor Técnico del Sistema para actuar en el mercado.
- Creación del Comité de Agentes del Mercado.

TÍTULO III: Garantías y resolución de conflictos

- Obligatoriedad de constituir garantías para la contratación de capacidad en infraestructuras, participación en el Mercado Organizado de Gas y liquidación de desbalances.
- Los sujetos dispondrán de una Cuenta de Garantías donde se prestarán las garantías establecidas para dar cobertura suficiente a sus operaciones.
- Los conflictos se resolverán por la CNMC. Las resoluciones decidirán todas las cuestiones planteadas, pondrán fin a la vía administrativa y serán recurribles ante la jurisdicción contencioso-administrativa.

oo Resolución de 4 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas del mercado, el contrato de adhesión y las resoluciones del Mercado Organizado de Gas.

Resoluciones generales

- Orden IET/20/2015, de 12 de enero, por la que se aprueba la designación de Enagás Transporte, S.A.U. como gestor de red independiente de las instalaciones de la red troncal titularidad de Enagás Transporte del Norte, S.L.
- Orden IET/21/2015, de 12 de enero, por la que se aprueba la designación de Enagás Transporte, S.A.U. como gestor de red independiente de las instalaciones de la red troncal titularidad de la empresa Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.
- Orden IET/241/2015, de 12 de febrero, por la que se autoriza y designa a Regasificadora del Noroeste, S.A. como gestor de red de transporte de gas natural.
- Resolución de 16 de febrero de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se actualiza y se da publicidad al Plan de Acción Preventivo y al Plan de Emergencia del Sistema Gasista español.
- Orden IET/289/2015, de 20 de febrero, por la que se establecen obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2015.
- Orden IET/389/2015, de 5 de marzo, por el que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados y se modifica el sistema de determinación automática de las tarifas de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo por canalización.
- Resolución de 13 de julio de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la de 25 de julio de 2006, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el Sistema Gasista.
- Resolución de 14 de julio de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se determina el incentivo a la reducción de las mermas de transporte de los años 2012 y 2013 en función del gas vehiculado en los años 2011 y 2012.
- Resolución de 14 de julio de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece la valoración de los saldos de mermas de plantas de regasificación correspondientes al periodo 2010-2012.
- Comunidad Autónoma del País Vasco – Ley 6/2015, de 30 de junio, de medidas adicionales de protección medioambiental para la extracción de hidrocarburos no convencionales y la fractura hidráulica o “fracking”.
- Resolución de 17 de julio de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece la valoración y liquidación de los saldos de diferencias de medición en las redes de distribución de gas natural durante los años 2008 a 2012.
- Circular 1/2015 de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de desarrollo de la Información Regulatoria de Costes relativa a las actividades reguladas de transporte, regasificación, almacenamiento y gestión técnica del sistema de gas natural, así como transporte y operación del sistema de electricidad.
- Resolución de 30 de septiembre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el régimen provisional de suministro de gas de operación a partir del 1 de octubre de 2015.
- Resolución de 1 de octubre de 2015, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen y publican las relaciones de operadores dominantes en los sectores energéticos.
- Resolución de 5 de octubre de 2015 de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se actualiza y se da publicidad al Plan de Acción Preventivo y al Plan de Emergencia del Sistema Gasista español.

- Resolución de 16 de octubre de 2015, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen y publican las relaciones de operadores principales en los sectores energéticos.
- Resolución de 12 de noviembre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se corrigen errores en la de 17 de julio de 2015, por la que se establece la valoración y liquidación de los saldos de diferencias de medición en las redes de distribución de gas natural durante los años 2008 a 2012.
- Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los Biocarburantes - Disposición final tercera. Modificación del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.
- Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se desarrolla el procedimiento de adquisición de gas de operación.

Desarrollo NGTS y protocolos de detalle

- Resolución de 4 de mayo de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica el protocolo de detalle PD-12 "Procedimientos a aplicar a las cisternas de gas natural licuado con destino a plantas satélites".
- Resolución de 4 de mayo de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la norma de gestión técnica del sistema NGTS-12 "Propuestas de actualización, revisión y modificación de las normas o protocolos de gestión del sistema".

El 7 de julio de 2015, la CNMC comunica el inicio del proceso de renovación en 2015 de los miembros del Grupo de Trabajo de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

- Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el protocolo de detalle PD-17 "Provisión de información sobre el balance del gas en las redes de transporte".
- Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica el protocolo de detalle PD-02 "Procedimiento de Reparto en Puntos de Conexión Transporte-Distribución (PCTD) y en puntos de Conexión Distribución-Distribución (PCDD)".

-
- Se adecúa la terminología del proceso de repartos a la Circular 2/2015.
 - Establece nuevos controles sobre el proceso para operadores y GTS.
 - Establece el algoritmo de cálculo de repartos definitivos en PCTD a nivel diario.
-

Almacenamientos subterráneos

- Resolución de 19 de enero de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la capacidad asignada y disponible en los almacenamientos subterráneos básicos de gas natural para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2015 y el 31 de marzo de 2016.
- Resolución de 23 de marzo, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se adjudica la capacidad de almacenamiento básico para el periodo del 1 de abril de 2015 al 31 de marzo de 2016.

Mercados - Subastas de gas y capacidad

- Resolución de 3 de marzo de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen determinados aspectos relacionados con la subasta de capacidad de almacenamiento básico para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2015 y el 31 de marzo de 2016.
- Resolución del 8 de mayo de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición del gas de operación y gas talón para el periodo comprendido entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2015.
- Resolución de 12 de mayo de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen las características para el desarrollo de la subasta para la adquisición de gas natural de la tarifa de último recurso para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2015 y el 30 de junio de 2016.
- Resolución de 22 de mayo de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta para la adquisición del gas de operación y gas talón correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2015.
- Resolución de 28 de mayo de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición durante el año 2015 de gas natural destinado al nivel mínimo de llenado del Almacenamiento Subterráneo Yela.

Una vez celebrada la subasta y en cumplimiento del artículo decimotercero de la resolución, se ha incrementado la capacidad operativa de los almacenamientos subterráneos en 534 GWh al adquirirse en la subasta el total de la cantidad solicitada (1.234 GWh).

- Capacidad operativa actual del Almacenamiento Yela: 1.543 GWh.
- Capacidad remanente disponible a partir del 1 de julio de 2015: 6.472 GWh.

-
- Resolución de 11 de junio de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta para la adquisición del gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso de gas natural para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2015 y el 30 de junio de 2016.
 - Resolución de 28 de septiembre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen las características para el desarrollo de la subasta para la adquisición de Gas de Base para la fijación de la tarifa de último recurso de gas natural durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2016.

- Resolución de 21 de octubre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta destinada a la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso de gas natural para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2016.
- Resolución de 4 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas del mercado, el contrato de adhesión y las resoluciones del Mercado Organizado de Gas.

Tarifas y peajes

- Resolución de 27 de marzo de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural, y se corrigen errores en la de 26 de diciembre de 2014.
- Resolución de 26 de junio de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.
- Resolución de 25 de septiembre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que publica la tarifa de último recurso de gas natural.
- Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el 2016.
- Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

Instalaciones

- Resolución de 17 de abril de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se autoriza a Iberdrola Generación, S.A. el cierre del grupo 3 de la Central Térmica de Ciclo Combinado de Castellón, ubicada en el término municipal de Castellón de la Plana, en la provincia de Castellón.
- Resolución de 29 de abril de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Enagás Transporte, S.A.U., autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento de utilidad pública de la adenda 1 al proyecto de construcción de la estación de compresión internacional Euskadour.
- Resolución de 22 de mayo de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se autoriza la transmisión de la titularidad de las autorizaciones e instalaciones de transporte de gas natural pertenecientes a la sociedad Redexis Gas, S.A., a favor de Redexis Infraestructuras, S.L.
- Resolución de 27 de mayo de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se autoriza a Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A., el cierre, a partir del 31 de diciembre de 2015, del grupo 2 de la Central Térmica de Soto de Ribera, ubicada en el término municipal de Ribera de Arriba, en la provincia de Asturias.
- Resolución de 14 de julio de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Redexis Infraestructuras, S.L.U., autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública del gasoducto denominado Ca's Tresorer-Manacor-Felanitx.

- Resolución de 31 de julio de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se autoriza a Elcogás, S.A. el cierre de la central termoeléctrica de gasificación integrada en ciclo combinado de Elcogás de 320 MW, en el término municipal de Puertollano (Ciudad Real).
- Resolución de 11 de diciembre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Enagás Transporte, S.A.U., autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública para la construcción de la nueva posición D-16.00 en el término municipal de Gijón.

Legislación Europea

La legislación europea cada vez tiene mayor incidencia en el panorama nacional, con el principal objetivo de crear un mercado interior europeo del gas natural y la electricidad. En este sentido, cada vez son más las directivas, reglamentos, decisiones etc., a transponer o aplicar por cada uno de los Estados miembros, teniéndose que abordar profundas reformas que afectan a los aspectos operativos dentro de cada país.

Contexto europeo

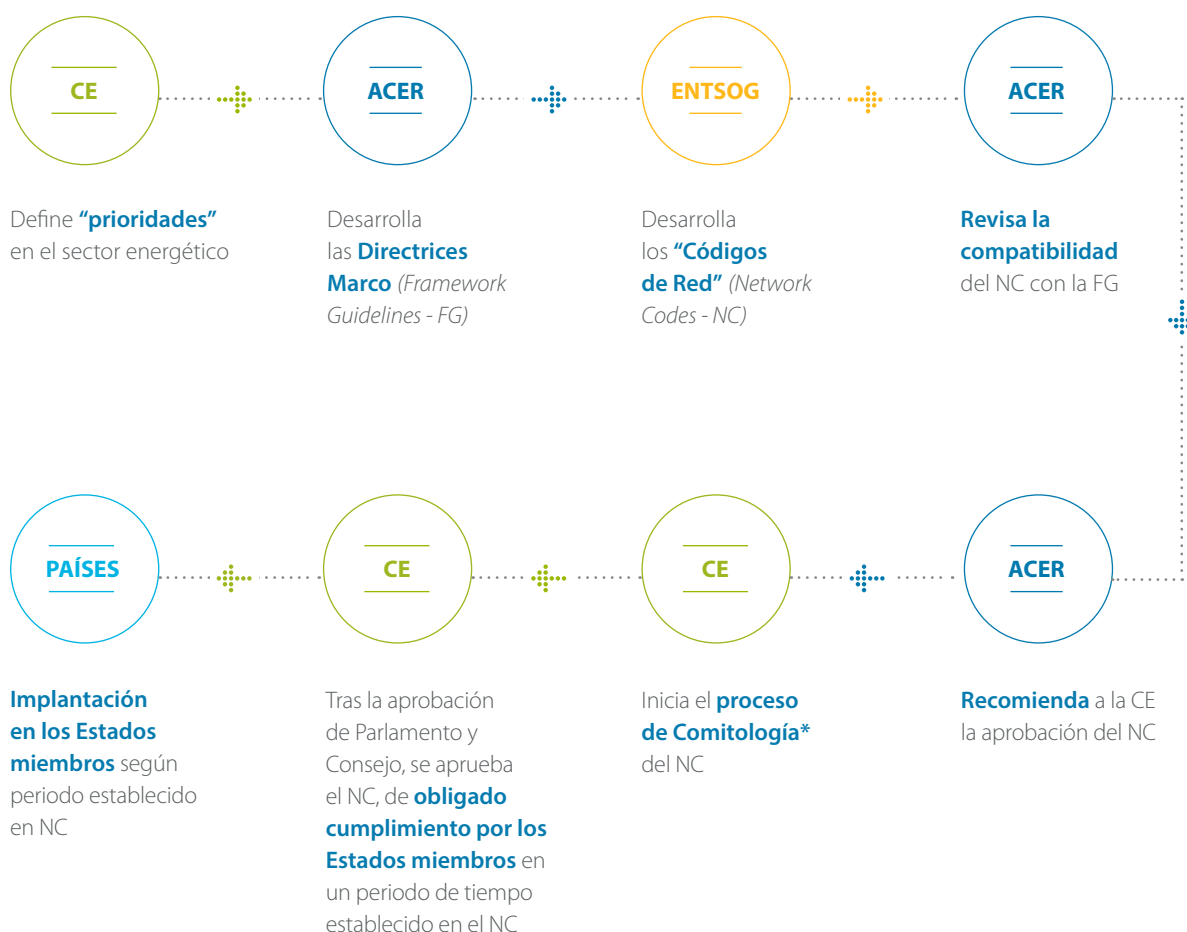
Los principales hitos para la creación de un mercado interior europeo de gas natural y electricidad fueron definidos el 13 de julio de 2009 con la publicación del Reglamento Europeo 715/2009 sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural (incluido dentro del denominado Tercer Paquete Energético de la Unión Europea).

- En este reglamento se fijan las bases sobre el desarrollo de diferentes códigos de red europeos en doce áreas distintas y se definen plazos y procedimientos formales. Áreas afectadas: mecanismo de asignación de la capacidad, procedimientos de gestión de la congestión, estructuras tarifarias, balance, interoperabilidad e intercambio de datos, etc.
- Según las Instituciones europeas, el desarrollo de estos códigos de red es totalmente necesario para conseguir una armonización de las reglas del mercado de gas en Europa, con el objetivo de lograr un mercado único de gas sin barreras, más competitivo y eficiente.
- Este reglamento también establece las bases para la creación de una Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas (ENTSOG, *European Network of Transmission System Operators for Gas*) y le encarga el desarrollo de estos códigos de red. Una vez aprobados y publicados en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE), serán de obligado cumplimiento por todos los Estados miembros de la Unión Europea.
- Adicionalmente, el reglamento encarga a ENTSOG la realización, cada dos años, de un Plan decenal de desarrollo de la red de ámbito comunitario, no vinculante, que incluya una perspectiva europea en materia de adecuación de suministro (*Ten-Year Network Development Plan*). Asimismo, ENTSOG tendrá que coordinar los Planes regionales de inversión (GRIP, *Gas Regional Investment Plan*), realizados por los TSOs (*Transmission System Operator*), que focalizarán el plan de desarrollo de la red en cada una de las regiones existentes.

Proceso de aprobación de un código de red

El proceso de aprobación de un código de red requiere de la coordinación entre los distintos organismos de la Unión Europea (Comisión, Parlamento y Consejo), ACER (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*, Agencia de Cooperación de Reguladores Europeos de la Energía) y ENTSOG, siempre partiendo de la lista de prioridades elaborada por la Comisión Europea, ACER y ENTSOG respecto a los códigos de red.

Diagrama de flujo del proceso de desarrollo general de un código de red



* Comisión de expertos de los Estados miembros (Gobiernos), atendiendo a una solicitud de la Comisión Europea para la revisión y aprobación de un documento técnico de aplicación en toda la Unión.

Principales hitos regulatorios

A continuación se presentan los principales hitos regulatorios acaecidos en 2015, así como los principales desarrollos que podrán tener repercusión en el ámbito nacional en un futuro próximo.

Los principales hitos regulatorios fueron, por orden cronológico, los siguientes:

Regulación europea

- Regulación (UE) 2015/703, de 30 de abril de 2015, por el que se establece el Código de Red de Interoperabilidad y Reglas de Intercambio de Datos.
- Reglamento Delegado (UE) 2016/89 de la Comisión, de 18 de noviembre de 2015, por el que se modifica el Reglamento (UE) nº 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, en cuanto a la lista de la Unión de Proyectos de Interés Común.
- Decisión de la Comisión, de 30 de abril de 2015 (2015/715), que modifica el anexo I del Reglamento (CE) nº 715/2009

Otros hitos con relevancia a nivel europeo

- Aprobación, el 4 de febrero de 2015, por la Comisión Europea de las metodologías de Análisis Coste-Beneficio (CBA) adaptadas de ENTSOG y ENTSOE para aplicación en los TYNDP (*Ten Year Network Development Plan*) y en la selección de proyectos PCIs (Proyectos de Interés Común) de acuerdo con el reglamento (UE) nº 347/2013.
- Publicación, el 25 de febrero de 2015, por la Comisión Europea de la "Comunicación sobre el Marco Estratégico de la Unión Energética Europea" dentro del programa de medidas iniciado por el nuevo presidente de la Comisión Europea, Jean-Claude Juncker.
- Publicación, el 16 de marzo de 2015, por parte de ENTSOG del "*Ten Year Network Development Plan 2015*".
- Publicación del Reglamento (UE) 2015/1017 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de junio de 2015, relativo al Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas, al Centro Europeo de Asesoramiento para la Inversión y al Portal Europeo de Proyectos de Inversión, y por el que se modifican los Reglamentos (UE) nº 1291/2013 y (UE) nº 1316/2013 — el Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas.
- Envío el 14 de octubre de 2015 por ACER de su recomendación positiva a la Comisión Europea de la enmienda de Capacidad Incremental del CAM NC.

Detalle de desarrollos por materias

A continuación se incluye una breve descripción de los principales desarrollos definidos por la regulación energética europea.

Unión Energética en la Unión Europea

El 25 de febrero de 2015, la Comisión Europea publicó la "Comunicación sobre el Marco Estratégico de la Unión Energética Europea" dentro del programa de medidas iniciado por el nuevo presidente de la Comisión Europea, Jean-Claude Juncker.

El objetivo es establecer una estrategia común que permita garantizar una energía fiable, accesible y amigable con el clima, basada en cinco áreas de trabajo:

- °° **Seguridad de suministro:** Diversificar las fuentes de energía en Europa, haciendo mejor y más eficiente el uso de la energía producida dentro de la UE.
- °° **Completar un mercado interior de la energía competitivo:** Utilizar las interconexiones que permitan que la energía se mueva libremente por la UE sin ningún tipo de barrera técnica o regulatoria. Sólo así se podrán ofrecer los mejores precios de la energía para el consumidor final.
- °° **Eficiencia energética:** Consumir menos energía para poder reducir las emisiones y preservar las fuentes de energía autóctonas de la UE. Con ello se reducirá la necesidad de importación de energía en la UE.
- °° **Reducción de emisiones:** Renovar el Sistema de Comercio de Emisiones de la UE (ETS), presionando por un acuerdo global para el cambio climático y el fomento de la inversión privada en nuevas infraestructuras y tecnología.
- °° **Promoción de la investigación y la innovación:** Apoyar los avances en tecnología de baja emisión de carbono mediante la investigación y ayuda a la financiación de proyectos en asociación con el sector privado.

Códigos de red

Procedimientos de gestión de la congestión (Directrices CMP)

- °° **Alcance descriptivo:** Establecer procedimientos de gestión de la congestión contractual en conexiones internacionales, devolviendo al mercado la capacidad no utilizada para su reasignación durante los procesos normales de asignación, a fin de maximizar la capacidad disponible.
- °° **Contexto regulatorio:** El 28 de agosto de 2012 se publicó en el DOUE la Decisión de la Comisión de 24 de agosto de 2012, que modifica el Anexo I del Reglamento (CE) nº 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural en lo relativo a procedimientos de gestión de la congestión en caso de congestión contractual (CMP). Marca como inicio de la utilización de los mecanismos CMP el 1 de octubre de 2013, excepto para el procedimiento UIOLU ST (*Use it or lose it – Short term*), que será de obligado cumplimiento en julio de 2016. Asimismo, estas directrices establecen que los TSOs deberán enviar cierta información de las Directrices de Transparencia a una plataforma central europea.
- °° **Actividad en 2015:** Durante 2015 se trabajó en la implantación nacional/regional de los procedimientos de gestión de la congestión mediante la coordinación de los reguladores de la Región Sur de Europa (CNMC, ERSE y CRE) y de los TSOs (Enagás, REN, TIGF y GRTgaz).

Los TSOs de la región Sur de Europa, durante 2015, han desarrollado la metodología relativa a *Oversubscription* y *Buy-back*, que ha sido sometida a consulta pública por los reguladores.

Código de Red sobre Mecanismos de Asignación de Capacidad (NC CAM)

°° **Alcance descriptivo:** Establecer un mecanismo estandarizado de asignación de capacidad (subastas) en conexiones internacionales entre países miembros de la UE, así como productos estandarizados para ser ofertados y asignados.

°° **Contexto regulatorio:** Publicado en el DOUE el Reglamento (UE) nº 984/2013 de la Comisión de 14 de octubre de 2013, por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y se completa el Reglamento (CE) nº 715/2009.

Fija como fecha máxima de implementación del código CAM el 1 de noviembre de 2015. Sin embargo, en la Región Sur de Europa, dentro de las iniciativas regionales del sur (SGRI) en las que está incluida España, se decidió realizar un procedimiento de implementación temprana que comenzó en octubre de 2013.

°° **Actividad en 2015:** Después de la primera subasta de capacidad anual en marzo de 2014 para las conexiones internacionales con Francia y Portugal, en 2015 aumentaron tanto el número de subastas como la cantidad a subastar en estos procesos de asignación.

Capacidad Incremental (INC)

°° **Alcance descriptivo:** El Código de Red sobre Mecanismos de Asignación de Capacidad (NC CAM) no define la identificación ni la asignación de la capacidad incremental por encima de la capacidad técnica en una conexión internacional (CI). Los trabajos relativos a capacidad incremental consisten en proponer un enfoque armonizado y basado en el mercado común europeo para asignar tanto la capacidad existente, como la capacidad incremental/nueva de una conexión internacional de una manera integrada.

°° **Contexto regulatorio:** El 2 de diciembre de 2013, ACER envió a ENTSOG una guía de propuestas de enmiendas al Código de Red de Mecanismos de Asignación de Capacidad (NC CAM) en relación a la capacidad nueva o incremental, considerando su interacción con el código de armonización de tarifas. Esta guía describe cuándo y cómo la capacidad incremental debe ser ofrecida y asignada a los usuarios de red, así como los requerimientos de información y coordinación entre TSOs y autoridades reguladoras nacionales (NRAs).

En base a esta guía, ENTSOG envió su propuesta de enmienda al Código de Red de CAM a ACER el 26 de diciembre de 2014.

°° **Actividad en 2015:** Durante 2015, ACER realizó dos consultas públicas sobre la enmienda al NC CAM, relacionado con la Capacidad Incremental y otros cambios técnicos al Código de Red de CAM, como tiempos y métodos de subastas.

El 13 de octubre de 2015, el *Board of Regulators* de ACER envió su recomendación a la enmienda de Capacidad Incremental del NC CAM a la Comisión Europea para su aprobación mediante comitología.

Código de Red de Balance de Gas en el Sistema de Transporte (BAL NC)

°° **Alcance descriptivo:** Facilitar el comercio transfronterizo de gas desarrollando sistemas de balance no discriminatorios y transparentes a través de las siguientes medidas:

- Sistemas de balance basados en mecanismos de mercado.
- Definición clara de las responsabilidades de balance entre los TSOs y los usuarios de la red.
- Armonización en el proceso de (re-)nominaciones (tiempos y procesos de comunicación).
- Nuevas reglas de cargos por desbalances, obligaciones intradiarias.
- Provisión, precisa y en tiempo, de información necesaria para balances.

°° **Contexto regulatorio:** El 27 de marzo de 2014 se publicó en el DOUE el Reglamento (UE) nº 312/2014 de la Comisión de 26 de marzo de 2014, por el que se establece un Código de Red de Balance de Gas en Sistemas de Transporte.

Se establece el 1 de octubre 2015 como fecha máxima de implementación del código de red por los Estados miembros. No obstante, la autoridad regulatoria nacional (NRA) puede autorizar al Gestor de la Red de Transporte (TSO), a posponer su aplicación hasta 1 de Octubre de 2016.

ACER monitorizará la adecuada implementación de este Código de Red y su efecto en la competencia del mercado interior de energía europeo.

°° **Actividad en 2015:** Durante 2015, varios países de Europa implementaron el Código de Red de Balance. Algunos lo harán en octubre de 2016 y diez países esperan implementarlo en abril de 2019, aplicando medidas transitorias hasta su implantación.

El 5 de noviembre de 2015, ACER y ENTSOG publicaron el segundo estudio del estado de avance en la implementación del Código de Balance.

Código de Red de Interoperabilidad y Reglas de Intercambio de Datos (INT NC)

°° **Alcance descriptivo:** Facilitar el transporte de gas transfronterizo y la integración efectiva de los mercados, a través de la aplicación de una serie de principios armonizados y normas comunes sobre acuerdos de interconexión, unidades, calidad de gas, odorización, intercambio de datos, etc.

°° **Contexto regulatorio:** El 10 de septiembre de 2013 ENTSOG envió el borrador final del código a ACER.

El 17 de enero de 2014, ACER emitió la recomendación positiva del Código de Red sobre Interoperabilidad y Reglas de Intercambio de Datos. A partir de esa fecha se iniciaron los trabajos de comitología.

°° **Actividad en 2015:** El 30 de abril de 2015, la Comisión Europea publicó la Regulación (UE) 2015/703, de 30 de abril de 2015, estableciendo el Código de Red de Interoperabilidad y Reglas de Intercambio de Datos, en el que se fijó como fecha de implantación el 1 de mayo de 2016.

Código de Red sobre Armonización de Estructuras Tarifarias de Transporte de Gas (TAR NC)

°° Alcance descriptivo:

- Establecer unos requisitos claros y objetivos para la armonización de las estructuras de tarifas de transporte de gas en toda la UE.
- Contribuir a la competencia eficiente, y no discriminatoria, y al funcionamiento eficiente del mercado.

°° Contexto regulatorio:

El 29 de noviembre de 2013 ACER publicó la Directriz Marco (*Framework Guideline*) para la futura elaboración del Código de Red sobre Armonización de Estructuras Tarifarias por parte de ENTSOG. En base a la Directriz Marco, ENTSOG publicó el 30 de mayo de 2014, para consulta pública, el borrador inicial del código.

ENTSOG envió formalmente el borrador final a ACER el 26 de diciembre de 2014.

°° Actividad en 2015:

ACER emitió un Dictamen Motivado desfavorable sobre la propuesta de código el 26 de marzo de 2015, incluyendo comentarios y modificaciones a ENTSOG.

El 31 de julio, ENTSOG reenvió formalmente el borrador final corregido a ACER. El 13 de octubre, ACER no proporcionó la recomendación de adopción por comitología del código de red por falta de acuerdo interno. La Comisión Europea preparará y finalizará su propuesta del código de red.

Durante 2016 se iniciará el proceso de comitología por parte de la Comisión Europea previo a la aprobación del código.

Desarrollo de infraestructuras

Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)

°° Alcance descriptivo:

Según el artículo 8 del Reglamento (CE) nº 715/2009, ENTSOG emitirá, cada dos años, un plan decenal de desarrollo de la red de ámbito comunitario, no vinculante, que incluya una perspectiva europea en materia de adecuación del suministro de gas.

°° Actividad en 2015:

El 16 de marzo de 2015 ENTSOG publicó la edición 2015 de "*Ten Year Network Development Plan*". El 31 de marzo ENTSOG invitó a todos los *stakeholders* a dar su opinión al documento.

Debido a la eliminación del proyecto "*South Stream*" por parte del promotor, en paralelo a la publicación del documento, ENTSOG lanzó el 1 de abril de 2015 a petición de la Comisión Europea, un proceso de recogida de nuevos proyectos en el sudeste de Europa.

El 29 de junio ENTSOG publicó una adenda al documento analizando la red europea a largo plazo sin este proyecto y con los nuevos incluidos.

Gas Regional Investment Plan (GRIP)

- °° **Alcance descriptivo:** Según el artículo 12.1 del Reglamento (CE) nº 715/2009, los TSOs publicarán un plan regional de inversiones cada dos años y podrán tomar decisiones sobre inversiones basándose en él.

El artículo 12.3 del mismo reglamento establece que, con el fin de alcanzar los objetivos establecidos en los apartados 1 y 2, la Comisión Europea podrá definir la zona geográfica cubierta por cada estructura de cooperación regional, teniendo presente las estructuras ya existentes.

Actualmente existen seis regiones y España pertenece a la Región Sur, junto con Francia y Portugal.

- °° **Actividad en 2015:** Durante 2015 no hubo gran actividad en este punto. El próximo documento se publicará a primeros del 2017. El grupo de trabajo formado por todos los TSOs de la Región Sur será coordinado por TIGF.

Summer/Winter Outlook Supply

- °° **Alcance descriptivo:** Según el artículo 8 del Reglamento (CE) nº 715/2009, ENTSOG emitirá unas perspectivas anuales de suministro para invierno y verano.

- °° **Actividad en 2015:** El 29 de mayo de 2015, ENTSOG publicó el documento “*Summer Supply Outlook 2015*” y el “*Summer Review 2014*”.

El documento refleja que el sistema gasista europeo es lo suficientemente robusto en la mayor parte de Europa como para permitir, como mínimo, un 90% del nivel de llenado de los almacenamientos subterráneos de cara al próximo invierno, así como cierta flexibilidad en la estrategia de suministro de los usuarios de las redes gasistas.

El 6 de noviembre de 2015, ENTSOG publicó el documento “*Winter Supply Outlook 2015/16*” y el “*Winter Review 2014/15*”.

Según el documento, las infraestructuras gasistas europeas ofrecen suficiente flexibilidad a lo largo del periodo y tienen capacidad para suministrar volúmenes significativos de gas a Ucrania ante un eventual problema en el suministro del gas ruso. Sin embargo, en el hipotético caso de un fallo en el tránsito de gas a Europa a través de Ucrania, bajo una situación de alta demanda, el sudeste de Europa necesitaría reforzar su seguridad de suministro, ya que podría verse afectada.

Infraestructuras transeuropeas (proyectos PCI)

- °° **Alcance descriptivo:** Los proyectos de interés común (PCI) son aquellos desarrollos de infraestructuras, tanto en gas como en electricidad, que ayudan a los Estados miembros a integrar físicamente sus mercados energéticos. Estos permiten diversificar las fuentes de suministro y contribuir a los criterios especificados en el Reglamento TEN-E (Seguridad de Suministro, Diversificación, Integración de Mercados y Competitividad) con el objetivo de poner fin al aislamiento energético en el que se encuentran algunos países de la Unión Europea.

- °° **Contexto regulatorio:** El Reglamento (UE) nº 347/2013 (TEN-E) de 17 de abril de 2013 sobre directrices para infraestructuras transeuropeas, define los procedimientos y criterios para que un proyecto pueda ser considerado PCI.

El 21 de diciembre de 2013, se publicó en el DOUE el Reglamento Delegado (UE) nº 1391/2013 de la Comisión, de 14 de octubre de 2013, por el que se modifica el Reglamento (UE) nº 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas, en cuanto a la lista de la Unión Europea de proyectos de interés común. La modificación consistió en la inclusión de un nuevo anexo con la primera lista de PCI, publicada por la Comisión Europea el 14 de octubre.

En paralelo, y de acuerdo con el Reglamento (UE) nº 347/2013, ENTSOG tenía encomendado el desarrollo de una metodología de Análisis Coste-Beneficio (CBA) para la selección de proyectos PCI en futuras ediciones. El 18 de agosto de 2014, ENTSOG publicó la versión final para aprobación/comentarios por la Comisión Europea de la "Metodología de Análisis Coste-Beneficio (CBA) para Proyectos de Interés Común (PCI)".

- **Actividad en 2015:** El 4 de febrero de 2015, la Comisión Europea aprobó las metodologías de Análisis Coste-Beneficio (CBA) adaptadas de ENTSOG y ENTSOE para su aplicación en los "Ten Year Network Development Plan" y en la selección de proyectos PCIs (Proyectos de Interés Común) de acuerdo con el Reglamento (UE) nº 347/2013.

Durante 2015, los grupos de trabajo regionales *ad hoc*, cada uno de un área o de un corredor de prioridad estratégica, evaluaron los proyectos propuestos y establecieron una lista regional de proyectos PCI tanto para gas como para electricidad.

Estos grupos de trabajo regionales tuvieron representación de los Estados miembros, de las Asociaciones Europeas de Gestores de Redes de Transporte de Gas y Electricidad (ENTSO-E y ENTSO-G), de gestores de redes de transporte nacionales (TSOs) y de promotores de proyectos, de las autoridades nacionales de regulación (NRAs) y de la Agencia de Cooperación de los Reguladores Europeos de la Energía (ACER), en calidad de miembros.

El 18 de noviembre de 2015, la Comisión Europea publicó la segunda lista PCI. Después de esta publicación, el Parlamento y el Consejo dispusieron de un plazo de dos meses para aceptar o rechazar la lista. Una vez pasado este periodo, el 27 de enero de 2016 se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea el Reglamento Delegado (UE) 2016/89 de la Comisión, por el que se modifica el Reglamento (UE) nº 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, incluyendo una segunda lista de proyectos PCI.

Apoyo a las interconexiones energéticas España-Francia-Portugal

El 4 de marzo de 2015, se reunieron en Madrid el presidente de Francia, François Hollande, el presidente de España, Mariano Rajoy, el primer ministro de Portugal, Pedro Passos Coelho, el presidente de la Comisión Europea, Jean-Claude Juncker, y el presidente del Banco Europeo de Inversiones, Werner Hoyer, con el objetivo de debatir la cuestión de las interconexiones energéticas.

Los asistentes subrayaron la crucial importancia de lograr un mercado interior de la energía plenamente operativo e interconectado. Advirtieron de la urgencia de construir las infraestructuras necesarias para lograr un mercado interior energético eficiente, en particular las interconexiones transfronterizas de las redes de gas y electricidad, sobre todo en los Estados miembros que todavía no han alcanzado un nivel mínimo de integración en el mercado interior de la energía, como España y Portugal.

Respecto de las interconexiones de gas, las partes reconocieron la necesidad de un mercado de gas pleno e integrado, que elimine los cuellos de botella, conecte los mercados regionales y maximice la diversificación de la cartera de gas mediante nuevas fuentes y rutas, incrementando la seguridad y el suministro energético de Europa.

En este sentido, el presidente de Francia, el de España y el primer ministro portugués acordaron la necesidad de llevar a cabo una evaluación activa para completar el eje oriental de gas entre Portugal, España y Francia, mediante un nuevo proyecto de interconexión, MidCat, que posibilitará los flujos bidireccionales entre la Península Ibérica y Francia. Adicionalmente, se señaló que la tercera interconexión entre Portugal y España debe desarrollarse en consecuencia.

Para alcanzar este compromiso, el nuevo Grupo Regional de Alto Nivel analizó en los seis meses posteriores la compatibilidad entre el proyecto MidCat, los planes nacionales y la necesidad de garantía del suministro a la UE, y si todo ello permite el tráfico bidireccional de flujos de gas entre las redes de la Península Ibérica y de Francia a través del eje oriental.

Este Grupo de Alto Nivel facilitará el procedimiento de concesión de permisos de MidCat lo antes posible y prestará su apoyo al mismo como proyecto prioritario para financiación con cargo a los fondos de la UE.

El estudio técnico sobre MidCat, realizado por los TSOs implicados, se finalizó en septiembre 2015 y se envió oficialmente al Grupo Regional de Alto Nivel.

Durante 2016 se seguirá trabajando en la definición y estrategia de desarrollo de este proyecto por parte del grupo.

Seguridad de suministro de gas natural

°° **Alcance descriptivo:** Asegurar que ningún ciudadano de la UE se quede sin gas debido a una crisis en el suministro, como las acontecidas en 2009 (interrupción del gas ruso que atraviesa Ucrania) o en febrero de 2012 (intensa ola de frío con temperaturas extremas que afectó a varios países de la UE), reforzando la coordinación europea y estableciendo una serie de requisitos para las conexiones entre Estados miembros.

°° **Contexto regulatorio:** Reglamento UE 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de octubre de 2010, sobre medidas para garantizar la seguridad de suministro de gas y por el que se deroga la Directiva 2004/67/CE del Consejo.

El 28 de mayo de 2014 tuvo lugar una Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo sobre una "Estrategia Europea de la Seguridad Energética" donde se abrió la puerta a una posible revisión del Reglamento UE 994/2010 durante 2015.

°° **Actividad en 2015:** El 16 de enero de 2015, la Comisión Europea lanzó una consulta pública sobre la revisión del Reglamento UE 994/2010 sobre seguridad de suministro. La consulta tuvo como objetivo identificar las áreas en las que el Reglamento podía ser mejorado así como las opciones que existen y el impacto que éstas tendrían. En base a las respuestas, la Comisión Europea consideró necesario enmendar el reglamento. Durante 2016 se espera que se aprueben esas enmiendas.

Consulta Pública de la Comisión Europea sobre la Estrategia de GNL y almacenamiento de gas

El 8 de julio de 2015, la Comisión Europea lanzó una consulta pública para desarrollar una estrategia sobre el GNL y el almacenamiento de gas, que estudiará el potencial del GNL y del almacenamiento de gas natural a medio y largo plazo. En particular esta consulta tratará de identificar cómo pueden mejorar la seguridad y la competitividad de suministro en la Unión Europea tanto en situaciones normales, como en situaciones de crisis. La estrategia se enfocará tanto a nivel europeo como internacional.

Con esta consulta pública, la Comisión busca la opinión de los agentes del mercado sobre dónde podría tener un papel la UE y qué acciones potenciales podría concebir para mejorar estos objetivos. Las respuestas a la consulta pública se publicaron a finales de 2015.

Durante 2016, la Comisión Europea publicará su Comunicación sobre la estrategia de GNL y de almacenamiento de gas.





Subastas y
mercados

09



El 16 de diciembre se puso en marcha el Mercado Organizado de Gas. Desde su entrada en operación, las sesiones de negociación han transcurrido sin incidencias y las comunicaciones entre Enagás GTS y MIBGAS discurren con normalidad.

Subastas de gas

Subastas de Gas Talón y Gas de Operación

La Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, estableció, en su artículo 15, el procedimiento para la adquisición de Gas Talón y Gas de Operación.

La Resolución de 8 de mayo de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM), estableció las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición del Gas de Operación para el periodo comprendido entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2015. Además, recogió las necesidades de Gas Talón (3,5 GWh) y las previsiones de Gas de Operación (648,6 GWh) para el periodo, así como un excedente de gas de maniobra (572,7 GWh) destinado a cubrir las necesidades de Gas Talón.

En la Resolución de 22 de mayo de 2015, de la DGPEyM, se fijaron algunos de los parámetros de la subasta (como el precio de salida de la primera ronda, 31 €/MWh).

En la subasta de 26 de mayo realizada para el periodo comprendido de julio a septiembre de 2015, seis comercializadoras fueron las adjudicatarias.

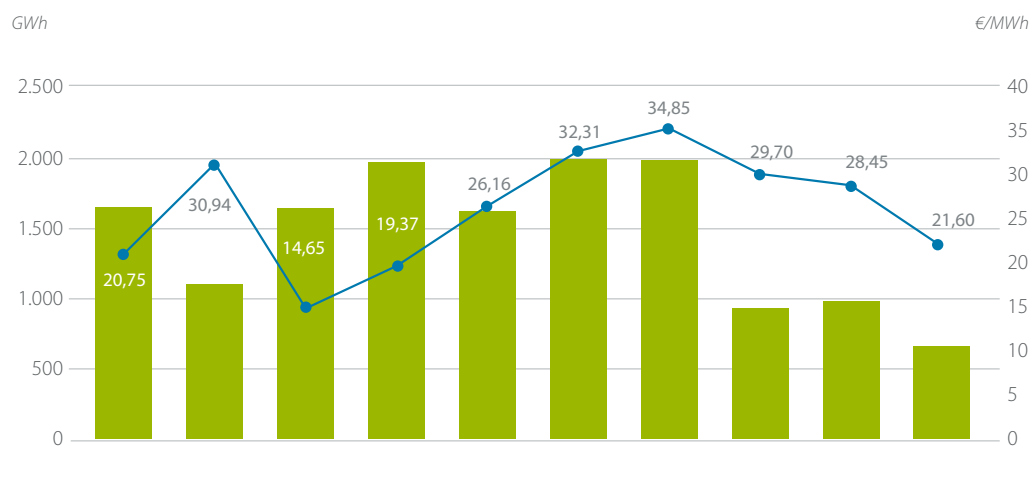
En la última subasta se adjudicó el 100% de la cantidad ofertada y el precio alcanzó los 21,60 €/MW.

La Resolución de 30 de septiembre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, estableció el régimen provisional de suministro de Gas de Operación a partir del 1 de octubre de 2015.

100%

En la última subasta de **Gas Talón y Gas de Operación** se adjudicó el 100% de la cantidad ofertada.

Evolución de las cantidades de Gas Talón y Gas de Operación a subastar y precios



	jul-07 jun-08	jul-08 jun-09	jul-09 jun-10	jul-10 jun-11	jul-11 jun-12	jul-12 jun-13	jul-13 jun-14	jul-14 dic-14	ene-15 jun-15	jul-15 sep-15
■ Gas de Operación y Gas Talón (GWh)	1.623	1.085	1.617	1.936	1.594	1.961	1.950	915	965	649
% adjudicado	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
● Precio (€/MWh)	20,75	30,94	14,65	19,37	26,16	32,31	34,85	29,70	28,45	21,60

Subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la Tarifa de Último Recurso

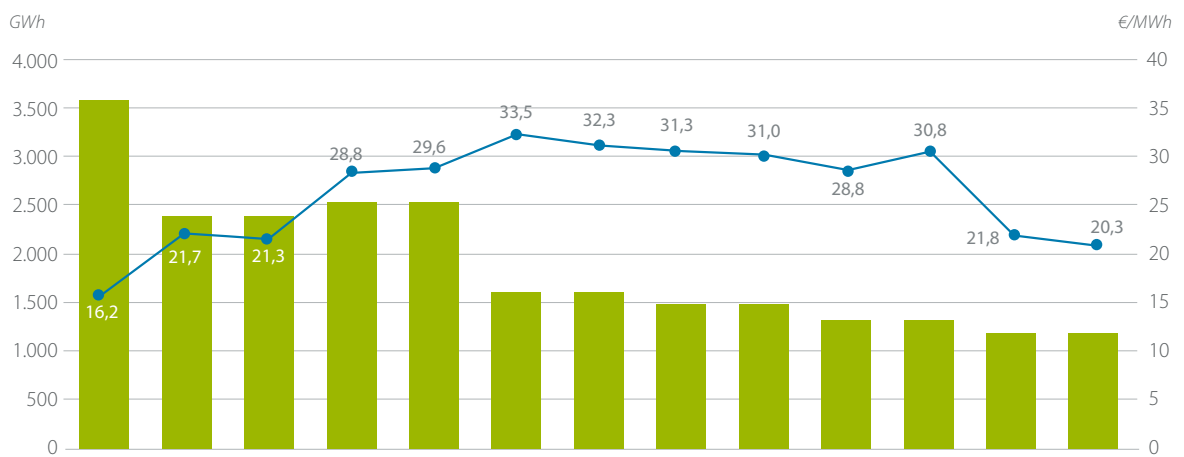
El 17 de junio de 2014 se realizó la décima subasta para la adquisición de gas natural (productos ofertados: Gas de Base y Gas de Invierno) para la fijación de la Tarifa de Último Recurso (TUR), correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de julio de 2014 y el 30 de junio de 2015. El 28 de octubre, se desarrolló la undécima subasta (producto ofertado: Gas de Base) para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2015.

En la Resolución de la DGPEyM de 12 de mayo de 2015 se establecieron las características de la subasta para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2015 y el 30 de junio de 2016. Posteriormente, en la Resolución del 11 de junio de 2015, de la DGPEyM, se concretaron algunos de los parámetros de dicha subasta, como el precio final de la primera ronda. Finalmente, el 16 de junio se realizó la duodécima subasta (productos ofertados: Gas de Base y Gas de Invierno) de referencia para la fijación de la TUR para el periodo del 1 de julio de 2015 al 30 de junio de 2016.

En la Resolución de la DGPEyM de 28 de septiembre de 2015 se establecieron las características para el desarrollo de la subasta para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2016. Posteriormente, en la Resolución de 21 de octubre se determinaron algunos parámetros, como el precio final de la primera ronda (26 €/MWh) y los rangos de exceso de oferta total posibles.

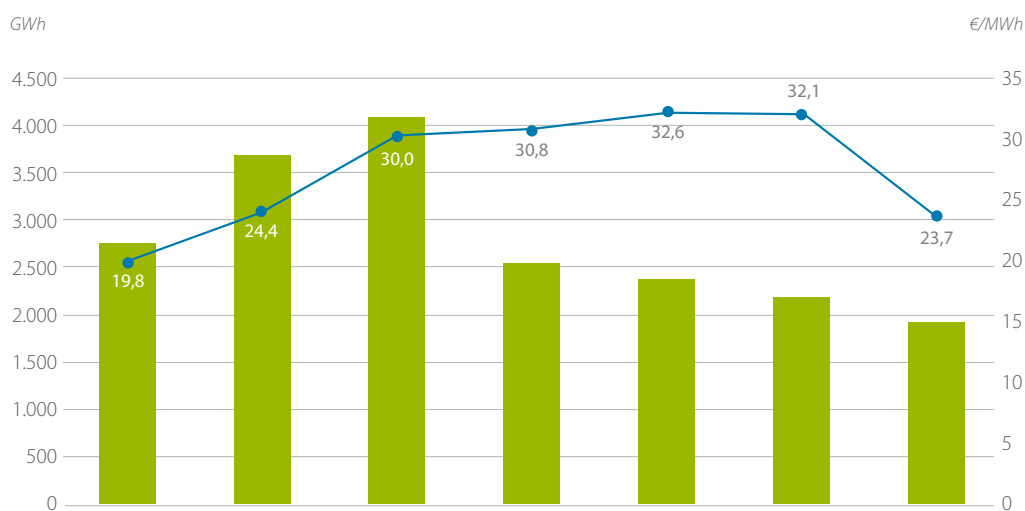
La decimotercera subasta para la adquisición de gas natural, que se utilizaría como referencia para la fijación de la TUR, se celebró el 27 de octubre. Esta subasta, para el Gas de Base, abarcaba el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2016 y el 30 de junio de 2016.

Evolución de las cantidades de Gas de Base a subastar y precios



	1ª Subasta jul-09 jun-10	2ª Subasta jul-10 jun-11	3ª Subasta ene-11 jun-11	4ª Subasta jul-11 jun-12	5ª Subasta ene-12 jun-12	6ª Subasta jul-12 jun-13	7ª Subasta ene-13 jun-13	8ª Subasta jul-13 jun-14	9ª Subasta ene-14 jun-14	10ª Subasta jul-14 jun-15	11ª Subasta ene-15 jun-15	12ª Subasta jul-15 jun-16	13ª Subasta ene-16 jun-16
■ Gas de Base subastado (GWh)	3.600	2.400	2.400	2.550	2.550	1.620	1.620	1.500	1.500	1.320	1.320	1.200	1.200
% adjudicado	100%	100%	100%	100%	100%	85%	100%	50%	100%	100%	100%	100%	100%
● Precio (€/MWh)	16,18	21,67	21,3	28,8	29,6	33,5	32,31	31,28	30,99	28,81	30,76	21,79	20,25

Evolución de las cantidades de Gas de Invierno a subastar y precios



	1ª Subasta nov-09 mar-10	2ª Subasta nov-10 mar-11	4ª Subasta nov-11 mar-12	6ª Subasta nov-12 mar-13	8ª Subasta nov-13 mar-14	10ª Subasta nov-14 mar-15	12ª Subasta nov-15 mar-16
■ Gas de Invierno subastado (GWh)	2.750	3.700	4.045	2.570	2.370	2.095	1.910
% adjudicado	100%	100%	100%	85%	40%	40%	100%
● Precio (€/MWh)	19,77	24,44	29,96	30,75	32,55	32,14	23,67

En la duodécima subasta se adquirió el 100% (1.200 GWh) del Gas de Base ofertado con un importe de 21,79 €/MWh, lo que supone un descenso del 29% respecto al precio de la subasta anterior.

Del total de Gas de Invierno emitido, se adjudicó el 100% (1.910 GWh) por un importe de 23,67 €/MWh.

En la decimotercera subasta el 100% (1.200 GWh) del producto ofertado (Gas de Base) fue adquirido por un precio de 20,25 €/MWh, lo que representó un descenso del 7% respecto a la subasta anterior.

Subasta de Gas Colchón de nuevas instalaciones de almacenamiento subterráneo

La Resolución de 28 de mayo de 2015, de la DGPEyM, estableció las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición, durante el año 2015, de gas natural destinado al nivel mínimo de llenado del Almacenamiento Subterráneo Yela, para el periodo comprendido entre el 1 de agosto y el 30 de noviembre de 2015.

Se estableció el día 30 de junio como fecha para la celebración de la subasta y se fijó la cantidad total máxima a subastar en 1.234 GWh. Además se incluyó el modelo de Contrato Marco.

De acuerdo con esta resolución, el Gas Colchón subastado podría entregarse en forma de gas natural (GN) en el almacenamiento operativo comercial (AOC) o en una conexión internacional, o en forma de gas natural licuado (GNL) en el tanque o en la brida de conexión del brazo de descarga de la planta de regasificación, así como en dos periodos: del 1 de agosto al 31 de octubre de 2015 (periodo 1) y del 1 de noviembre al 30 de noviembre de 2015 (periodo 2).

Cinco comercializadoras fueron las adjudicatarias de un total de 1.234 GWh, que se entregaron en su totalidad en el primer periodo.

Evolución de las cantidades de Gas Colchón a subastar y número de adjudicatarios



Subastas de capacidad

Subasta para la asignación de capacidad de los almacenamientos subterráneos

La capacidad destinada a la subasta para el periodo 2015-2016 aumentó respecto a los tres últimos procesos de asignación debido al incremento de la capacidad de los almacenamientos y al descenso de las reservas estratégicas.

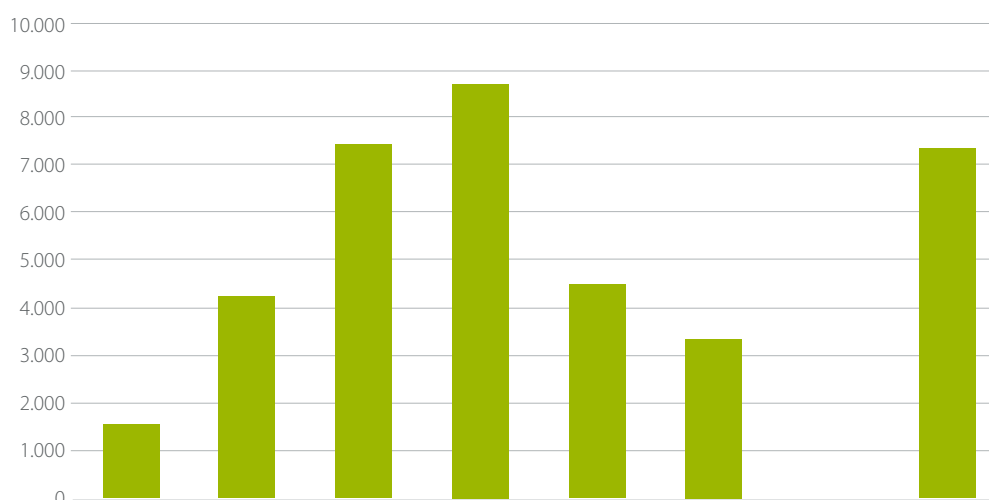
La Resolución de 3 de marzo de 2015, de la DGPEyM, estableció determinados aspectos relacionados con la subasta de capacidad de almacenamiento básico para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2015 y el 31 de marzo de 2016.

Se determinó que el día 24 de marzo se celebraría la subasta en la que el volumen definitivo de almacenamiento subterráneo básico a subastar se fijó en 7.347 GWh, una vez concluido el proceso de asignación primaria de acuerdo con los criterios establecidos en el artículo 4º de la orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad.

Seis comercializadoras fueron adjudicatarias de un total de 1.409 GWh.

Evolución de las capacidades de AASS a subastar

GWh

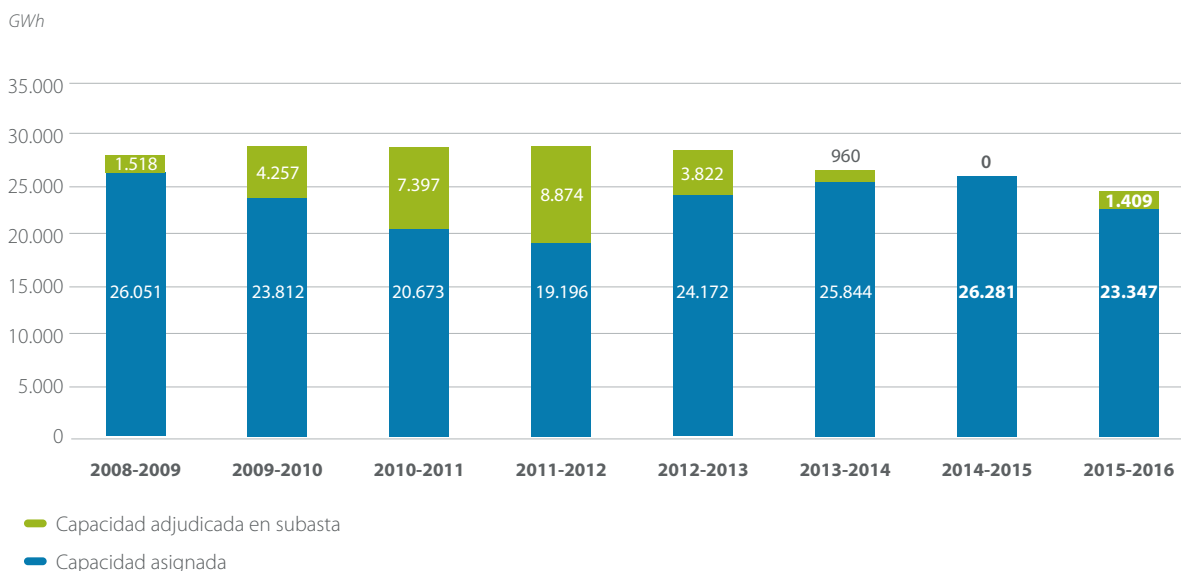


	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016
Capacidad a subastar	1.518	4.257	7.397	8.874	4.448	3.297	0	7.347
% respecto a la capacidad asignada	5%	15%	26%	32%	16%	11%	0%	19%

El 24 de marzo de 2015 se realizó la séptima subasta de asignación de capacidad de almacenamientos subterráneos, regulada en la sección segunda del Capítulo II de la Orden ITC 3862/2007 de 28 de diciembre, para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2015 y el 31 de marzo de 2016. La capacidad total ascendía a 1.409 GWh, con un precio de salida mínimo de 0 €/GWh. El 100% fue contratado.

Evolución de la subasta de capacidad de AASS

	1ª subasta	2ª subasta	3ª subasta	4ª subasta	5ª subasta	6ª subasta	7ª subasta
Características de la subasta	abr-08 / mar-09	abr-09 / mar-10	abr-10 / mar-11	abr-11 / mar-12	abr-12 / mar-13	abr-13 / mar-14	abr-15 / mar-16
Fecha de la subasta	10-abr-08	30-mar-09	25-mar-10	29-mar-11	27-mar-12	26-mar-13	24-mar-15
Cantidad subastada	1.518 GWh	4.257 GWh	7.397 GWh	8.874 GWh	4.448 GWh	3.297 GWh	7.347 GWh
Precio de cierre	2.588 €/GWh	1.767 €/GWh	-1.000 €/GWh	-4.100 €/GWh	0 €/GWh	0 €/GWh	0 €/GWh
Número de rondas totales	24	22	1	9			
Cantidad adjudicada	1.518 GWh	4.257 GWh	7.397 GWh	8.874 GWh	3.822 GWh	960 GWh	1.409 GWh



Subastas para la adquisición de capacidad en las conexiones internacionales

El Reglamento (CE) nº 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, regula los principios de asignación de la capacidad y de gestión de las congestiones, los requisitos de transparencia y el intercambio de derechos de capacidad en las redes de transporte de gas natural.

El 14 de octubre de 2013 se aprobó el Reglamento (UE) nº 984/2013 de la Comisión, por el que se estableció un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y se completó el Reglamento (CE) nº 715/2009. Este reglamento normalizó el procedimiento de asignación de capacidad y los productos de capacidad a ofrecer y asignar en las interconexiones europeas.

El artículo 7.1 f) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, definió que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ejercería la función de establecer, mediante Circular, la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, dentro del marco normativo de acceso y funcionamiento del Sistema definido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y en su normativa de desarrollo.

Por la Circular 1/2014, de 12 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se establecieron los mecanismos de asignación de capacidad a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa.

Así, durante 2015, a través de la plataforma PRISMA, se realizaron las subastas de capacidad. La subasta de productos anuales tuvo lugar el 2 de marzo de 2015 y la de productos trimestrales, el 1 de junio de 2015. La subasta para los tres primeros trimestres de 2015 se celebró en junio de 2014 y, la del cuarto trimestre, en junio de 2015. Las subastas de productos mensuales comenzaron en diciembre de 2014 y, desde entonces, tienen lugar cada mes, ofertándose capacidad para el siguiente mes natural. Las subastas de productos diarios e intradiarios comenzaron en noviembre de 2015. La oferta contempla dos tipos de productos: capacidad coordinada (*bundled*) y no coordinada (*unbundled*).

Mercado Organizado de Gas

El Consejo de Ministros aprobó el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el Mercado Organizado de Gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural.

El 9 de diciembre se publicó en el Boletín Oficial del Estado, la Resolución de 4 de diciembre de la Secretaría de Estado de la Energía, por la que se aprobaron las reglas del mercado, el contrato de adhesión y las resoluciones del Mercado Organizado de Gas. Estos trámites supusieron el inicio de la puesta en operación.

Las reglas del mercado recogían los procedimientos, términos y condiciones para su correcto funcionamiento y organización y las resoluciones reflejaban detalles de los procesos y de los productos a negociar. El contrato de adhesión es de obligado cumplimiento por todos los participantes en la plataforma de MIBGAS.

El 16 de diciembre, a las 8:30 horas, comenzaron las sesiones de negociación. Los productos a negociar en la plataforma de MIBGAS fueron: intradiario (*Within-Day*), diario (*Day-Ahead*), resto de mes (*Balance of Month*) y mes siguiente (*Month-Ahead*). Tanto las sesiones realizadas como las comunicaciones entre Enagás GTS y MIBGAS transcurrieron sin incidencias.

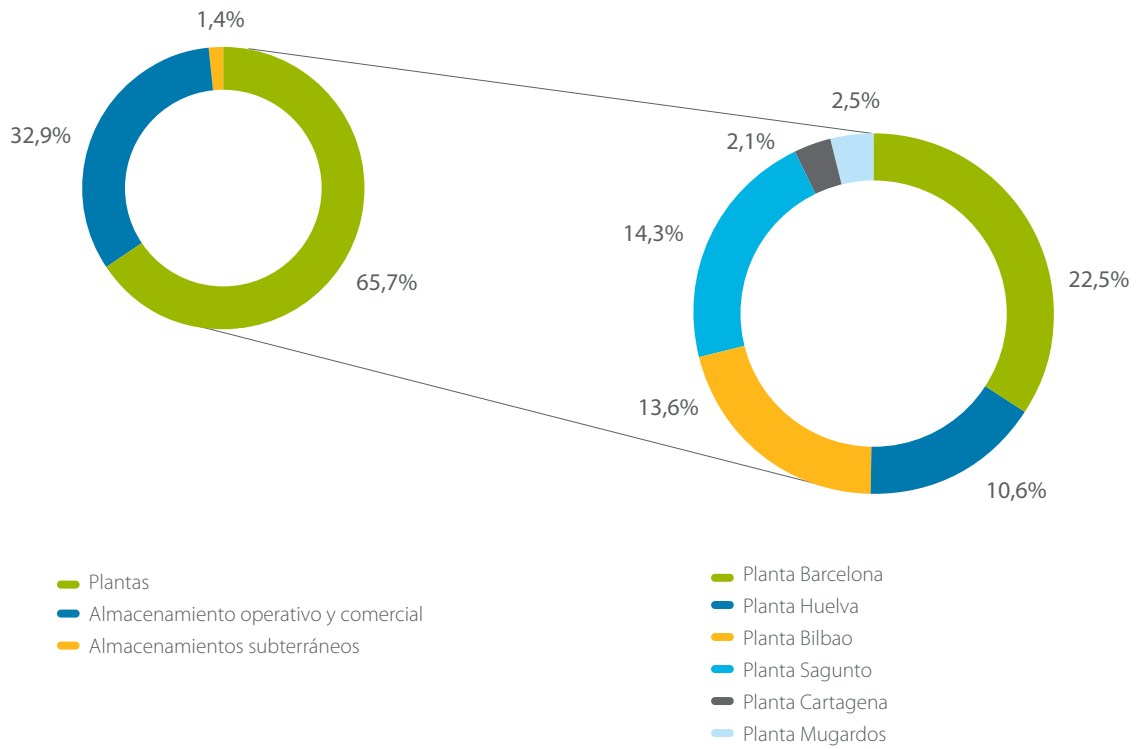
En la primera sesión, el número de agentes dados de alta en el mercado fue de 8 y se negociaron, para el día 17 de diciembre, un total de 50 MWh a un precio de referencia de 19,67 €/MWh.

Así, durante 2015, se realizaron las primeras casaciones que acumularon un volumen total de 3.280 MWh intercambiados en el Mercado Organizado de Gas.

Mercado secundario del gas

En 2015 se realizaron 96.924 transacciones en el mercado secundario en el Sistema Gasista, que acumularon un volumen de 438.093 GWh, el equivalente al 118% de la demanda del Sistema. El 66% de las operaciones comerciales se llevaron a cabo en las plantas de regasificación. Barcelona, Sagunto, Bilbao y Huelva fueron las terminales que mayor volumen de estas transacciones acumularon.

Operaciones comerciales



96.924

En 2015 se realizaron 96.924 **transacciones en el mercado secundario** en el Sistema Gasista, que acumularon un volumen de 438.093 GWh.

Enagás

Edición:
Dirección de Comunicación y Relaciones Institucionales

Coordinación técnica:
Dirección General de Gestión Técnica del Sistema

Diseño y maquetación:
Addicta Diseño Corporativo

Paseo de los Olmos, 19 • 28005 Madrid
(+34) 91 709 92 00
gts@enagas.es • www.enagas.es

Síguenos •  

