

El Sistema Gasista Español

Informe





Los datos relativos a 2014
contenidos en este informe podrían
experimentar pequeñas variaciones
tras el cierre contable del año.

El Sistema Gasista Español / Informe

2014



índice
enagas

01

Resumen de movimiento de gas / 08

02

Demanda de gas natural / 16

03

Aprovisionamientos de GN y GNL / 56

04

Plantas de regasificación / 70

05

Conexiones internacionales / 96

06

Almacenamientos subterráneos / 106

07

Transporte de gas / 114

08

Desarrollo legislativo / 126

09

Subastas y transacciones / 150



Cifras
clave

TWh demanda total (convencional, eléctrica, exportaciones, carga de buques y tránsito hacia Portugal)

393

301,5

TWh demanda gasista nacional
250 TWh demanda convencional
52 TWh entregas para generación eléctrica

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

53%

11

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

TWh descargados en las plantas de regasificación
+4% vs. 2013

180

241

buques metaneros descargaron en las plantas del Sistema
+13 vs. 2013

5 **mínimo de países** de los que recibieron GNL las plantas del Sistema

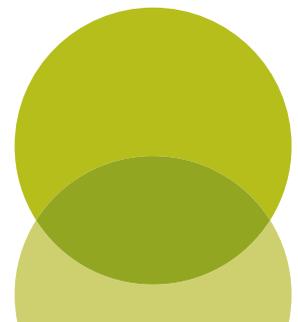
buques cargados en las plantas de regasificación. **Nuevo récord**
+35% vs. 2013 **70**

1ª **carga de buque** en la Planta de Barcelona en septiembre

tanque de la Planta de Bilbao en operación y reanudación de la actividad de su cargadero de cisternas **3er**

84.028 **transacciones bilaterales** de cambio de titularidad del gas, que acumularon un volumen de 535 TWh, equivalente al 145% de la demanda
+25% vs. 2013

subastas de capacidad realizadas a través de PRISMA **6**







01

Resumen de
movimiento de gas

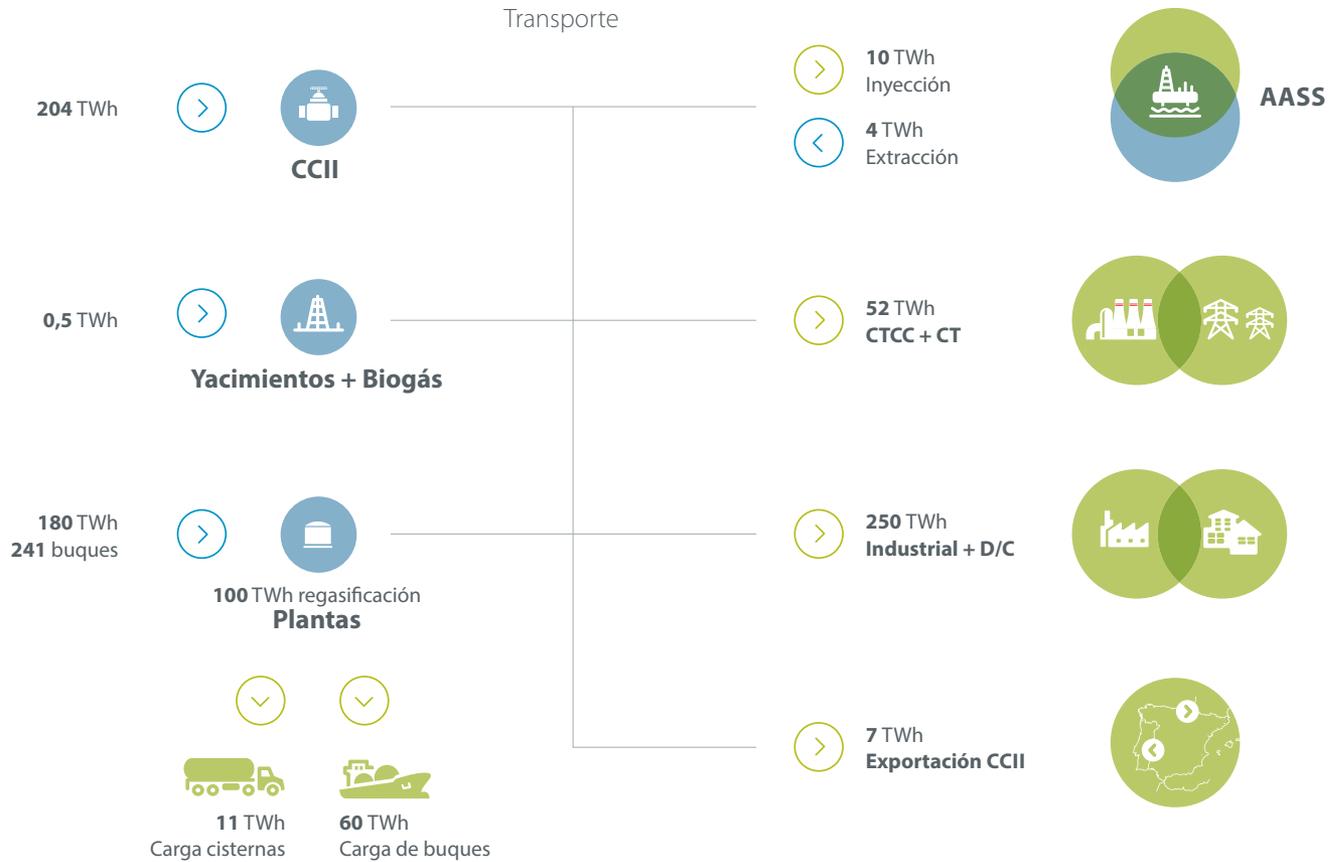
En este informe se presentan los principales datos estadísticos de la evolución del Sistema Gasista español durante 2014.

- La **actividad total del Sistema Gasista español** (demanda convencional y eléctrica, exportaciones, carga de buques y tránsito hacia Portugal) superó en 2014 los 393 TWh, un 1% menos que en el año anterior. Corregido el efecto de la temperatura, se habría incrementado en torno al 2% respecto a 2013 .
- La demanda nacional de gas natural alcanzó los 301.500 GWh, lo que supuso una disminución del 9,6% respecto al ejercicio anterior.
- La **demanda convencional** de gas natural, que engloba el consumo en hogares, comercios, industrias y cogeneraciones, fue de 249.736 GWh, finalizando el ejercicio 2014 con un decrecimiento del 9,8% respecto a 2013. Corregidos los efectos de laboralidad y temperatura, el descenso de este mercado se habría situado en el 5,1%.
- Los principales factores que provocaron la disminución de consumo del sector convencional fueron el efecto de las temperaturas (2014 fue clasificado como un año muy cálido) y el descenso de la demanda industrial.
- Las entregas de gas natural para **generación de electricidad** disminuyeron por la simultaneidad de tres factores: el descenso de la demanda de energía eléctrica, el aumento de la producción con carbón y el incremento de la generación hidráulica.
- El **máximo de demanda nacional** de 2014 se produjo el 29 de enero con 1.256 GWh/día. El mayor valor de demanda convencional, 1.069 GWh/día, se alcanzó el 4 de febrero, y el máximo de entregas de gas para generación eléctrica, 317 GWh/día, el 5 de septiembre.
- Al igual que en años anteriores, las comunidades autónomas con mayores consumos fueron Cataluña, Andalucía y la Comunidad Valenciana. Baleares y Extremadura fueron las únicas que incrementaron su consumo en 2014.
- Los **aprovisionamientos** de gas natural alcanzaron los 384.683 GWh, lo que supuso un incremento del 2% respecto a 2013.

- Como en años anteriores, se mantuvo un alto grado de diversificación en el Sistema Gasista español y se importó gas natural procedente de once países.
- Argelia se consolidó como principal proveedor del suministro gasista nacional, seguido del gas procedente de Europa, a través de Francia, y de Qatar.
- Por segundo año consecutivo, la cuota de gas natural (GN) superó a la de gas natural licuado (GNL): el 53% de las entradas se recibieron en forma de GN y el 47% en GNL.
- En el cómputo anual, las entradas al Sistema en forma de GN acumularon 205 TWh, lo que supuso un crecimiento del 1% con respecto a 2013. Destacó el incremento del 11% de las importaciones a través del punto de interconexión virtual con Francia, VIP Pirineos.
- Las **descargas en las plantas de regasificación** del Sistema alcanzaron los 180 TWh, un 4% más que las realizadas en el ejercicio anterior.
- Un total de 241 buques metaneros descargaron en las plantas del Sistema, 13 cargamentos más que en el año anterior.
- Cada una de las terminales de regasificación 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 Sagunto y Barcelona, seguidas de Huelva.
- En 2014 destacó el importante incremento de las operaciones de **recarga de GNL en buques** metaneros, que se realizaron en las terminales de Sagunto, Huelva, Cartagena, Mugaros y, por primera vez, en la de Barcelona, en septiembre. En el cómputo anual, las 70 operaciones realizadas acumularon un total de 60,2 TWh, lo que supuso un nuevo máximo histórico.
- Durante 2014, la capacidad total de **almacenamiento subterráneo** se incrementó en 1.300 GWh, como consecuencia de las ampliaciones de Yela y Marismas.
- La campaña de inyección comenzó el 18 de marzo de 2014 y finalizó el 30 de octubre. Durante este periodo, la inyección acumuló 9.769 GWh, lo que supuso un ascenso del 6% respecto al ejercicio anterior.
- La extracción acumulada en los almacenamientos fue de 4.313 GWh, un 53% menos que en 2013.

- A lo largo de 2014, la **ampliación e incorporación de nuevas infraestructuras** contribuyó significativamente a la mejora de la seguridad en el Sistema Gasista español. Destacaron:
 - La incorporación del tercer tanque de la Planta de Bilbao y la reanudación de la actividad de su cargadero de cisternas en noviembre. Así, a finales de 2014 el Sistema español contaba con 25 tanques y un volumen de almacenamiento de 3.316.500 m³ de GNL.
 - El Gasoducto Musel-Llanera, con una presión máxima de servicio de 80 bar, una longitud de 18 km y un diámetro de 30". Se trata de una infraestructura de transporte primario incluida en la revisión 2005-2011 de la Planificación 2002-2011 y en el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016.
 - El desdoblamiento de la interconexión Llanera-Otero, con una presión máxima de servicio de 80 bar, una longitud de 0,952 km y un diámetro de 26". Forma parte de la red básica de gasoductos de transporte primario y está incluido en el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016.
 - Adicionalmente, se han incorporado 205 kilómetros de gasoductos regionales para la atención de los mercados de su zona geográfica de influencia.
- En 2014, Enagás GTS, S.A.U. fue sometido, voluntariamente y por cuarto 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 2013 y el 31 de diciembre de 2013.
- 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.

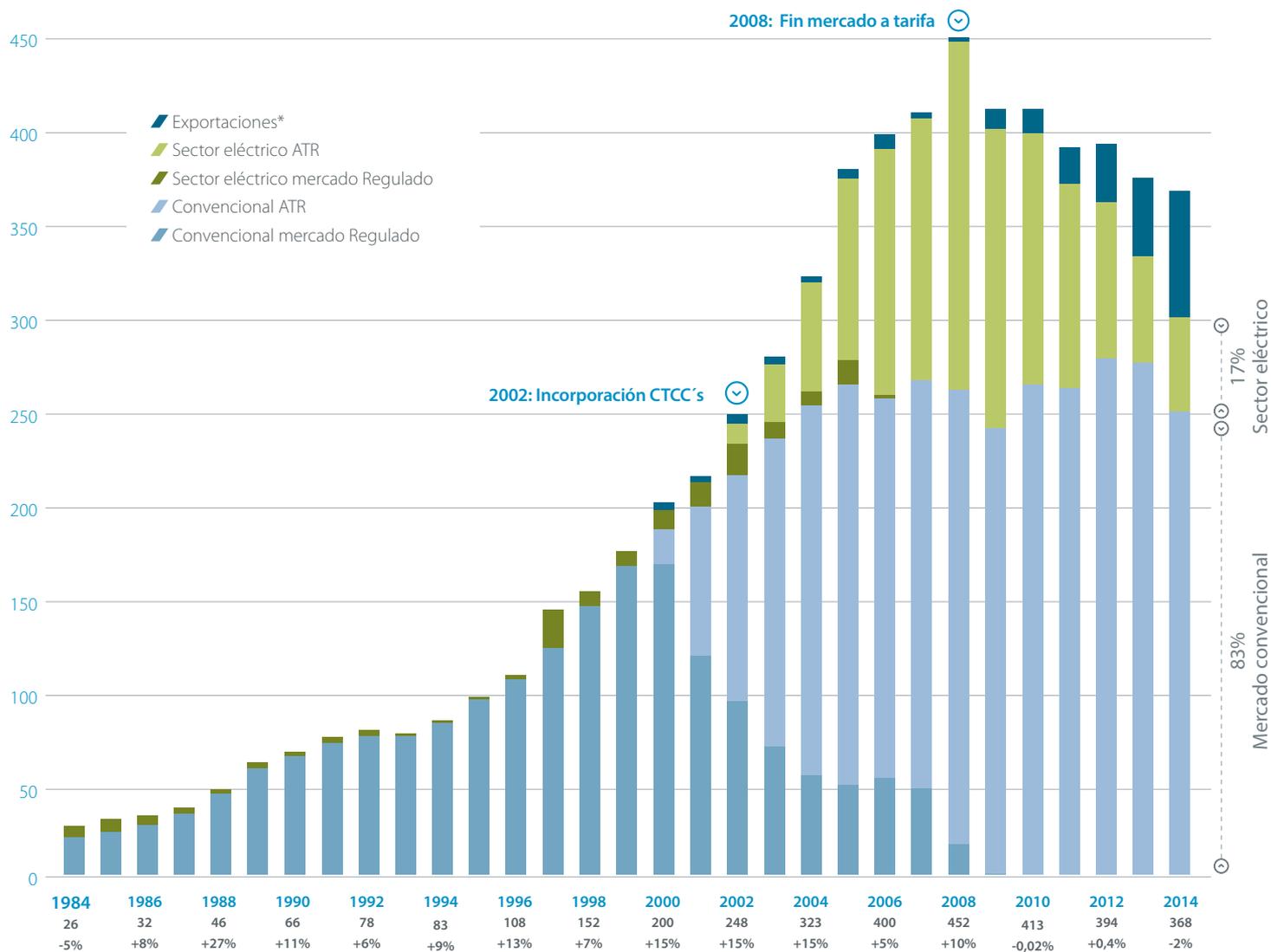
Cadena de valor del Sistema Gasista español en 2014



No se incluye el gas del GME en tránsito hacia Portugal

Evolución de las entregas de gas

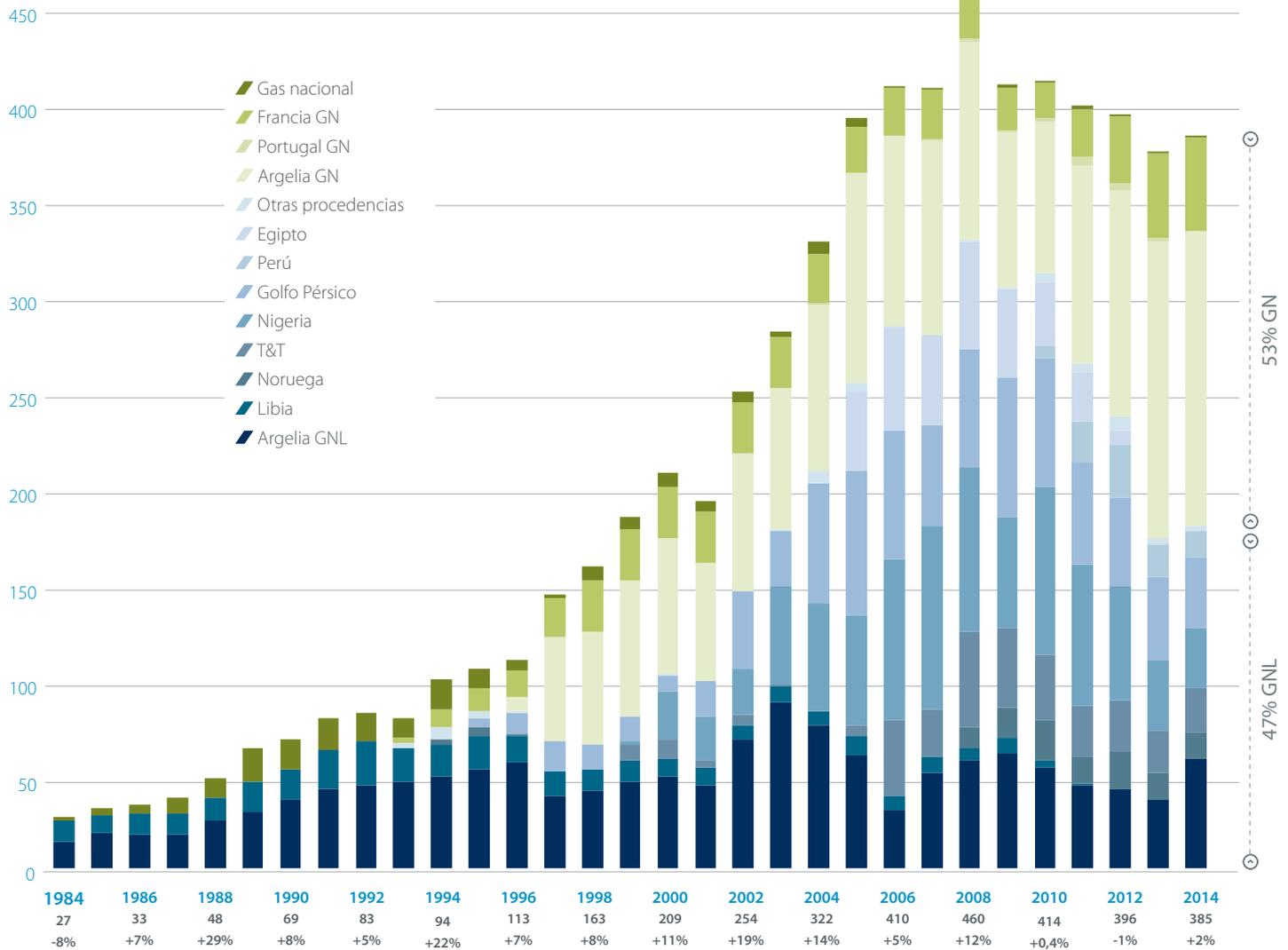
TWh/año



* Se incluyen las exportaciones por conexiones internacionales y las cargas de buques

Evolución de los aprovisionamientos

TWh/año







02

Demanda de
gas natural

En el año 2014 la demanda gasista nacional alcanzó los 301.500 GWh, 249.736 GWh de mercado convencional y 51.765 GWh de sector eléctrico.

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 2014 con un descenso del 9,8% respecto a 2013. Por su parte, las entregas de gas para generación eléctrica a partir de ciclos combinados y centrales térmicas descendieron un 8,8%.

La actividad total del Sistema Gasista español (demanda convencional y eléctrica, exportaciones, carga de buques y tránsito hacia Portugal) alcanzó en 2014 los 393 TWh un 1% menos que en 2013. Corregido el efecto de la temperatura, esta actividad se habría incrementado en torno al 2% respecto a 2013.

TWh/año

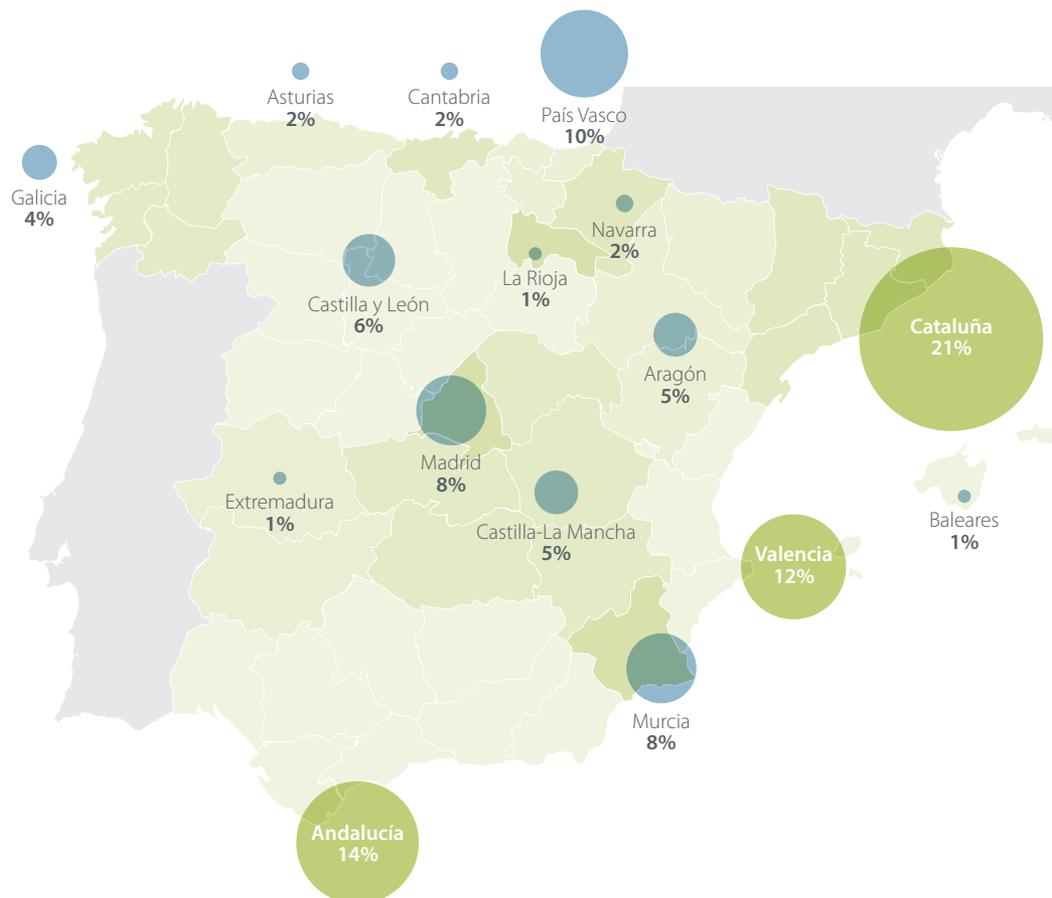


GWh	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
	Real	Real	Real	Real	Real	Real	Cierre	% s/año 2013
Mercado nacional	449.389	401.855	400.700	372.976	362.638	333.500	301.500	-9,6%
Convencional nacional	261.921	241.062	265.083	263.056	278.025	276.718	249.736	-9,8%
Sector eléctrico	187.468	160.793	135.617	109.920	84.613	56.782	51.765	-8,8%

Demanda total por **comunidades autónomas**

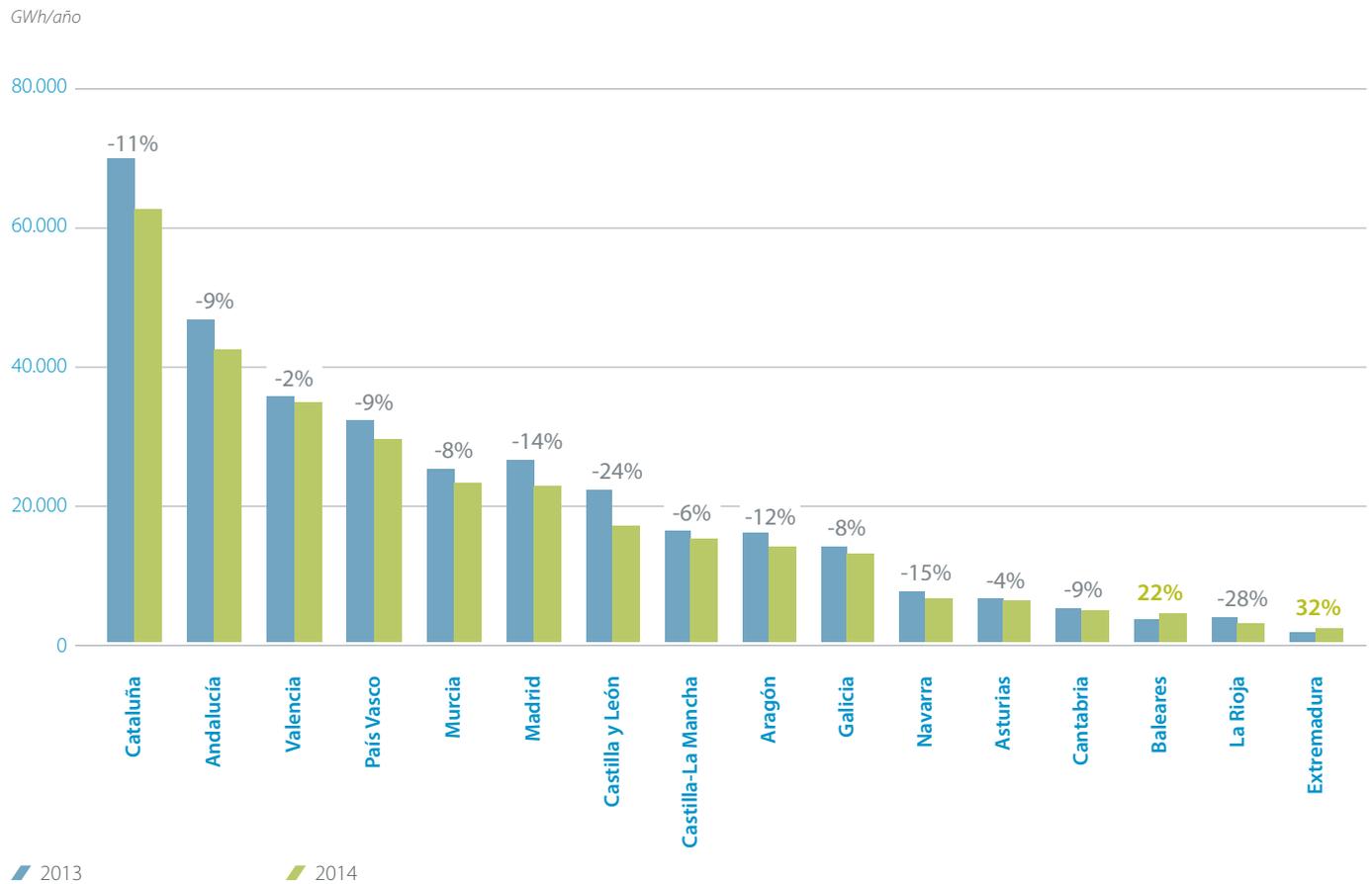
Durante el año 2014, las comunidades autónomas con mayores consumos de gas natural fueron Cataluña, Andalucía y la Comunidad Valenciana.

Distribución de la demanda nacional



Las comunidades autónomas que incrementaron su consumo de gas en el año 2014 respecto a 2013 fueron Baleares y Extremadura.

Evolución del mercado nacional de gas por CCAA



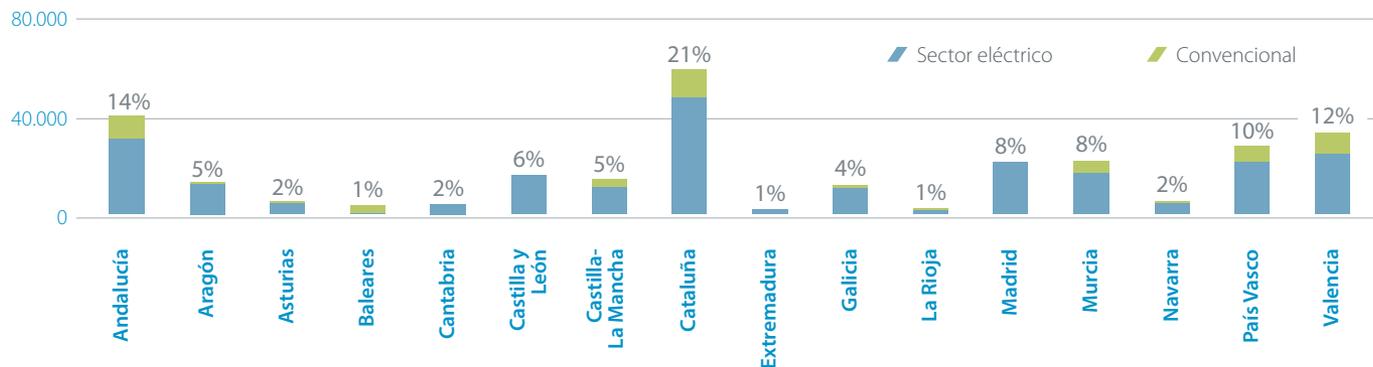
Demanda por CCAA

GWh

		Crecimiento					Crecimiento		
		2013	2014	vs. 2013			2013	2014	vs. 2013
Andalucía	Convencional	34.588	33.042		Extremadura	Convencional	1.494	1.972	
	CTCC+CT	12.404	9.628			CTCC+CT	0	0	
	Total	46.992	42.670	-9,2%		Total	1.494	1.972	+32,0%
Aragón	Convencional	15.608	13.379		Galicia	Convencional	11.521	11.714	
	CTCC+CT	401	743			CTCC+CT	2.603	1.317	
	Total	16.009	14.122	-11,8%		Total	14.124	13.031	-7,7%
Asturias	Convencional	5.726	5.474		La Rioja	Convencional	2.876	2.329	
	CTCC+CT	677	683			CTCC+CT	827	343	
	Total	6.403	6.157	-3,8%		Total	3.703	2.672	-27,8%
Balears	Convencional	680	655		Madrid	Convencional	26.573	22.728	
	CTCC+CT	2.764	3.551			CTCC+CT	0	0	
	Total	3.444	4.205	+22,1%		Total	26.573	22.728	-14,5%
Cantabria	Convencional	5.000	4.571		Murcia	Convencional	20.276	18.202	
	CTCC+CT	0	0			CTCC+CT	4.938	5.048	
	Total	5.000	4.571	-8,6%		Total	25.214	23.249	-7,8%
Castilla y León	Convencional	22.314	16.912		Navarra	Convencional	6.508	5.404	
	CTCC+CT	0	0			CTCC+CT	808	844	
	Total	22.314	16.912	-24,2%		Total	7.316	6.248	-14,6%
Castilla-La Mancha	Convencional	13.323	12.296		País Vasco	Convencional	25.532	23.157	
	CTCC+CT	2.793	2.796			CTCC+CT	6.785	6.387	
	Total	16.116	15.092	-6,4%		Total	32.317	29.544	-8,6%
Cataluña	Convencional	57.239	51.326		Valencia	Convencional	27.461	26.574	
	CTCC+CT	13.419	11.874			CTCC+CT	8.364	8.551	
	Total	70.658	63.200	-10,6%		Total	35.825	35.125	-2,0%
TOTAL		Convencional	276.718	249.736	TOTAL		Convencional	276.718	249.736
		CTCC+CT	56.782	51.765			CTCC+CT	56.782	51.765
		Total	333.500	301.500			Total	333.500	301.500
									-9,6%

Reparto porcentual

GWh/año



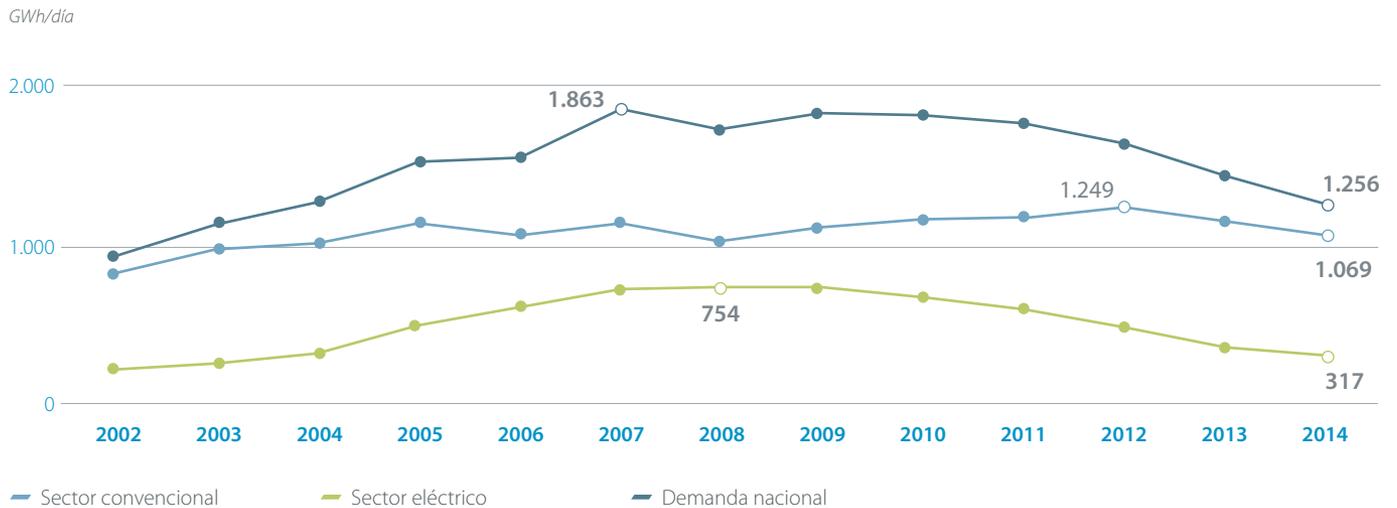
Máximos de demanda

En el año 2014 no se registró ningún récord en la demanda nacional, ni en sus principales segmentos de mercado convencional y eléctrico.

Los máximos anuales que se alcanzaron fueron:

- Demanda nacional total, 1.256 GWh/día, el 29 de enero.
- Demanda convencional, 1.069 GWh/día, el 4 de febrero.
- Demanda sector eléctrico, 317 GWh/día, el 5 de septiembre.

Máximos anuales de demanda

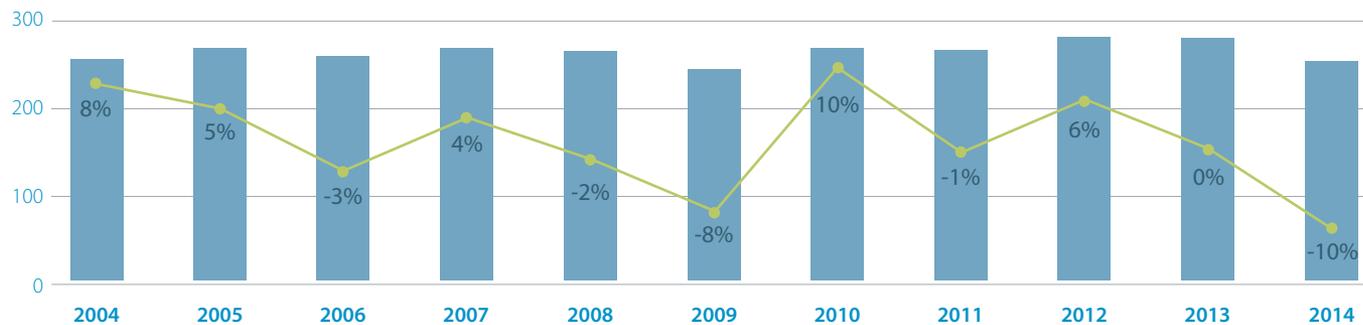


Demanda convencional

En el ejercicio 2014, el sector convencional de la demanda de gas natural alcanzó los 249.736 GWh, lo que supuso un descenso del 9,8% respecto a 2013.

Demanda convencional

TWh/año



■ Demanda convencional — Δ anual %

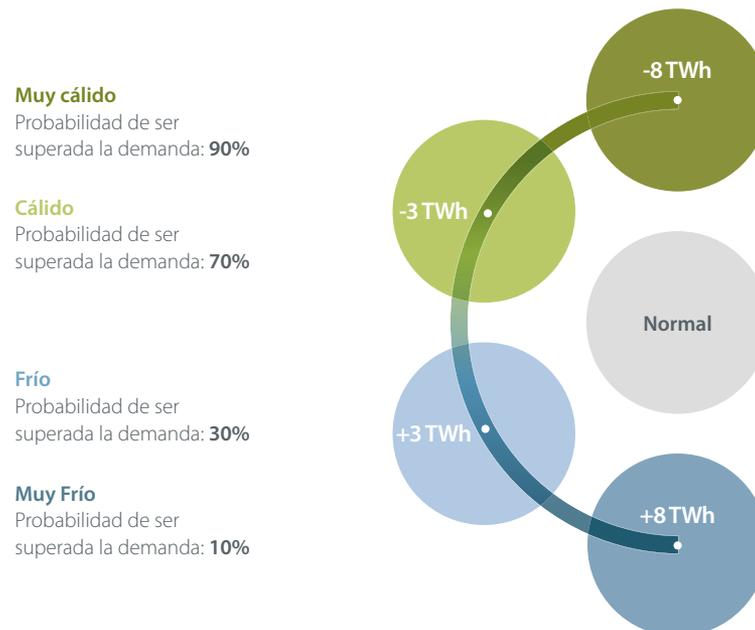
Demanda convencional	253	265	257	266	262	241	265	263	278	277	250
Δ anual TWh %	+18 8%	+12 5%	-8 -3%	+9 4%	-4 -2%	-21 -8%	+24 10%	-2 -1%	+15 6%	-1 0%	-27 -10%

Los principales factores que motivaron esta disminución de consumo en el sector convencional fueron:

- o El efecto de las temperaturas. El año 2014 en su conjunto se clasificó como muy cálido, mientras que 2013, como frío.

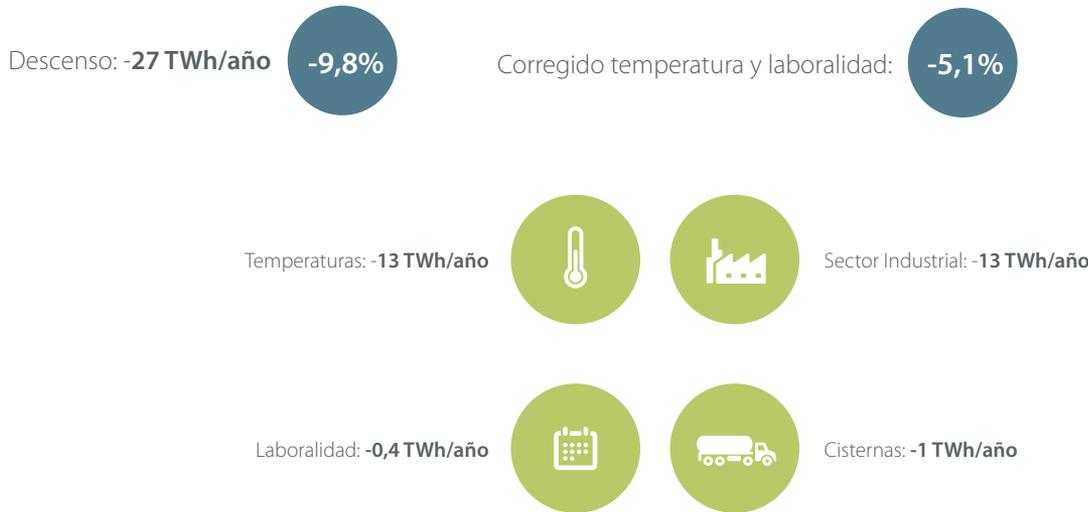
Este escenario conllevó una disminución de 13 TWh/año en el consumo de gas para el sector doméstico/comercial y pymes en 2014 respecto a 2013.

Escenarios probabilísticos de demanda convencional vs. temperatura



- o El descenso del consumo de gas del sector industrial en -13 TWh/año, debido principalmente al sector de la cogeneración afectado por la nueva política retributiva a estas instalaciones (aprobada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo en julio de 2014).
- o El descenso de las entregas de gas a plantas satélite en -1 TWh respecto al año anterior.

Corregidos los efectos de laboralidad y temperatura, el descenso de la demanda convencional se situaría en un -5,1%.

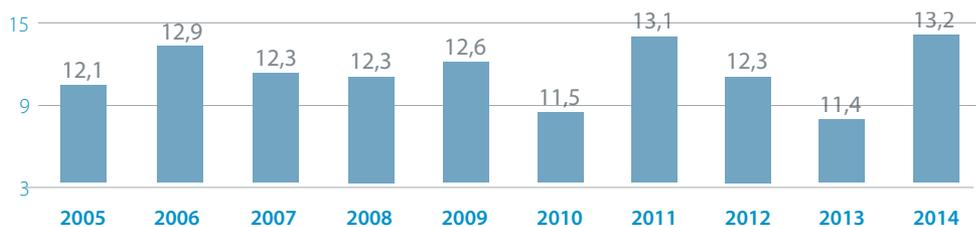


Valoración de **temperaturas**

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 2014 (13,2 °C/día) fue el año más cálido de los últimos diez años.

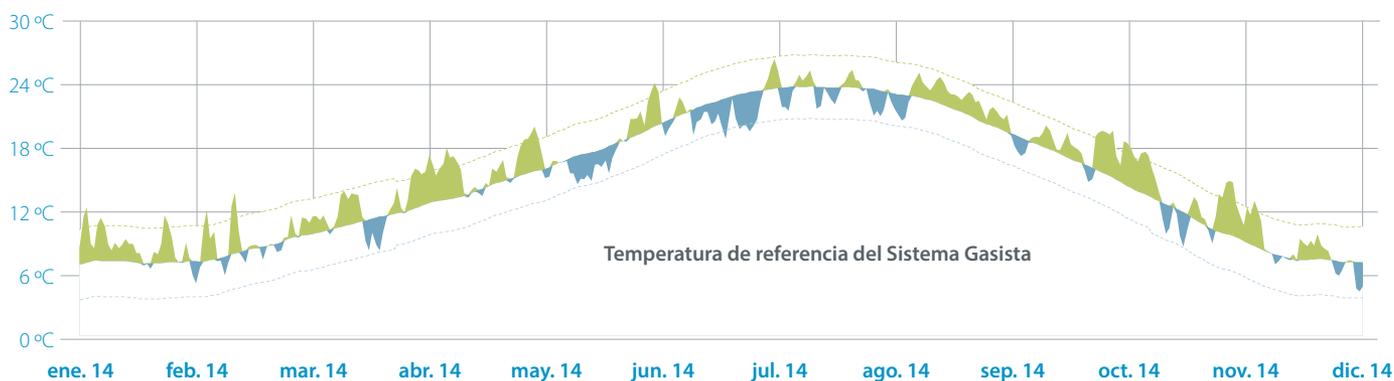
°C/día



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

A continuación se muestra la evolución de la temperatura media de referencia del Sistema Gasista a lo largo de 2014. Esta curva de temperaturas se construye como combinación de los observatorios meteorológicos más próximos a los principales núcleos de consumo residencial de gas natural.

En los meses invernales de 2014, no se ha declarado ninguna “Ola de Frío” ni se ha apreciado ningún episodio de bajas temperaturas.



Valoración	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	2014
frío/calor													
Σ °C por exceso	57 °C	46 °C	20 °C	22 °C	14 °C	35 °C	13 °C	15 °C	40 °C	35 °C	27 °C	14 °C	338 °C
Σ °C por defecto	-4 °C	-45 °C	-49 °C	-52 °C	-60 °C	-18 °C	-61 °C	-64 °C	-3 °C	-21 °C	-17 °C	-39 °C	-435 °C
Variación	53 °C	1 °C	-29 °C	-30 °C	-46 °C	16 °C	-48 °C	-50 °C	37 °C	14 °C	10 °C	-25 °C	-96 °C

Fuente: AEMET

Mercado de **cisternas de GNL**

El mercado de camiones cisterna de GNL en España representó en el año 2014 el 4% del total de la demanda convencional.

Las plantas satélite de GNL se repartieron a lo largo de toda la geografía española (tanto Península como Baleares). Suministraron, además, a otros países como Francia, Italia, Portugal y Suiza.



En cuanto a los sectores de actividad industrial que se abastecieron mediante camiones cisternas, destacaron la industria agroalimentaria/azucarera, la metalurgia, la producción de electricidad, la construcción y el sector doméstico/comercial + pymes. También se suministró a otros sectores como la industria textil, papelera, refino de petróleo, etc.

Como hito significativo en 2014, destacó la reincorporación en noviembre del servicio de carga de camiones cisternas en la Planta de Regasificación de Bilbao, una vez finalizados los trabajos de construcción del tercer tanque de GNL de esta planta, que habían paralizado el servicio en los últimos cuatro años.

Principales indicadores

El mercado de cisternas de GNL registró en 2014 un descenso del 8,6% respecto al año anterior. La cantidad de energía gestionada fue de 10.858 GWh/año.

Durante el ejercicio 2014 se cargaron un total de 34.803 cisternas que recorrieron 8.154.547 km por carretera, equivalentes a 203 vueltas al mundo.

Principales indicadores del mercado de cisternas de GNL

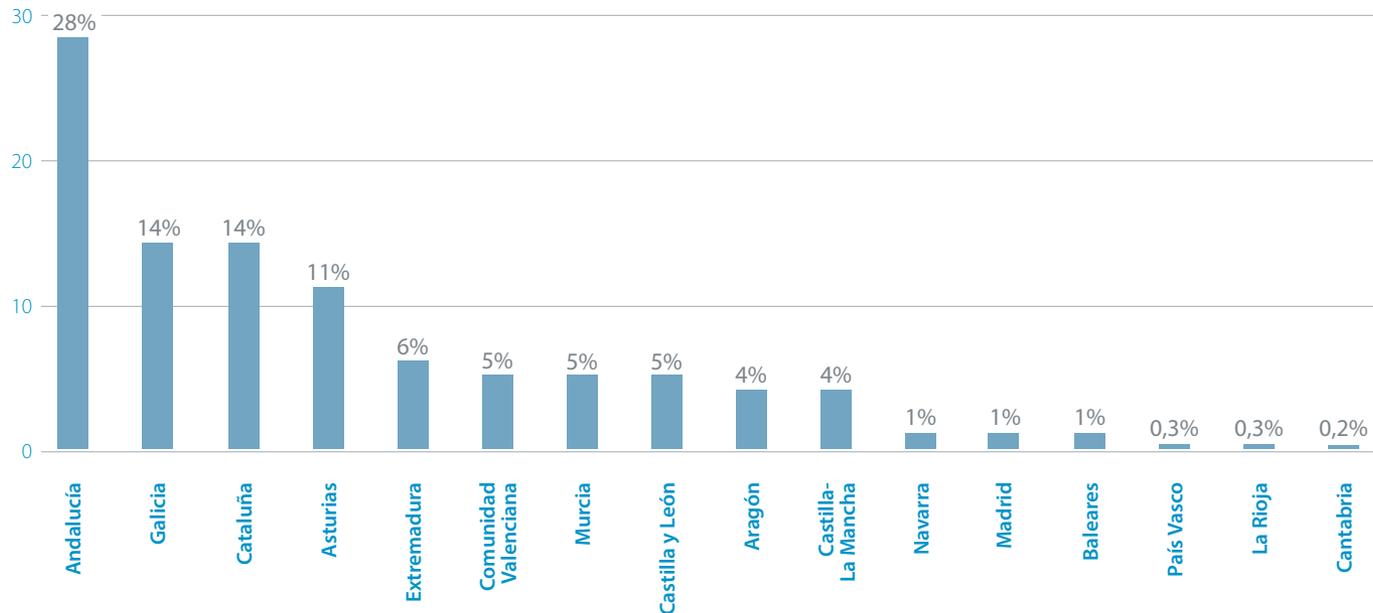


(*) Primera carga de cisternas en la Planta de Bilbao tras la reincorporación del servicio (26 de noviembre de 2014)

Consumo del mercado de cisternas de GNL por comunidades autónomas

Por comunidades autónomas, Andalucía, Galicia y Cataluña representaron casi el 60% del mercado de cisternas del año 2014. Por el contrario, las comunidades con menor consumo de cisternas de GNL fueron Cantabria, La Rioja y País Vasco, que representaron menos del 1% del total del mercado.

Reparto porcentual del consumo de cisternas por CCAA



Distancia recorrida por los camiones cisterna de GNL

Para el cálculo de la distancia recorrida por los camiones cisterna cargados de GNL se han considerado las siguientes hipótesis:

- Información relativa a cisternas (energía y número de cisternas) extraída del SL-ATR.
- Distancias calculadas como la ruta de mínima distancia en Google Maps en función de la planta de carga y el municipio de la planta satélite de destino.
- Información de los municipios de España extraída del Instituto Geográfico Nacional (IGN) y del Instituto Nacional de Estadística (INE).

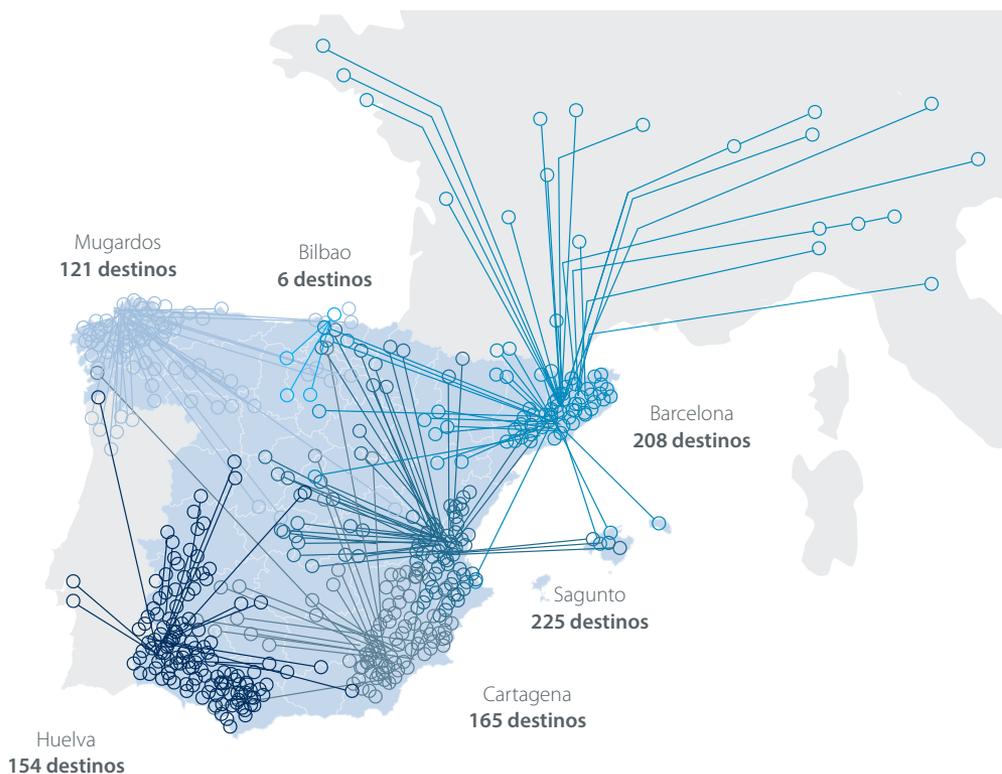
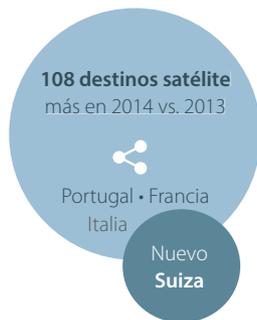
Los camiones cisternas que recorrieron mayor distancia (incluyendo el extranjero) fueron los que discurrieron entre la Planta de Barcelona y Mezzana (Italia), con 1.249 km, y entre esta misma terminal de GNL y Bolzano (Italia), con 1.234 km.

En territorio nacional, las mayores distancias recorridas fueron entre la Planta de Barcelona y Sanxenxo (Pontevedra), con 1.166 km, y entre la Planta de Barcelona y Vigo, con 1.149 km.

Las cisternas que se suministraron desde la Planta de Mugarodos recorrieron, de media, las distancias más cortas (200 km/cisterna), mientras que las cisternas que realizaron más kilómetros, de media, fueron las suministradas desde la Planta de Sagunto (328 km/cisterna).

En el siguiente mapa se muestran de forma esquemática los trayectos recorridos en 2014 para cada uno de los 788 destinos de plantas satélite activos en función de la planta de carga.

Nº de destinos según planta de carga

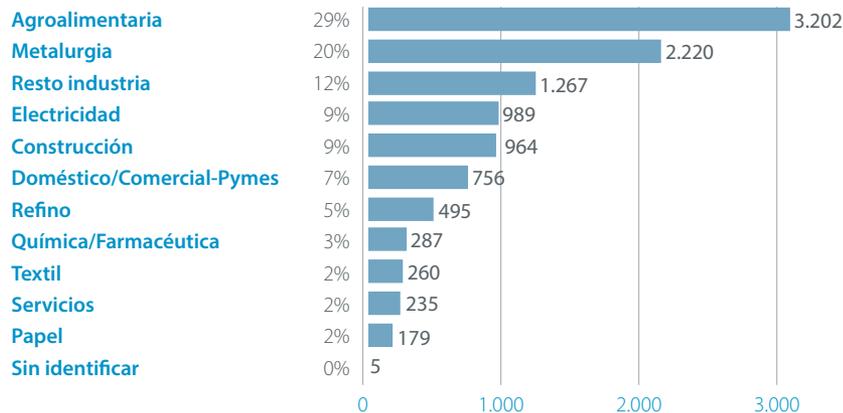


Análisis del mercado de cisternas de GNL por sectores

El mercado de cisternas de GNL suministró gas natural a distintos tipos de clientes. A continuación se muestra la evolución del mercado para las actividades industriales identificadas como más representativas.

Sectores Industriales

GWh/año



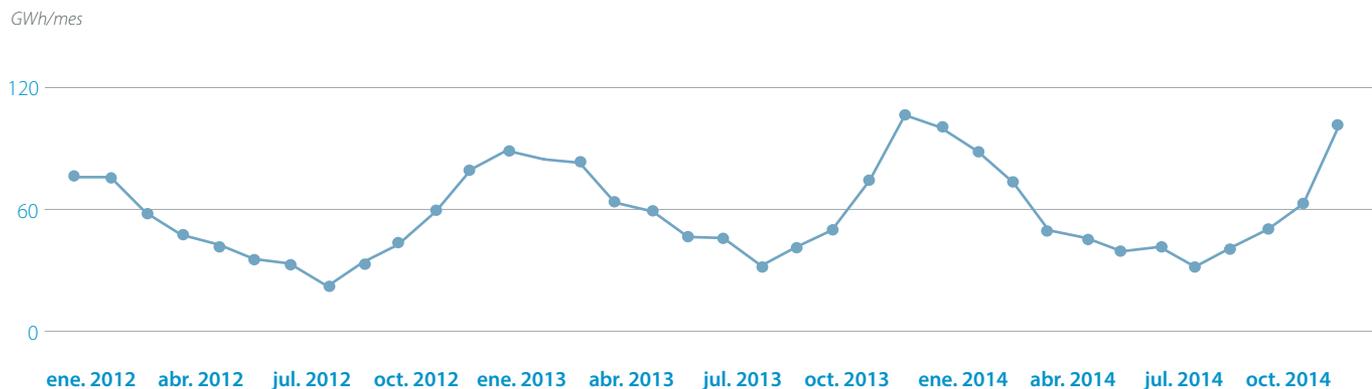
El sector con más presencia fue el de la industria agroalimentaria, que representó un 29% del total en 2014, seguido del sector de la metalurgia, con un 20%, y del resto de la industria, con un 12% sobre el total.

Evolución del sector doméstico/comercial

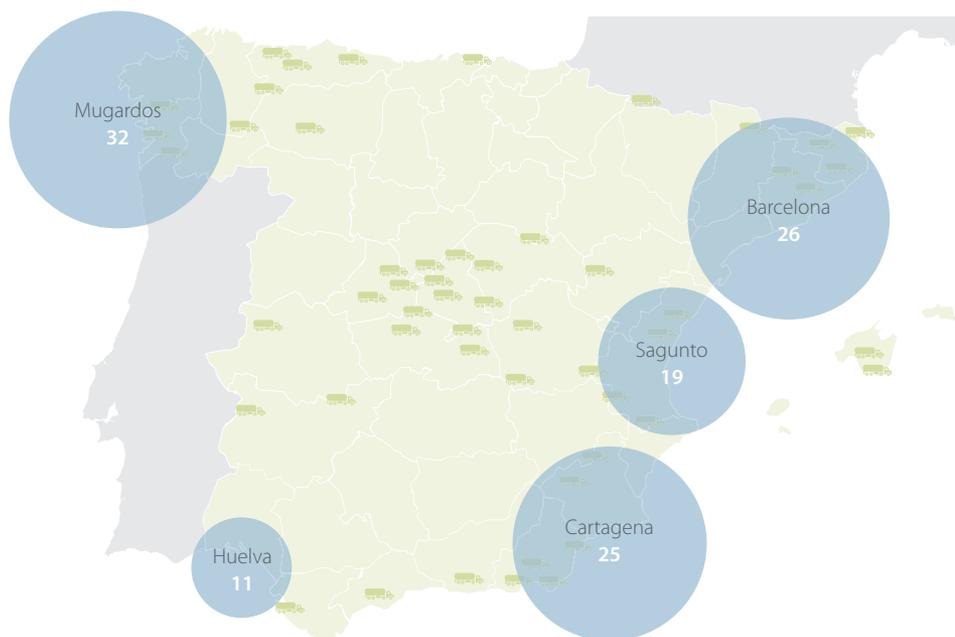
En 2014, el sector doméstico/comercial acumuló un descenso de un 7% respecto al año anterior.

El consumo de este sector es el más ligado a las temperaturas, lo que se aprecia en el gráfico de su evolución, donde puede observarse un aumento de las cargas de cisternas durante los meses del invierno.

Consumo de cisternas doméstico / comercial y pymes



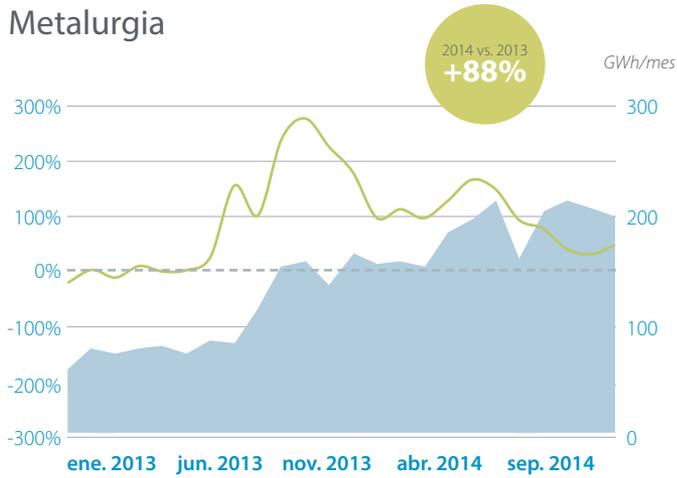
Nº de destinos del sector doméstico / comercial y pymes



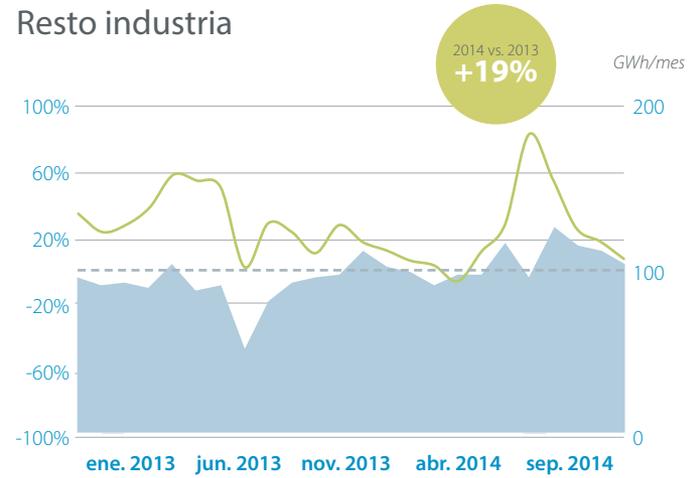
Evolución de los principales sectores industriales (Mercado de cisternas de GNL)



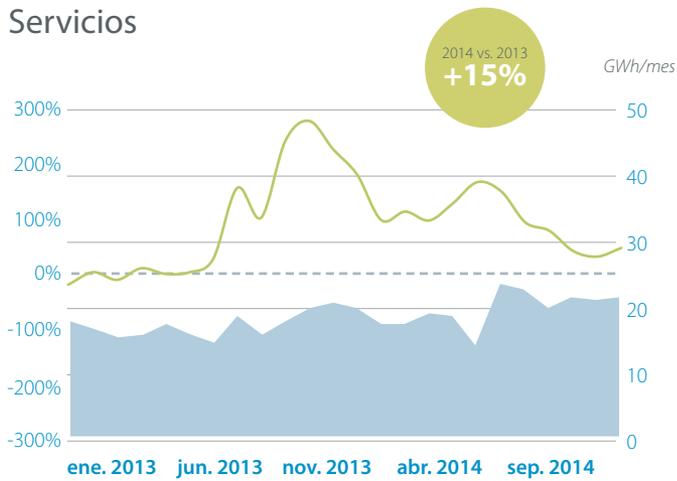
Metalurgia



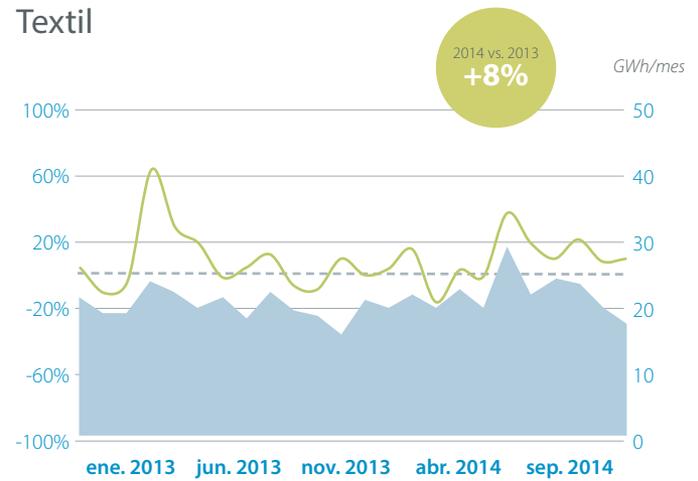
Resto industria



Servicios



Textil



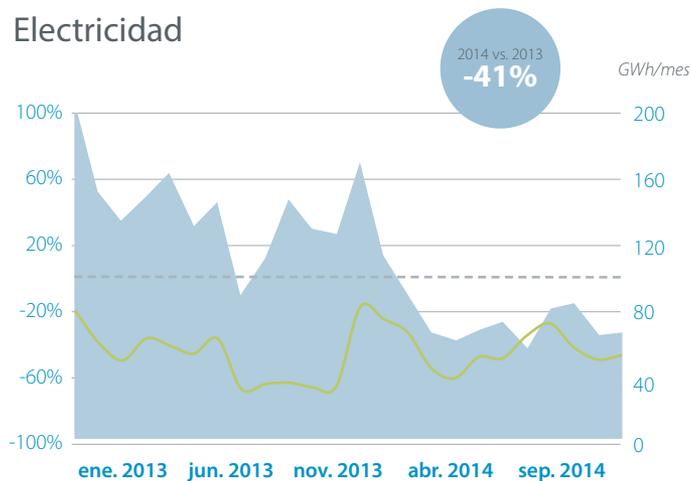
— Consumo GWh/mes

— Comparativa mensual respecto al mismo mes del año anterior

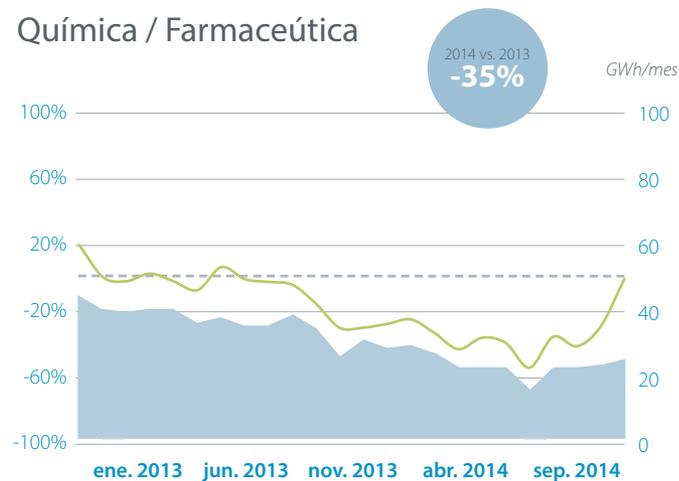
Evolución de los principales sectores industriales (Mercado de cisternas de GNL)



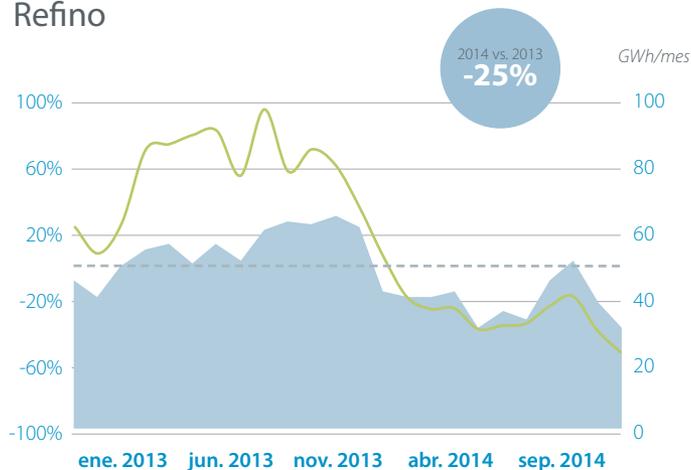
Electricidad



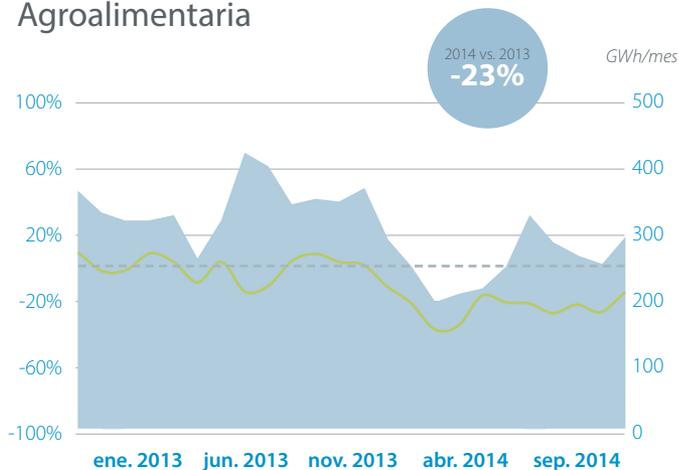
Química / Farmacéutica



Refino



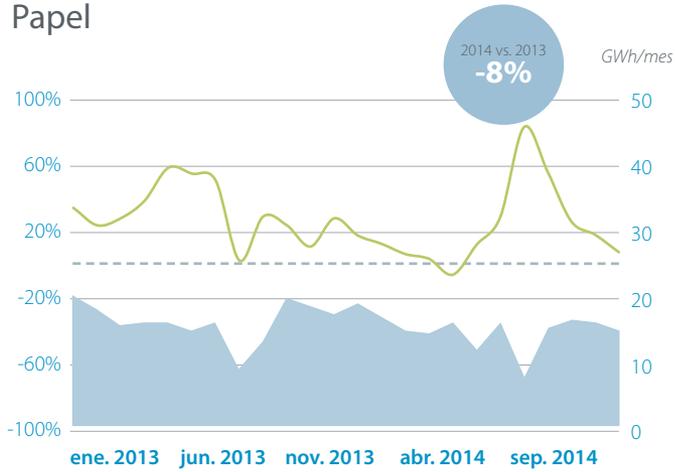
Agroalimentaria



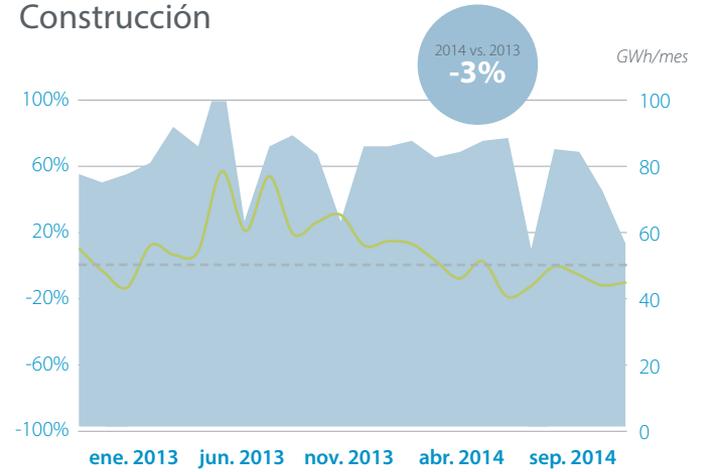
— Consumo GWh/mes

— Comparativa mensual respecto al mismo mes del año anterior

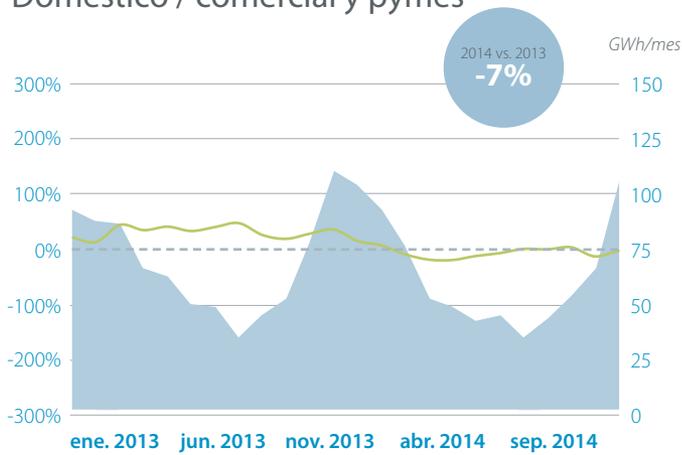
Papel



Construcción



Doméstico / comercial y pymes



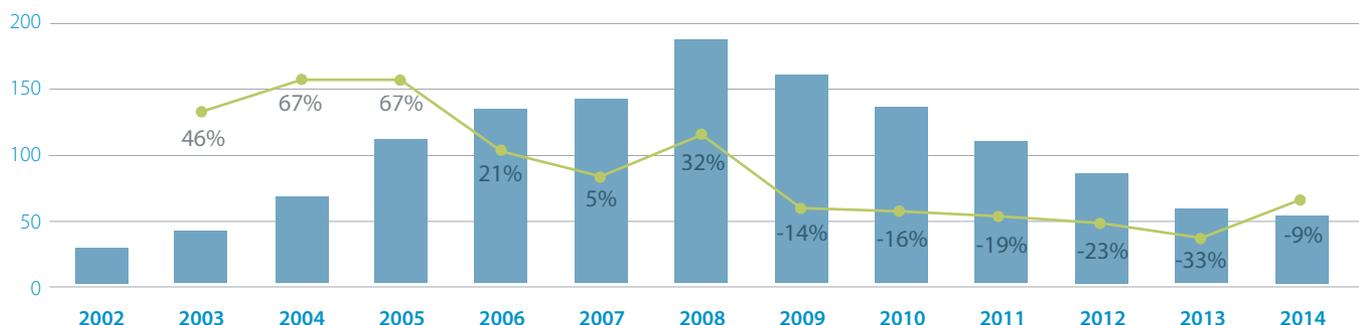
— Consumo GWh/mes — Comparativa mensual respecto al mismo mes del año anterior

Entregas de gas natural para **generación eléctrica**

En 2014, las entregas de gas para el sector eléctrico acumularon 51.765 GWh, de los que 598 GWh/año correspondieron al consumo de gas de las centrales térmicas y 51.167 GWh/año al consumo de gas para ciclos combinados. Esta cifra es inferior a la registrada en los últimos años, aunque la caída respecto a 2013 (9%) es mucho menor que el descenso registrado el pasado año (33%).

Entregas de gas para generación eléctrica

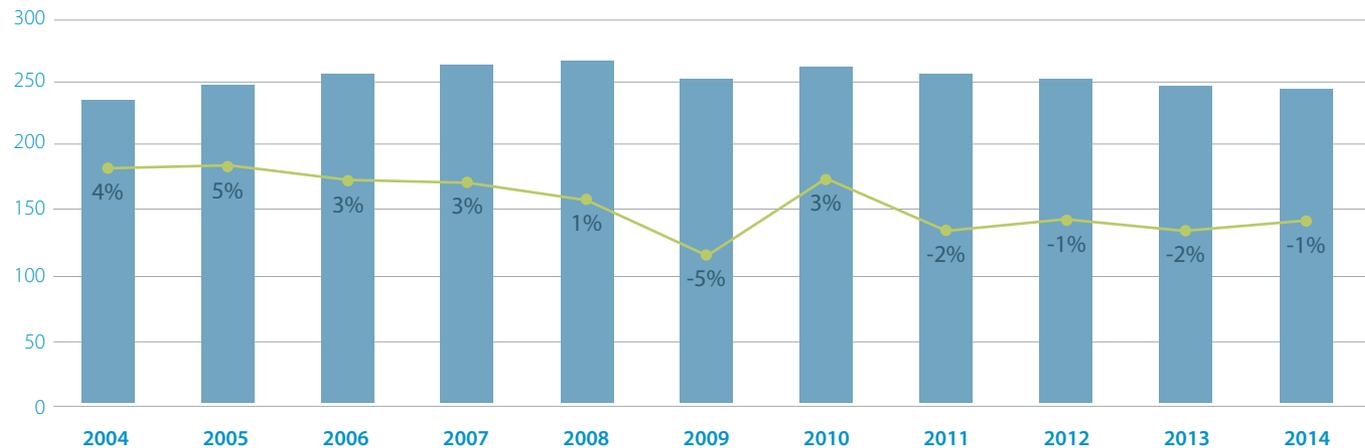
TWh/año



La demanda eléctrica peninsular registró en 2014 una disminución de un 1,2%, lo que supuso su cuarta caída anual consecutiva. Corregidos los efectos de laboralidad y temperatura, el descenso fue del 0,2%, mucho menor que el descenso corregido del año pasado respecto al 2012 (2,2%).

Demanda eléctrica

TWh(e)/año



TWh(e)/año

TWh(e)/año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Demanda eléctrica	236	247	255	262	265	252	261	255	252	246	243
Δ anual TWh (e)	+10	+11	+8	+7	+3	-13	+8	-6	-3	-6	-3
Tasa de crecimiento	+4%	+5%	+3%	+3%	+1%	-5%	+3%	-2%	-1%	-2%	-1%

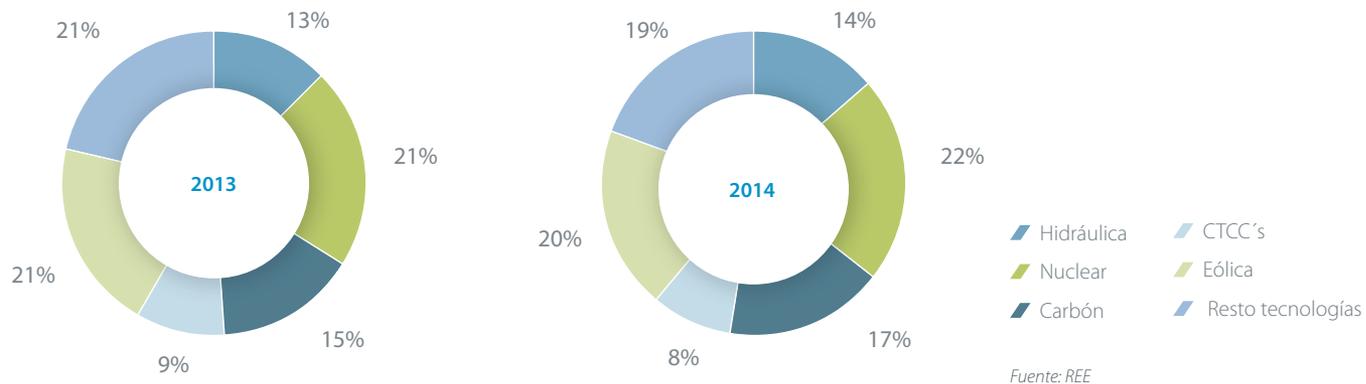
En cuanto al balance de producción eléctrica peninsular, las tecnologías con mayor contribución a la cobertura de demanda eléctrica fueron la generación nuclear, la eólica y el carbón.

La generación eléctrica de 2014 mediante producción hidráulica y carbón aumentó respecto al año anterior, mientras que la nuclear se mantuvo estable. El resto de tecnologías anotaron descensos.

Balance de producción eléctrica

<i>TWh(e)/año</i>	2002 real	2003 real	2004 real	2005 real	2006 real	2007 real	2008 real	2009 real	2010 real	2011 real	2012 real	2013 real	2014 real
Hidráulica	23	39	30	19	25	26	21	24	39	28	19	34	36
Nuclear	63	62	64	58	60	55	59	53	62	58	61	57	57
Carbón	79	72	76	77	66	72	46	34	22	43	56	40	44
Fuel	16	8	8	10	6	2	2	2	2	0	0	0	0
CTCC's	5	15	29	49	64	68	91	78	65	51	39	25	22
Eólica	9	12	16	21	23	27	32	37	43	42	48	54	51
Resto tecnologías	26	30	30	30	29	30	36	43	48	51	54	57	50
Intercambios internac.	5	1	-3	-1	-3	-6	-11	-8	-8	-6	-12	-8	-5
Consumos en generación	-8	-8	-9	-9	-9	-9	-8	-7	-7	-7	-8	-6	-7
Consumos en bombeo	-7	-5	-5	-6	-5	-4	-4	-4	-4	-3	-5	-6	-5
Demanda b.c.	212	226	236	247	255	262	265	252	261	255	252	246	243

Cobertura de cada generación sobre la generación total



Generación eólica

La generación eólica disminuyó un 7% respecto a 2013, lo que supuso la pérdida de un punto en el abastecimiento de demanda eléctrica.

No obstante, al igual que el año pasado, siguió siendo una de las generaciones con más peso, aportando un 20%. Además, fue la tecnología con mayor contribución a la producción total en los meses de enero, febrero y noviembre.

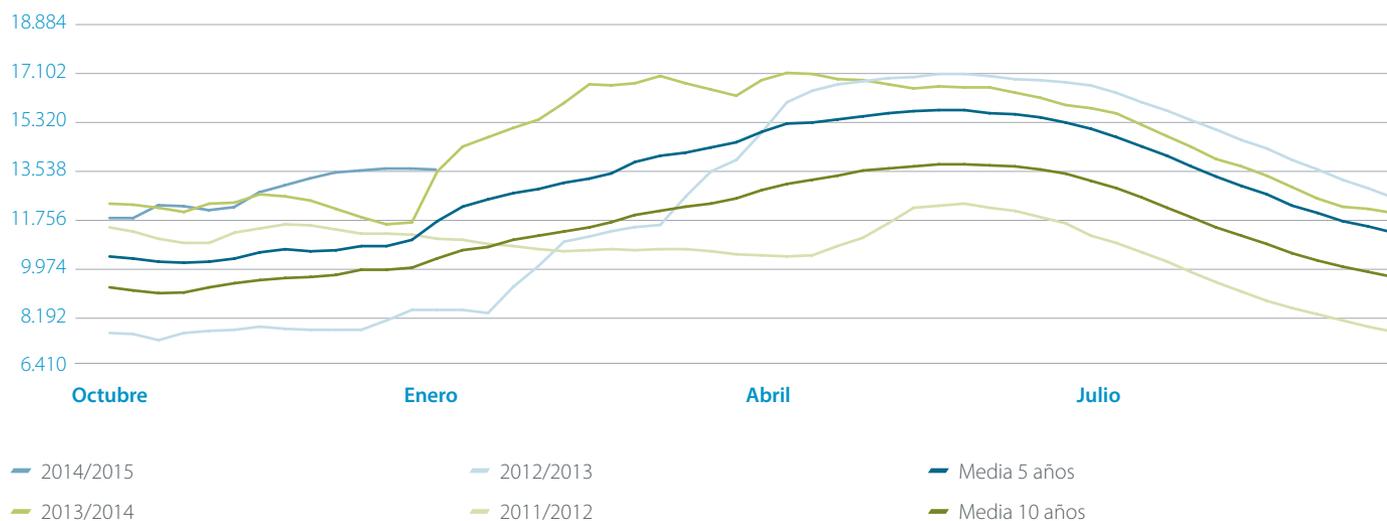
El 25 de marzo de 2014 se batió el máximo de generación eólica diaria con 348 GWh/día.

Generación hidráulica

En 2014 continuó el crecimiento iniciado en 2013. Aunque fue mucho menor, permitió el aumento de un punto en el abastecimiento de demanda eléctrica (15%). El año 2014, al igual que el 2013, se consideró un año hidráulico húmedo.

Energía hidroeléctrica disponible

GWh
Año hidrológico (Semanas del 1 de octubre al 30 de septiembre)

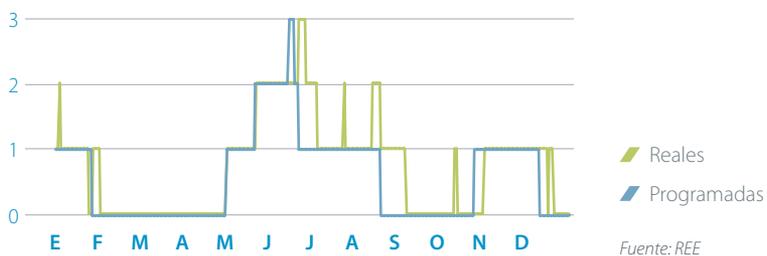


Fuente: Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente

Paradas nucleares

La generación nuclear alcanzó en 2014 los 57 TWh/año, un 1% más que el año anterior.

Paradas nucleares

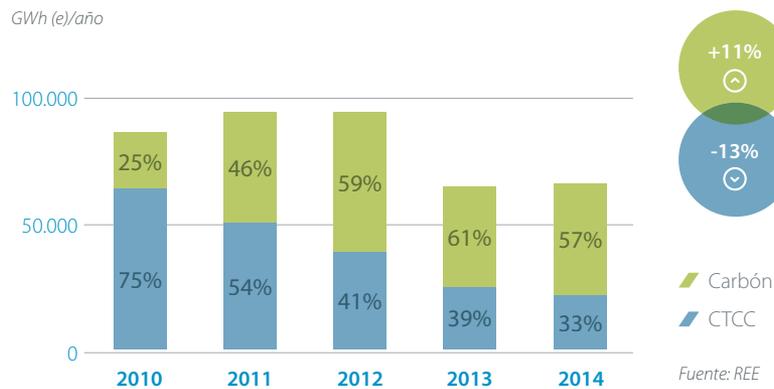


Fuente: REE

Generación de hueco térmico

El hueco térmico (carbón + gas) aumentó 1 TWh en 2014 respecto al año anterior (-3 TWh de CTCC's y +4 TWh de generación con carbón).

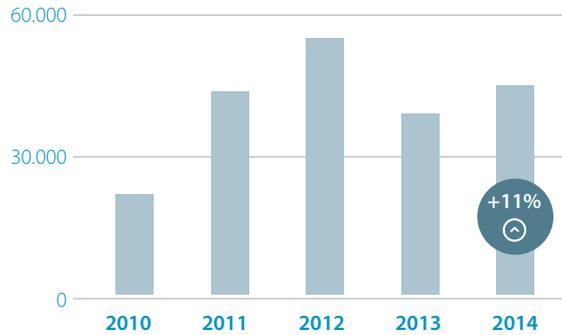
La contribución del carbón y el gas al hueco térmico fue de un 67% para el carbón y de un 33% para el gas.



La menor generación eléctrica de los ciclos combinados en 2014 y, por tanto, su menor consumo de gas natural, fue consecuencia de la simultaneidad de tres factores:

- Aumento de la generación con carbón de 4 TWh, lo que supuso un incremento de un 11% respecto a 2013. Esto es consecuencia de la relación de costes de generación con gas natural frente a los costes de generación con carbón, que arroja un saldo de ventaja competitiva hacia el carbón.
- Incremento de la generación hidráulica de 2 TWh, un 6% más que en 2013.
- Descenso de la demanda eléctrica de 3 TWh, con una disminución del 1,2% respecto a 2013.

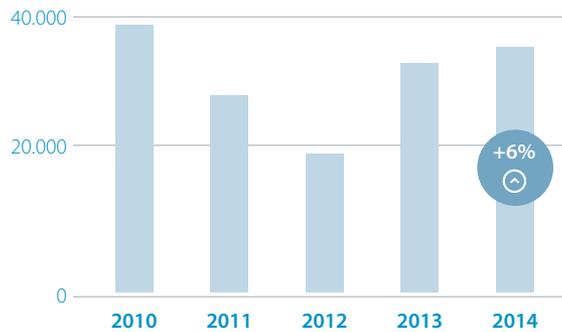
Generación con carbón +4TWh



Generación eléctrica -3TWh



Generación hidráulica +2TWh



La menor generación eléctrica de los ciclos combinados se debió a la

simultaneidad de tres factores:

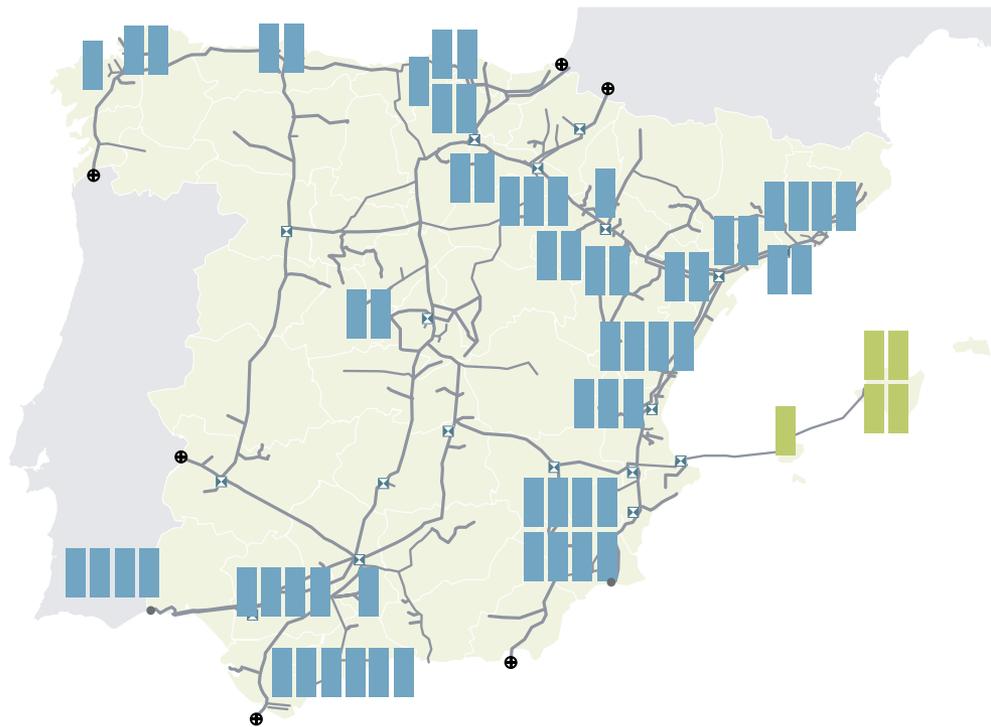
los aumentos de la generación con carbón y de la generación hidráulica y el descenso de la demanda eléctrica.

Fuente: REE, Bloomberg

Utilización de las centrales de ciclo combinado

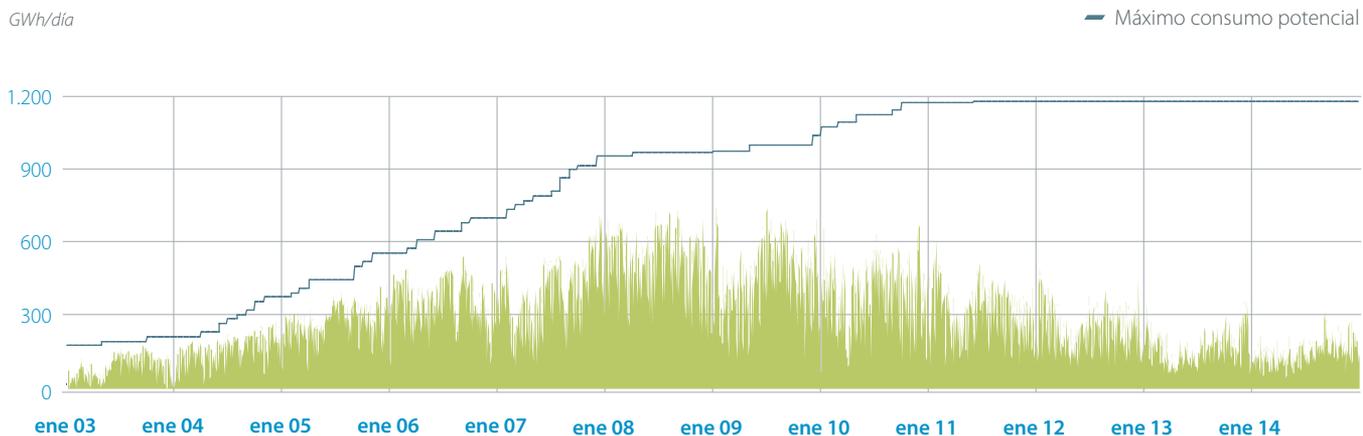
El máximo consumo diario de los ciclos fue 317 GWh/día, equivalente al 27% de utilización, y se registró el 5 de septiembre. El mínimo del año se produjo el 26 de abril, con 47 GWh/día de consumo.

Potencia instalada: 26.251 MW (67 grupos)



- Grupo \geq 400 MW
- Grupo $<$ 400 MW

Evolución CTCC's



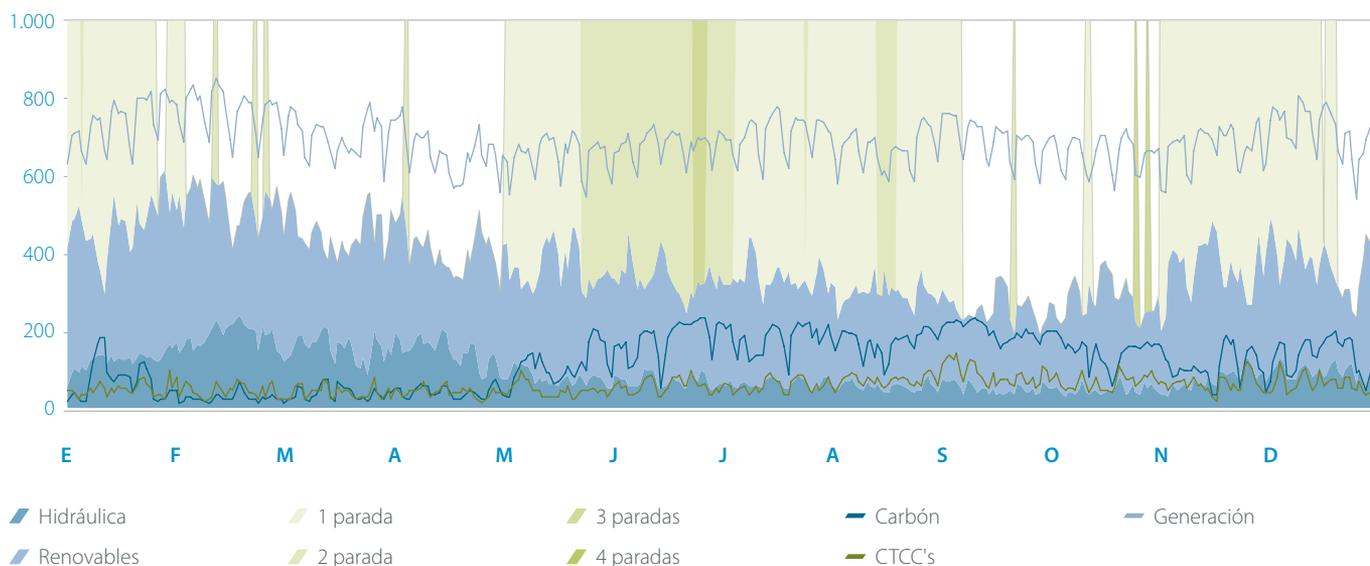
GWh		ene	feb	mar	abr	may
2008	Pot. Inst. MW	20.958	20.958	20.958	21.390	21.390
	Consumo GWh	16.618	16.476	14.136	14.465	14.874
2009	Pot. Inst. MW	21.390	21.390	21.390	21.390	21.815
	Consumo GWh	12.474	9.423	10.526	11.274	11.240
2010	Pot. Inst. MW	23.913	23.913	24.338	24.338	24.986
	Consumo GWh	11.265	10.253	9.080	9.356	9.655
2011	Pot. Inst. MW	26.114	26.114	26.114	26.114	26.114
	Consumo GWh	11.013	9.877	8.835	6.234	8.956
2012	Pot. Inst. MW	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251
	Consumo GWh	9.138	8.604	6.817	5.056	5.319
2013	Pot. Inst. MW	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251
	Consumo GWh	5.881	4.499	3.632	2.835	3.802
2014	Pot. Inst. MW	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251
	Consumo GWh	3.744	3.242	3.300	3.089	3.450

jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	AÑO
21.390	21.390	21.390	21.390	21.390	21.390	21.390	184.605
15.587	18.188	16.986	16.128	14.978	14.107	12.062	
21.815	21.815	21.815	21.815	21.815	21.815	21.815	158.802
15.683	17.538	16.817	15.426	13.736	11.753	12.912	
24.986	24.986	24.986	25.410	25.646	26.114	26.114	134.500
11.530	14.249	12.148	13.160	11.306	11.848	10.651	
26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	108.921
10.394	9.928	10.378	9.880	8.417	7.546	7.462	
26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	83.551
6.778	7.413	7.710	6.397	7.304	6.693	6.322	
26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	56.184
3.222	4.971	5.300	5.018	5.957	4.794	6.273	
26.251	51.167						
4.084	4.304	5.139	6.062	5.148	4.721	4.883	

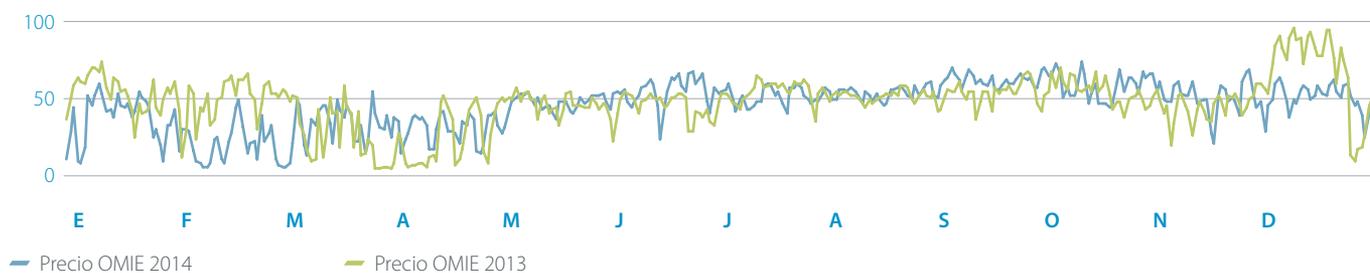
Precio del mercado eléctrico (OMEL)

En la evolución del mix de generación en el año 2014 cabe destacar una generación con carbón superior a la de 2013, lo que, unido a un aumento de la generación hidráulica, dio lugar a un precio medio del mercado eléctrico español de 42 €/MWh. Esto supuso un abaratamiento de 2 €/MWh en el precio de la electricidad respecto al precio medio del año anterior.

GWh/día



€/MWh



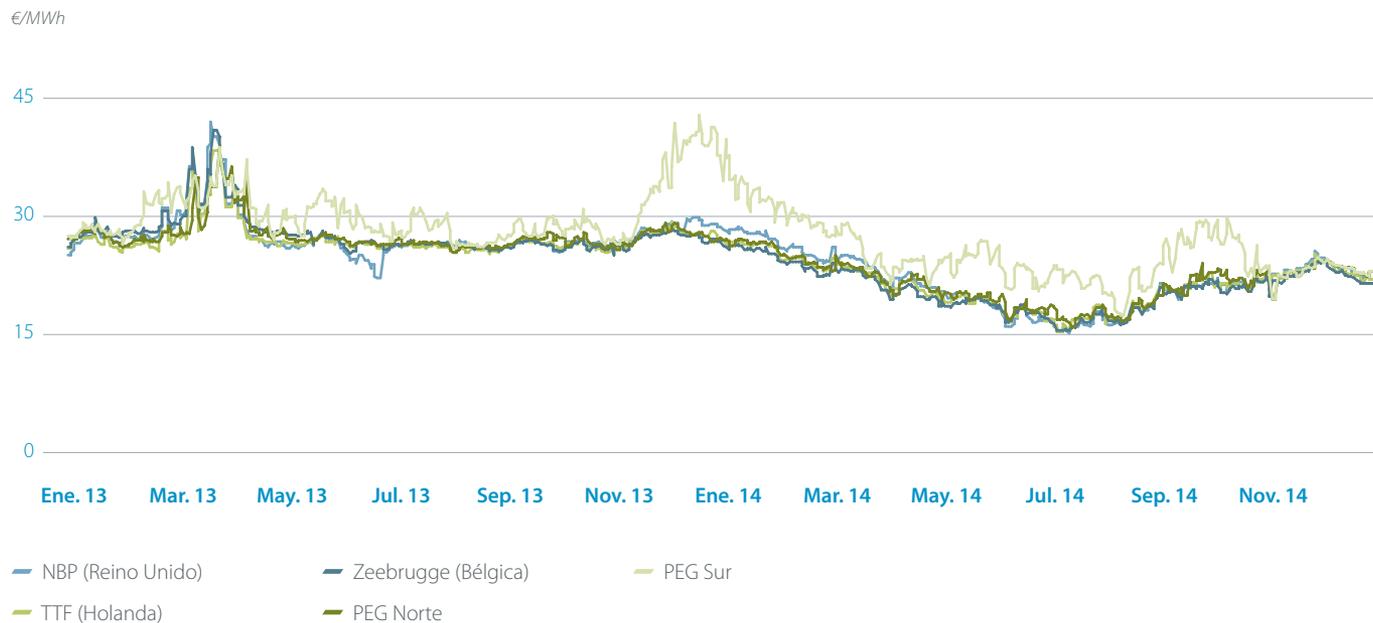
Fuente: REE, OMIE

Precios internacionales del gas y el carbón

La evolución de los precios del gas mostró valores similares en los principales *hubs* europeos a lo largo de 2014, a excepción del PEG Sur. A principio y final de año presentaron valores superiores a los de verano y se vio una clara modulación invierno-verano.

El precio medio en periodo invernal (de enero a marzo y de noviembre a diciembre) se situó en torno a los 24 €/MWh frente a los 19 €/MWh en periodo estival (de abril a noviembre).

Evolución de los precios del gas en los principales *hubs* europeos en 2014



Fuente: Bloomberg

El precio del gas en el mercado asiático, normalmente con valores más elevados, fue decreciendo a lo largo del año para cerrar finalmente con precios similares a los de los mercados europeos. En Norteamérica, los valores se mantuvieron estables con precios del gas más competitivos.

Evolución de los precios mundiales del GNL

€/MWh

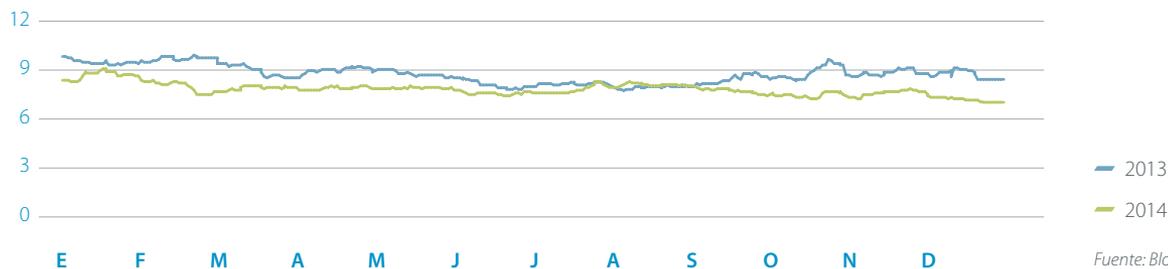


Fuente: Bloomberg y World Gas Intelligence

El precio del carbón tuvo un comportamiento estable a lo largo de 2014. Fue ligeramente inferior a los precios del año anterior y cerró el año en 7,3 €/MWh.

Precio del carbón (Indice McCloskey)

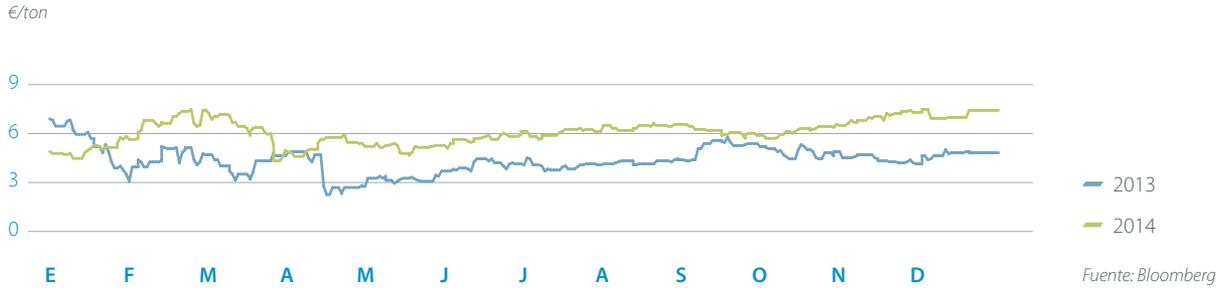
€/MWh



Fuente: Bloomberg

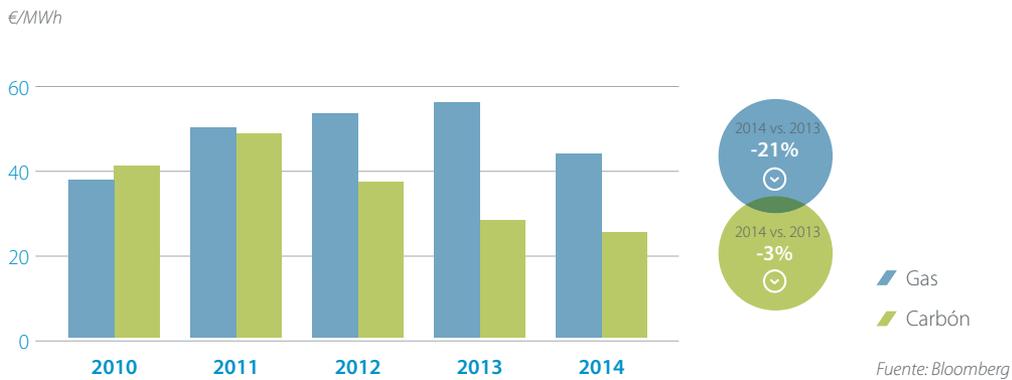
El mercado spot de derechos de emisión de CO₂ presentó valores superiores a los de 2013 y terminó 2014 en 7,15 €/ton.

Precio emisiones CO₂



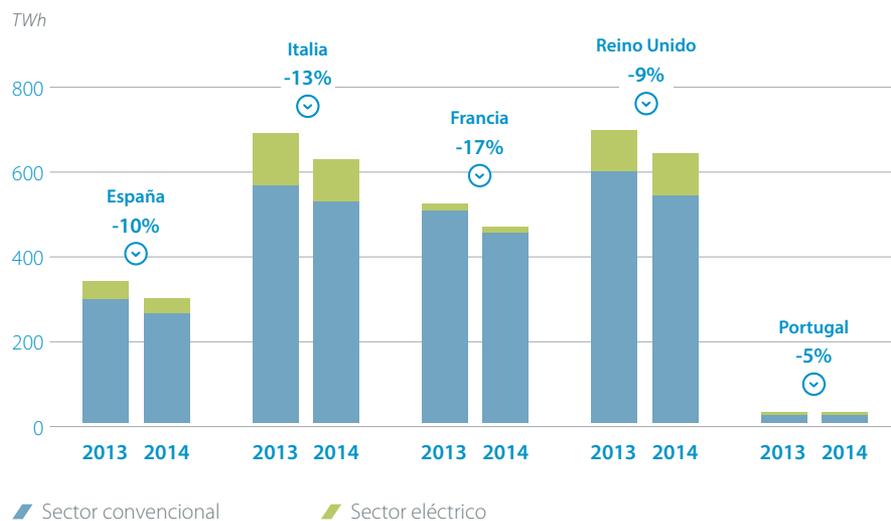
Con el escenario de precios de carbón y emisiones de CO₂ que finalizó 2014 en Europa, el precio del gas natural tendría que haber bajado 8 €/MWh para darse una situación de equilibrio de costes de generación entre ambas tecnologías.

Precios medios de generación de gas y carbón



Comparativa europea de la demanda de gas natural

La demanda total de gas natural (convencional + sector eléctrico) en España y Reino Unido registró descensos similares del 10% y 9% respecto a 2013. Italia y Francia sufrieron descensos del 13% y 17%, respectivamente, mientras que la demanda total en Portugal descendió un 5%.



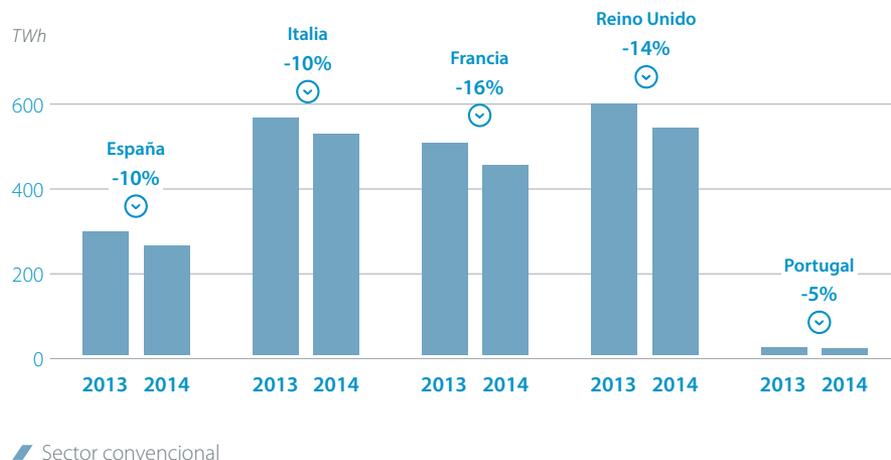
■ Sector convencional ■ Sector eléctrico

Para Francia solo se dispone de datos de GRTGas, que supone ~ 80% de la demanda de este país

Fuente: Página web transportistas

Demanda convencional

Los países analizados que registraron un mayor descenso de la demanda convencional en 2014 respecto al año anterior fueron Francia, con un 16%, y Reino Unido, con un 14%. En una situación intermedia se encontraron España e Italia, con descensos del 10%. Por último, Portugal registró una bajada de un -5%.



■ Sector convencional

Para Francia solo se dispone de datos de GRTGas, que supone ~ 80% de la demanda de este país

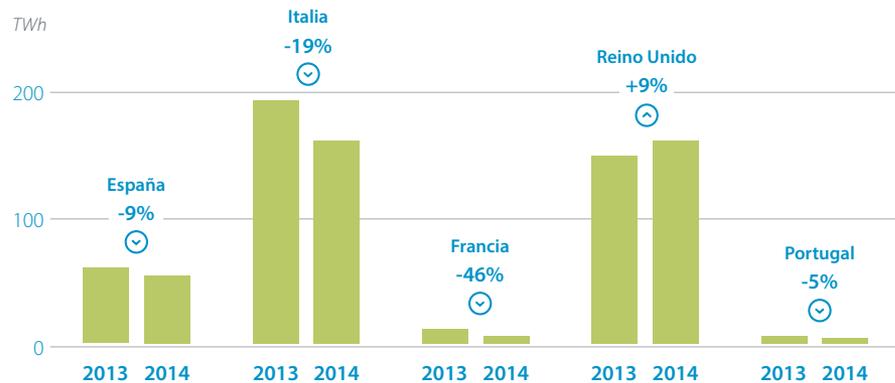
Fuente: Página web transportistas



Demanda de gas para el sector eléctrico

La demanda de gas para el sector eléctrico registró descensos en cuatro de los cinco países analizados: Francia (-46%), Italia (-19%), España (-9%) y Portugal (-5%).

El único país que experimentó un aumento del consumo de gas para generación eléctrica en 2014 fue Reino Unido, con un 9% más respecto al anterior.



/// Sector eléctrico

Para Francia solo se dispone de datos de GRTGas, que supone ~ 80% de la demanda de este país

Fuente: Página web transportistas

Indicadores macroeconómicos

Evolución del Producto Interior Bruto

El Producto Interior Bruto (PIB) generado por la economía española registró una variación anual de 1,4% en 2014, según el avance publicado por el Instituto Nacional de Estadística (INE). Esta tasa es 26 décimas superior a la registrada en 2013.

PIB (tasas anuales)



Fuente: INE

PIB (tasas trimestrales)



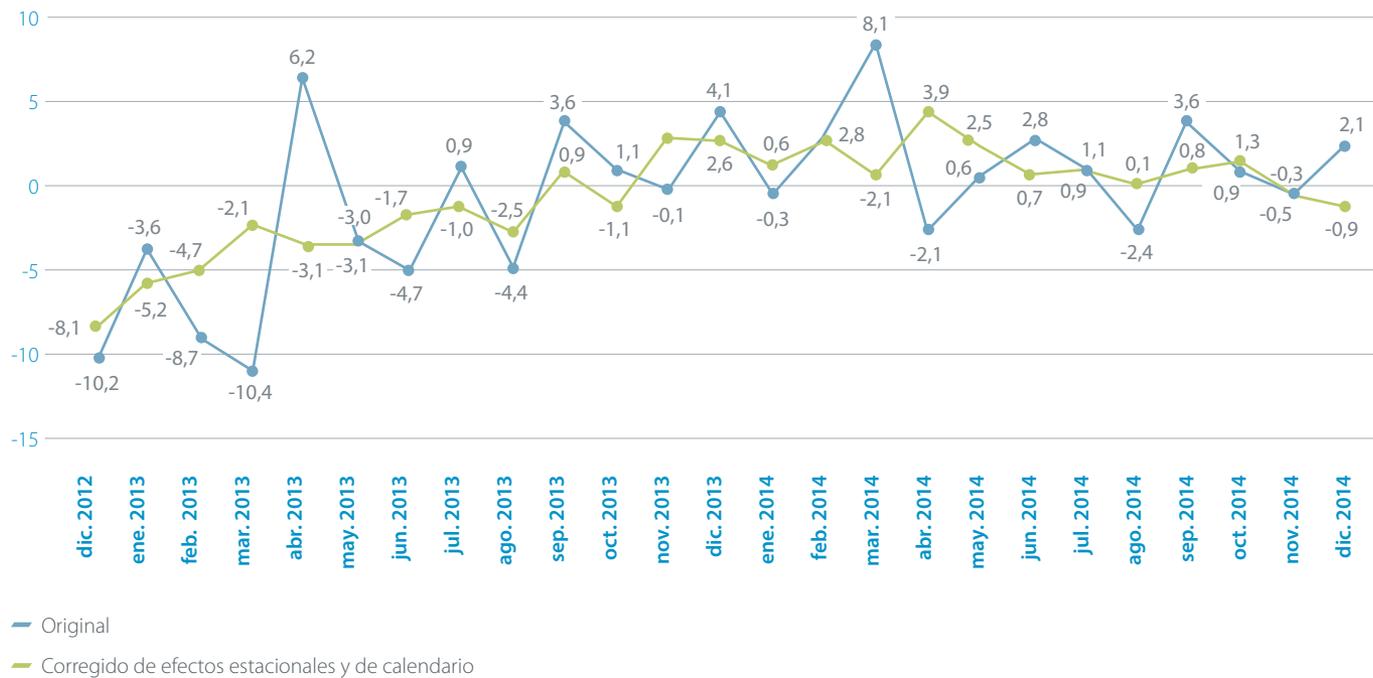
Fuente: INE

Por trimestres, el PIB registró tasas de variación positivas del 0,3% en el primer trimestre, del 0,5% en el segundo y en el tercero y del 0,7% en el cuarto.

Índice de Producción Industrial

El Índice de Producción Industrial (IPI), que mide la evolución de la actividad productiva de las ramas industriales, registró una tasa media de variación anual de 1,1% en 2014 respecto del año anterior (eliminando los efectos estacionales y de calendario), según el avance publicado por el INE.

IPI (tasa anual)



Fuente: INE

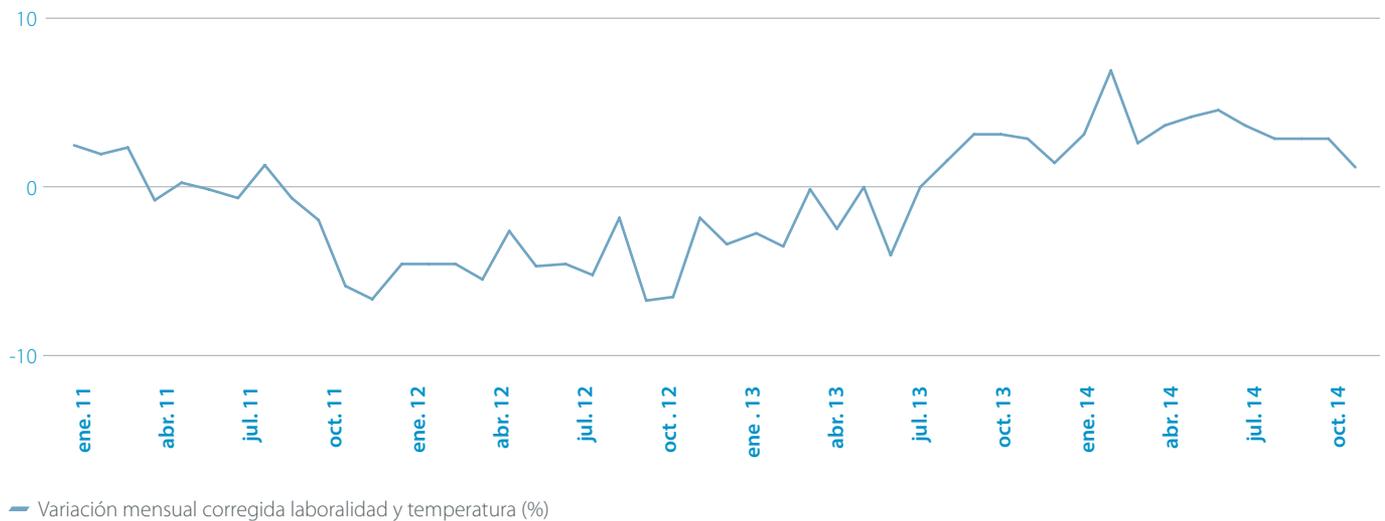
Índice de Grandes Consumidores de REE

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 de servicios.

En 2014 se mantuvo la tasa de variación positiva que se registró por primera vez en 2013, después de tres años consecutivos con variaciones negativas. En los meses de marzo, junio y julio de 2014 el consumo eléctrico de los grandes consumidores registró los mayores incrementos del año respecto a los mismos meses de 2013, con un 6,5%, 4% y 4,3% más, respectivamente.

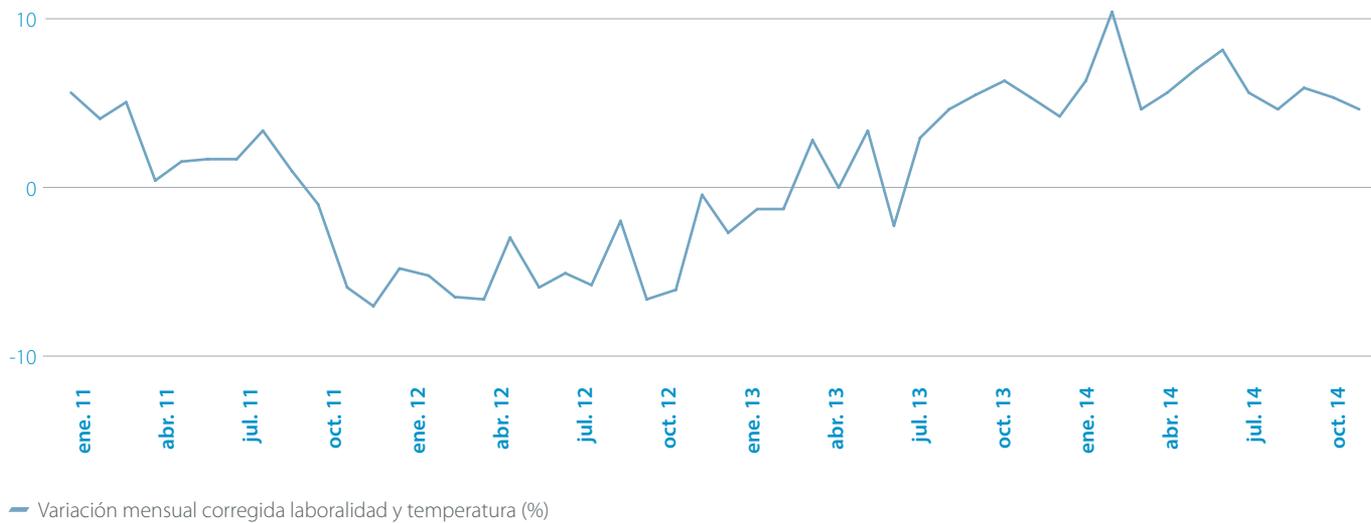
IRE (mensual)



Fuente: REE

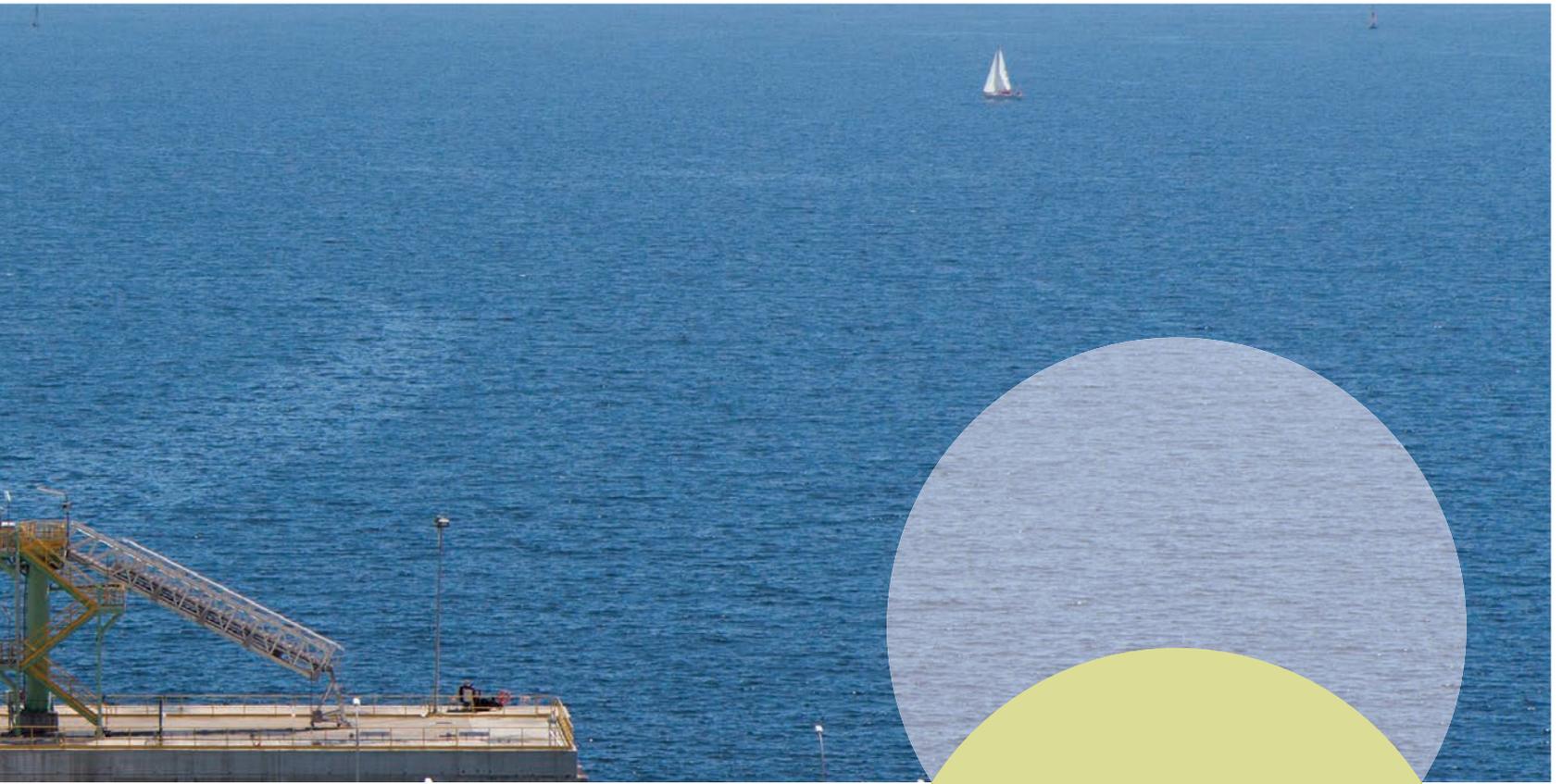
El índice desglosado para las actividades industriales registró también en estos meses los mayores crecimientos desde comienzos de 2011, llegando a alcanzar en el mes de marzo un crecimiento del 8,5% respecto al mismo mes de 2013.

Actividades industriales (mensual)



Fuente: REE





Three overlapping circles of varying shades of blue and green, arranged in a vertical stack. The top circle is a light, pale blue. The middle circle is a medium green. The bottom circle is a darker, more vibrant green. They overlap in a way that creates a sense of depth and layering.

03

Aprovisionamientos
de GN y GNL

Durante el año 2014, los aprovisionamientos de gas natural alcanzaron los 384.683 GWh, lo que supuso un incremento del 2% respecto al ejercicio anterior.

Como en años anteriores, en 2014 se mantuvo un alto grado de diversificación en el Sistema Gasista español y se recibió gas natural procedente de once países.

Por segundo año consecutivo, los suministros en forma de GN superaron a los de gas natural licuado (GNL) y el 53% del aprovisionamiento se realizó a través de las conexiones internacionales.

Evolución de los aprovisionamientos



Entradas al Sistema Gasista español

<i>GWh</i>	2013	2014	2014 s/ 2013
GN			
CCII Norteafricanas	155.338	154.573	-0,5%
VIP Pirineos	44.213	49.233	11%
VIP Ibérico	1.937	279	-86%
Nacional	749	508	-32%
TOTAL GN	202.237	204.593	1%
GNL			
P. Barcelona	37.922	37.105	-2%
P. Huelva	38.017	36.332	-4%
P. Cartagena	20.415	30.607	50%
P. Bilbao	28.794	18.425	-36%
P. Sagunto	29.831	36.570	23%
P. Mugardos	18.964	21.051	11%
TOTAL GNL	173.943	180.090	4%
TOTAL OFERTA	376.181	384.683	2%

Las entradas en forma de GN acumularon 204.593 GWh, lo que supuso un crecimiento del 1% respecto al acumulado del año anterior, 202.237 GWh. Cabe destacar el incremento del 11% de las importaciones a través del punto de interconexión virtual con Francia, VIP Pirineos.

Por su parte, el aprovisionamiento en forma de GNL aumentó en 2014 un 4% respecto al ejercicio anterior y alcanzó los 180.090 GWh. Los mayores volúmenes descargados se alcanzaron en las plantas de Barcelona, Sagunto y Huelva.

Origen de los suministros

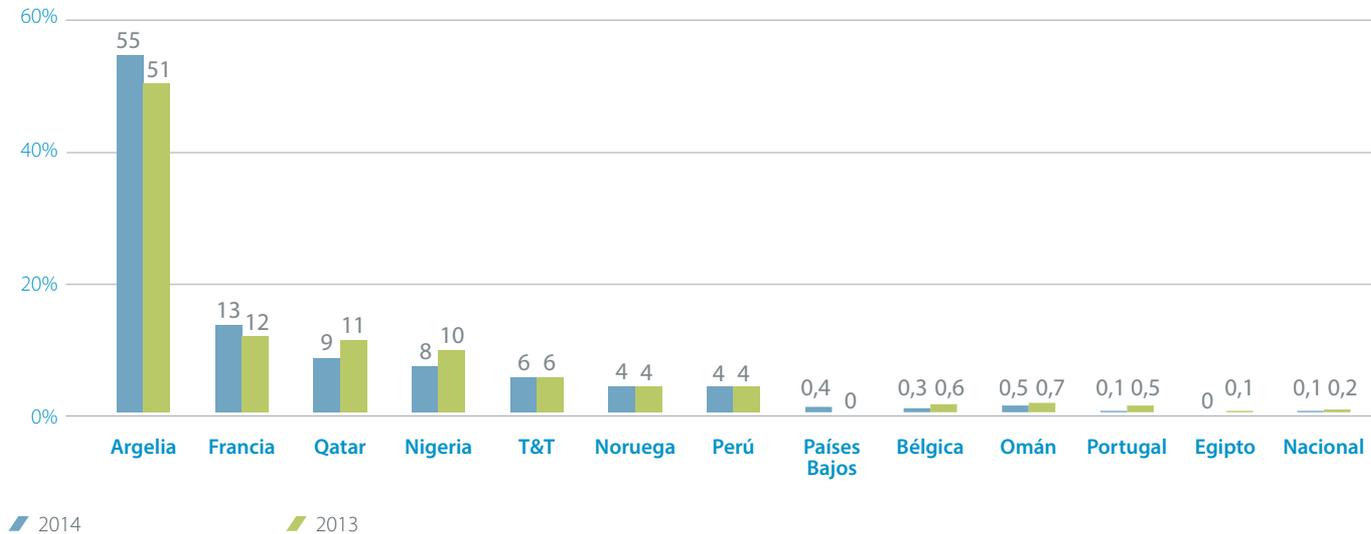
<i>GWh</i>	2013	2014	Δ 2014 s/ 2013
Argelia GN	155.338	154.573	} 10%
Argelia GNL	36.702	57.313	
Nigeria GNL	37.106	31.652	-15%
Qatar GNL	40.639	35.038	-14%
Perú GNL	16.898	13.971	-17%
T&T GNL	22.440	23.479	5%
Noruega GNL	13.366	14.062	5%
Egipto GNL	464	-	-100%
Bélgica GNL*	2.174	1.294	-40%
Portugal GN	1.937	279	-86%
Nacional GN	749	508	-32%
Omán GNL	2.805	1.833	-35%
Francia GN	44.213	49.233	} 11%
Francia GNL*	1.350	-	
Países Bajos GNL*	-	1.448	100%
TOTAL	376.181	384.683	2%
Cargas de buque	31.802	60.185	89%

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

Una parte importante de los aprovisionamientos en forma de GNL se destinó a las recargas de buques con destinos a otros países, en lugar de al abastecimiento de la demanda nacional.

En 2014, destacó el incremento del GNL procedente de Argelia. Los descensos más significativos se acusaron en el volumen de gas procedente de Qatar y Nigeria, que descendieron un 14% y un 15%, respectivamente.

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 Europa, a través de Francia y de Qatar.

11

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

Descargas de buques de GNL

	2013							2014							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	37.922	-	1	34	16	-	51	37.105	-	1	30	23	-	54	-2%
Huelva	38.017	-	-	35	17	-	52	36.332	-	-	37	8	-	45	-4%
Cartagena ⁽¹⁾	20.415	-	-	22	3	-	25	30.607	-	1	27	11	-	39	+50%
Bilbao	28.794	-	-	31	-	-	31	18.425	-	-	21	-	-	21	-36%
Sagunto	29.831	-	3	22	17	-	42	36.570	-	1	25	29	-	55	+23%
Mugardos	18.964	-	-	22	-	5	27	21.051	-	-	24	2	1	27	+11%
TOTAL	173.943	-	4	166	53	5	228	180.090	-	3	164	73	1	241	+4%

(1) Nota de Operación nº 03: Desvío de buque de 138.000 m³ GNL a la Planta de Cartagena con descarga inicialmente prevista en Huelva.

Nota de Operación nº 05: Desvío de buque de 60.000 m³ GNL a la Planta de Cartagena, con descarga inicialmente prevista en Barcelona.

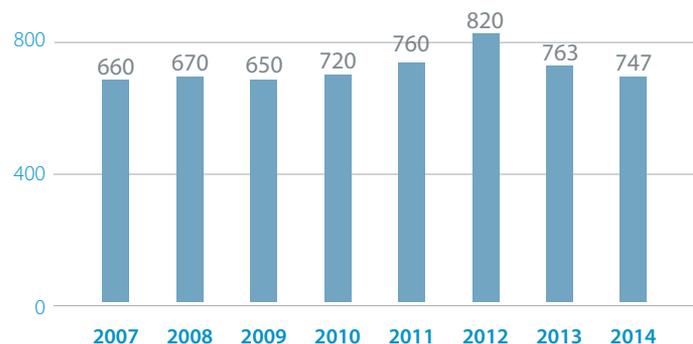
Nota de Operación nº 06: Desvío de buque de 132.000 m³ GNL a la Planta de Cartagena, con descarga inicialmente prevista en Huelva.

En las terminales de regasificación del Sistema descargaron en 2014 un total de 241 buques metaneros, 13 cargamentos más que en el año anterior.

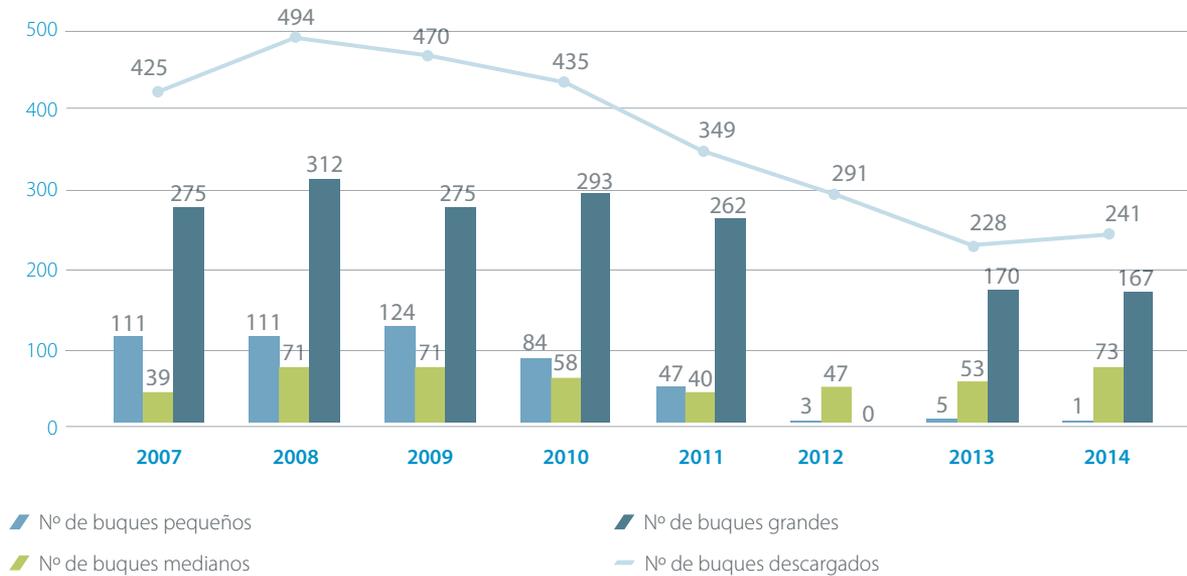
Por otra parte, aunque aumentó el número de cargamentos gestionados, descendió el tamaño medio de los buques, que pasó de 763 GWh en 2013 a 747 GWh en 2014.

Evolución del tamaño medio

Tamaño medio: GNL descargado (GWh)/Nº de buques



Evolución del número de buques descargados



En 2014, cada una de las plantas de regasificación recibió gas procedente de al menos cinco países distintos, lo que contribuyó a reforzar la seguridad del Sistema. Las terminales que acumularon un mayor número de descargas fueron Sagunto y Barcelona, seguidas de Huelva.

5 Cada planta del Sistema recibió gas de al menos 5 países distintos

Descargas por orígenes y plantas de regasificación

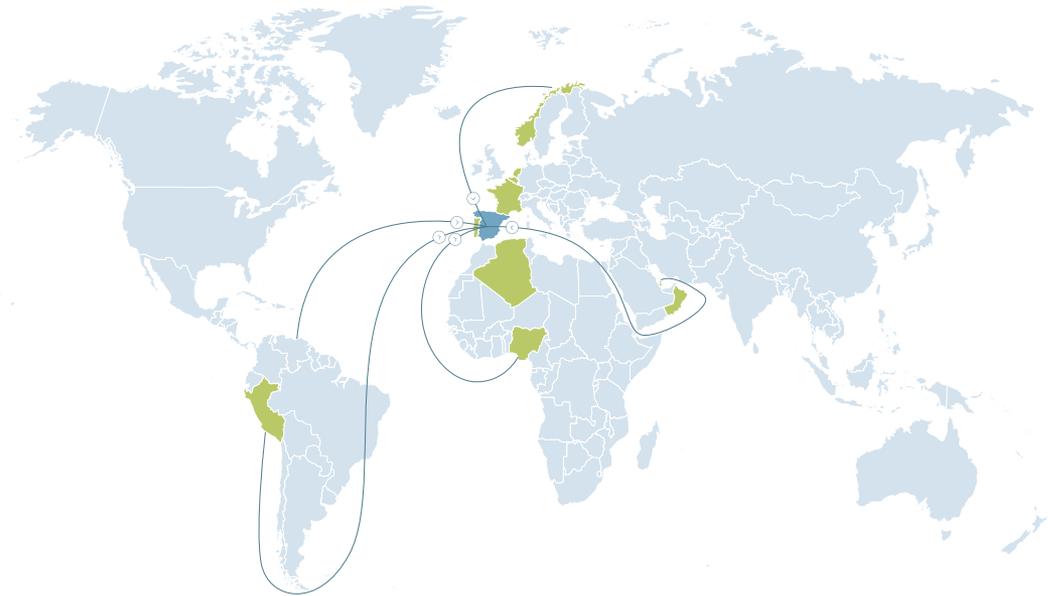
Nº de descargas en 2014	Nigeria	Argelia	Qatar	T&T	Noruega	Perú	Bélgica	Omán	Países Bajos	Total	Tamaño medio descargado (GWh)
Barcelona	5	25	10	8	4	1	1			54	687
Cartagena	3	14	14	6	1	1				39	785
Huelva	13	19	9	1	2		1			45	807
Bilbao	1			8	2	9			1	21	877
Sagunto	5	40	3	1	3			2	1	55	665
Mugaridos	8	3	2	5	4	5				27	780
TOTAL	35	101	38	29	16	16	2	2	2	241	747
Tamaño medio descargado (GWh)	904	567	922	810	879	873	647	916	724		

Calidad del GNL en el Sistema

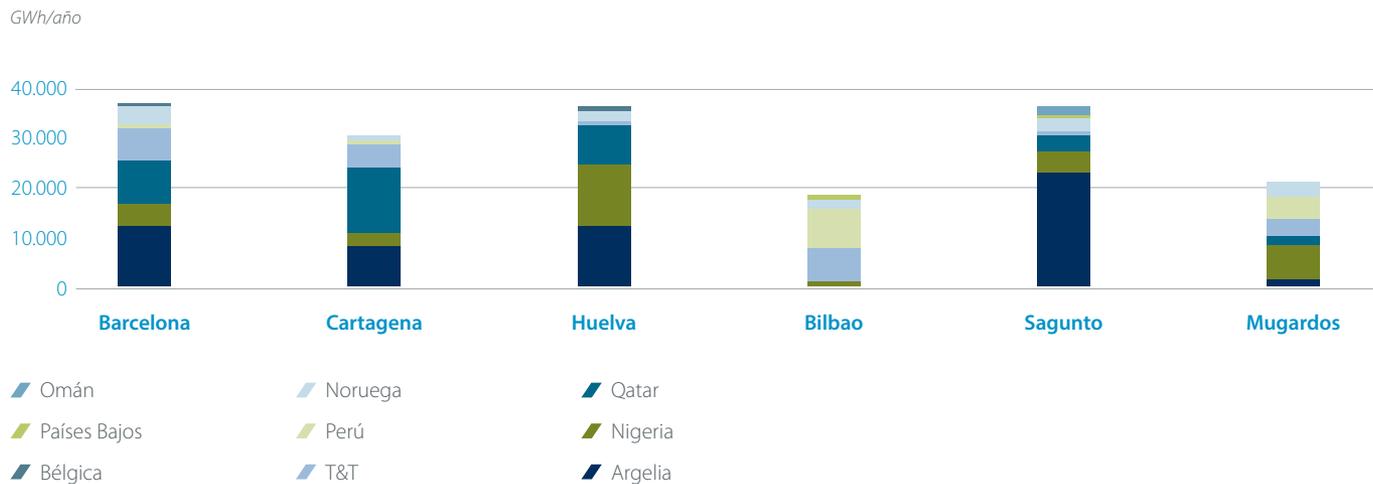
	Nigeria	Argelia	Qatar	T&T	Noruega	Perú	Bélgica	Omán	Países Bajos
PCS volumétrico (KWh/m ³)	6.860	6.835	6.805	6.597	6.803	6.828	6.759	6.962	6.790

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

Origen de los suministros



Distribución de los orígenes por planta de regasificación



Los buques LNG Portovenere, GDF Suez Global Energy y Dukhan destacaron de manera significativa por el elevado número de veces que efectuaron descargas en las terminales de regasificación del Sistema: 34, 17 y 12, respectivamente.

Buques descargados en las plantas del Sistema

Buque metanero	Tamaño medio buque GWh	Barcelona	Cartagena	Huelva	Bilbao	Sagunto	Mugardos	TOTAL
AL REKAYYAT	1481	0	0	0	0	1	0	1
AL THAKHIRA	993	0	1	0	0	0	0	1
AL THUMAMA	1480	0	1	0	0	0	0	1
ARCTIC AURORA	1062	0	0	0	0	0	1	1
ARCTIC LADY	1008	2	0	0	1	0	0	3
ARCTIC PRINCESS	1008	0	0	0	0	2	1	3
ARCTIC VOYAGER	959	0	1	1	1	1	0	4
BARCELONA KNUITSEN	1188	0	0	0	1	0	1	2
BEN BADIS	1212	1	0	0	0	0	0	1
BERGE ARZEW	946	0	0	1	0	1	0	2
BILBAO KNUITSEN	945	1	1	0	1	0	0	3
BRITISH RUBY	1062	0	0	0	0	0	1	1
CADIZ KNUITSEN	951	0	0	0	0	1	0	1
CUBAL	1100	1	0	0	0	0	0	1
CASTILLO DE VILLALBA	945	0	2	0	0	0	2	4
CATALUNYA SPIRIT	945	0	2	3	0	0	0	5
CHEIKH BOUAMAMA	517	1	2	1	0	5	0	9
CHEIKH EL MOKRANI	517	1	0	3	0	6	1	11
COOL VOYAGE	928	1	0	0	0	0	0	1
CORAL ENERGY	107	0	0	0	0	0	1	1

Buque metanero	Tamaño medio buque GWh	Barcelona	Cartagena	Huelva	Bilbao	Sagunto	Mugardos	TOTAL
DUKHAN	925	2	6	4	0	0	0	12
EXCELERATE	945	0	0	0	1	0	0	1
EXPEDIENT	945	1	0	0	0	0	0	1
FUWAIRIT	945	1	0	0	0	0	0	1
GALEA	921	0	1	0	1	0	3	5
GALICIA SPIRIT	963	0	0	0	0	1	1	2
GALLINA	921	1	0	1	1	0	0	3
GASLOG SANTIAGO	1062	0	0	0	0	1	0	1
GASLOG SEATTLE	1062	0	0	0	1	0	0	1
GDF SUEZ GLOBAL ENERGY	507	8	2	0	0	6	1	17
GDF SUEZ NEPTUNE	993	2	0	1	0	0	0	3
GEMMATA	946	0	0	0	0	0	1	1
GOLAR ARCTIC	963	1	0	0	0	0	0	1
GRACE ACACIA	1028	0	1	0	0	0	0	1
GRACE BARLERIA	1025	0	1	0	0	0	0	1
GRACE COSMOS	1028	1	0	0	0	0	0	1
GRACE DAHLIA	1212	0	0	0	0	2	0	2
GOLAR SEAL	1096	0	0	1	0	0	0	1
HISPANIA SPIRIT	962	0	3	0	2	0	0	5
IBERICA KNUITSEN	945	0	1	1	0	0	0	2

81 buques metaneros realizan 241 descargas en el Sistema durante el año 2014.

Buque metanero	Tamaño medio buque GWh	Barcelona	Cartagena	Huelva	Bilbao	Sagunto	Mugardos	TOTAL
IBRA LNG	1008	0	0	0	0	2	0	2
INDEPENDENCE	1165	1	0	0	0	0	0	1
LALA FATMA N SOUMER	993	0	0	1	0	1	0	2
LNG ABUJA	867	1	0	1	0	1	0	3
LNG ADAMAWA	966	0	0	0	0	0	1	1
LNG AKWA IBOM	966	0	1	1	0	0	0	2
LNG BAYELSA	942	1	0	0	0	0	2	3
LNG BENUE	998	0	0	1	0	0	0	1
LNG BONNY	911	0	0	0	0	1	1	2
LNG CROSS RIVER	966	0	0	0	1	0	0	1
LNG JUPITER	993	1	0	0	0	0	1	2
LNG LAGOS	836	1	0	0	0	0	1	2
LNG LERICCI	445	1	0	0	0	0	0	1
LNG OGUN	1025	0	0	1	0	0	0	1
LNG ONDO	1016	0	1	2	1	0	0	4
LNG OYO	962	0	0	2	0	0	0	2
LNG PIONEER	945	1	0	0	0	0	0	1
LNG PORT HARCOURT	836	0	0	1	0	0	2	3
LNG PORTOVENERE	445	12	6	4	0	12	0	34
LNG SOKOTO	940	0	0	1	0	0	0	1

Buque metanero	Tamaño medio buque GWh	Barcelona	Cartagena	Huelva	Bilbao	Sagunto	Mugardos	TOTAL
MADRID SPIRIT	945	0	0	0	3	0	0	3
MATTHEW	870	1	0	0	0	0	0	1
MERIDIAN SPIRIT	1134	1	0	0	0	0	0	1
METHANIA	899	2	0	1	0	2	0	5
MILHAHA RAS LAFFAN	947	3	0	0	0	0	0	3
MOURAD DIDOUCHE	864	0	1	3	0	4	1	9
RAMDANE ABANE	864	0	0	6	0	3	0	9
RIBERA DEL DUERO KNUITSEN	1188	0	0	0	1	0	0	1
SCF ARTIC	490	0	1	0	0	0	0	1
SERI BALHAF	1041	1	0	0	0	0	0	1
SESTAO KNUITSEN	946	2	0	0	1	0	1	4
SEVILLA KNUITSEN	1188	0	0	0	1	0	1	2
SOLARIS	1062	0	1	0	0	0	0	1
SONANGOL BENGUELA	1099	0	0	0	0	0	1	1
STENA CLEAR SKY	1189	0	0	2	0	0	0	2
LNG SOYO	1105	0	1	0	0	0	0	1
TRINITY ARROW	1061	0	1	0	0	0	1	2
UMBAB	993	0	0	0	0	1	0	1
VALENCIA KNUITSEN	1188	0	0	0	3	0	0	3
WILFORCE	860	0	0	1	0	1	0	2
YENISEI RIVER	1062	0	1	0	0	0	0	1

Movimientos de gas en las conexiones de GN

<i>GWh</i>	2013			2014			
	Saldo	Entradas	Salidas	Saldo	Entradas	Salidas	Δ saldo s/ 2013
CCII Norteafricanas	155.338	155.338	-	154.573	154.573	-	-0,5%
VIP Pirineos	39.247	44.213	4.967	48.828	49.233	405	+24%
VIP Ibérico	-3.702	1.937	5.640	-6.096	279	6.375	+65%
Nacional	749	749	-	508	508	-	-32%
TOTAL	191.631	202.237	10.607	197.813	204.593	6.781	3%

El aprovisionamiento en forma de GN durante 2014 acumuló 205 TWh, lo que supuso un incremento del 1% respecto al año anterior. Este crecimiento fue consecuencia, principalmente, del aumento de las entradas procedentes de Francia, que crecieron un 11% respecto a 2013.

En cuanto a las salidas por las interconexiones, el balance global registró un descenso del 36%, debido a la reducción de las exportaciones por Francia, que descendieron 4.562 GWh.



ENAGAS
91 208 82 22 - 91 208 82 23
900 144 000







04

Plantas de
regasificación

En 2014, España siguió manteniéndose a la cabeza de Europa tanto en capacidad de almacenamiento de GNL y vaporización, como en número de plantas.

A lo largo del año, las características globales de las terminales de regasificación presentaron algunas modificaciones. El 17 de noviembre de 2014 se incorporó al Sistema el tercer tanque de la Planta de Bilbao y el día 26 del mismo mes se reanudó la actividad en el cargadero de cisternas de esta planta. Así, a finales de 2014 el Sistema español contaba con 25 tanques y un volumen de almacenamiento de 3.316.500 m³ de GNL.

Por otra parte, la capacidad máxima de vaporización del Sistema fue de 6.862.800 Nm³/h y se continuó operando con ocho atraques, con una capacidad para gestionar descargas de buques metaneros de hasta 270.000 m³.

Características técnicas de las plantas de regasificación

Plantas Regasificación	Capacidad máxima Vaporización Nm ³ /h	Almacenamiento GNL		Capacidad carga cisternas		Atraques
		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 ⁽¹⁾	800.000	3	450.000	4,5	1	270.000
Sagunto	1.000.000	4	600.000	10	1	267.000
Mugaridos	412.800	2	300.000	10,5	1	266.000
TOTAL	6.862.800	25	3.316.500	71	8	Hasta 270.000

(1) Incorporación del tercer tanque de almacenamiento con una capacidad de 150.000 m³ de GNL. El 26 de noviembre se reanudó el funcionamiento del cargadero de cisternas, indisponible por las obras de ejecución de ese tanque.



El descenso de la demanda gasista unido al incremento de las importaciones a través de las conexiones internacionales con Francia provocaron una disminución de las entradas desde las plantas de regasificación al Sistema.

El descenso en la producción se manifestó en todas las plantas a excepción de Sagunto, que fue la única que experimentó un incremento. La producción media diaria en el conjunto de plantas se situó en 304 GWh/día, cifra muy inferior a las registradas en los últimos años. Por el contrario, aumentó el nivel de existencias en los tanques y la utilización de las plantas para recarga de buques.

La contratación media diaria fue de 476 GWh/día, por debajo también de la de años anteriores.

El ratio de capacidad contratada respecto a la nominal continuó con la tendencia decreciente de los últimos años y se redujo hasta el 24%.

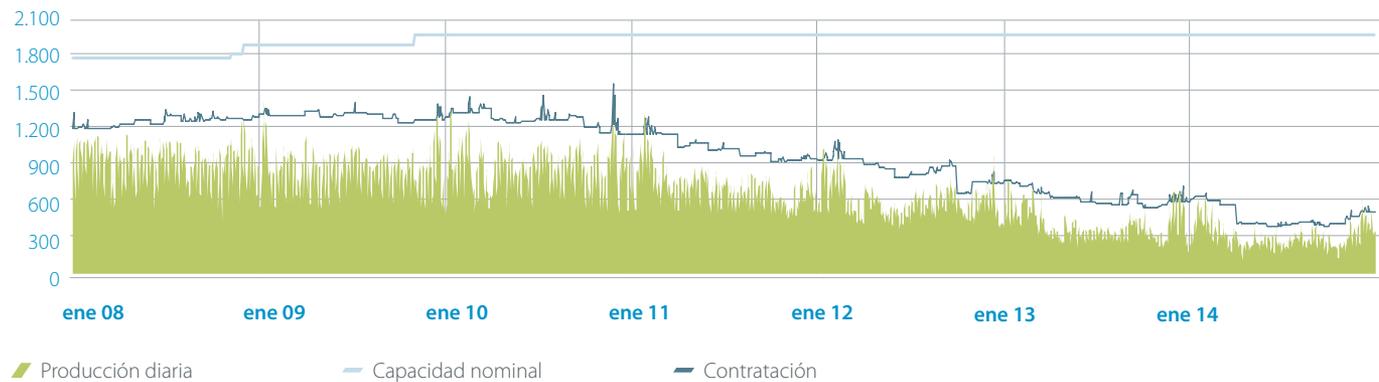
Producción en plantas de regasificación

(Regasificación + carga de cisternas)

<i>GWh</i>	2013	2014	Δ s/ 2013
Barcelona	40.223	31.596	-21%
Huelva	26.133	20.146	-23%
Cartagena	15.806	11.795	-25%
Bilbao	29.076	17.026	-41%
Sagunto	16.528	17.051	+3%
Mugarodos	15.610	13.183	-16%
TOTAL	143.377	110.796	-23%

Evolución de la producción y contratación en las plantas de regasificación

GWh/día



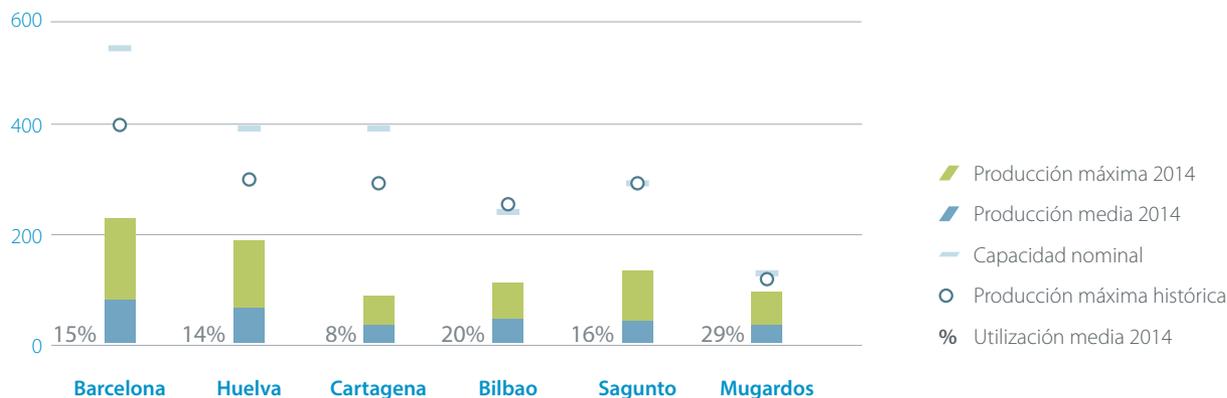
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	1.800	1.913	1.983	1.978	1.978	1.980	1.982⁽¹⁾
Contratación media anual GWh/día	1.261	1.309	1.277	1.044	854	632	476
% Contratación/Nominal	70%	68%	64%	53%	43%	32%	24%
Máximo % Contratación/Nominal	76%	75%	79%	66%	56%	39%	34%
Producción media GWh/día	901	842	855	700	592	393	304
Uso medio de la contratación %	72%	64%	67%	67%	70%	62%	64%

(1) La capacidad nominal a 31 de diciembre de 2014 era de 1.986 GWh/día.

En línea con estos datos, los factores de utilización de las terminales españolas, definidos como el cociente entre la producción real y la nominal, registraron descensos significativos respecto a años anteriores. En el conjunto de las plantas, la producción (regasificación más carga de cisternas) supuso una utilización del 15%.

Producciones medias y máximas registradas en las plantas de regasificación

(Regasificación + carga de cisternas)



Carga de cisternas en plantas de regasificación

El 26 de noviembre de 2014 se reanudó la actividad en los cargaderos de cisternas de la Planta de Regasificación de Bilbao, suspendida desde diciembre de 2010 por las obras de construcción de un tercer tanque en la terminal.

En cuanto al resto de las plantas, el volumen de cisternas cargado en 2014 registró un descenso del 9% respecto al año anterior y se gestionó un total de 10.858 GWh.

A nivel particular, destacó el descenso que experimentaron las cargas de cisternas en la Planta de Barcelona (33%), así como el incremento que se produjo en la Planta de Mugaridos, que aumentó su volumen de energía cargada un 54%.

Carga de cisternas en plantas de regasificación

GWh	2013		2014			
	Total GWh	% s/ total 2013	Total GWh	% s/ total 2014	Máx. diario GWh/día	Δ s/ 2013
Barcelona	2.822	24%	1.886	17%	15	-33%
Huelva	2.996	25%	2.467	23%	15	-18%
Cartagena	2.745	23%	2.125	20%	12	-23%
Bilbao*	0	0%	18	0,2%	1	-
Sagunto	1.374	12%	1.369	13%	8	0%
Mugardos	1.939	16%	2.994	28%	16	54%
TOTAL	11.875	100%	10.858	100%	56	-9%

* Cargadero habilitado tras la finalización de las obras de construcción del tercer tanque de almacenamiento de GNL.

Recargas de GNL en buques metaneros

El año 2014 volvió a destacar por el importante incremento de las operaciones de recarga de GNL en buques metaneros que se realizaron en las terminales de Sagunto, Huelva, Cartagena, Mugardos y, por primera vez, en Barcelona.

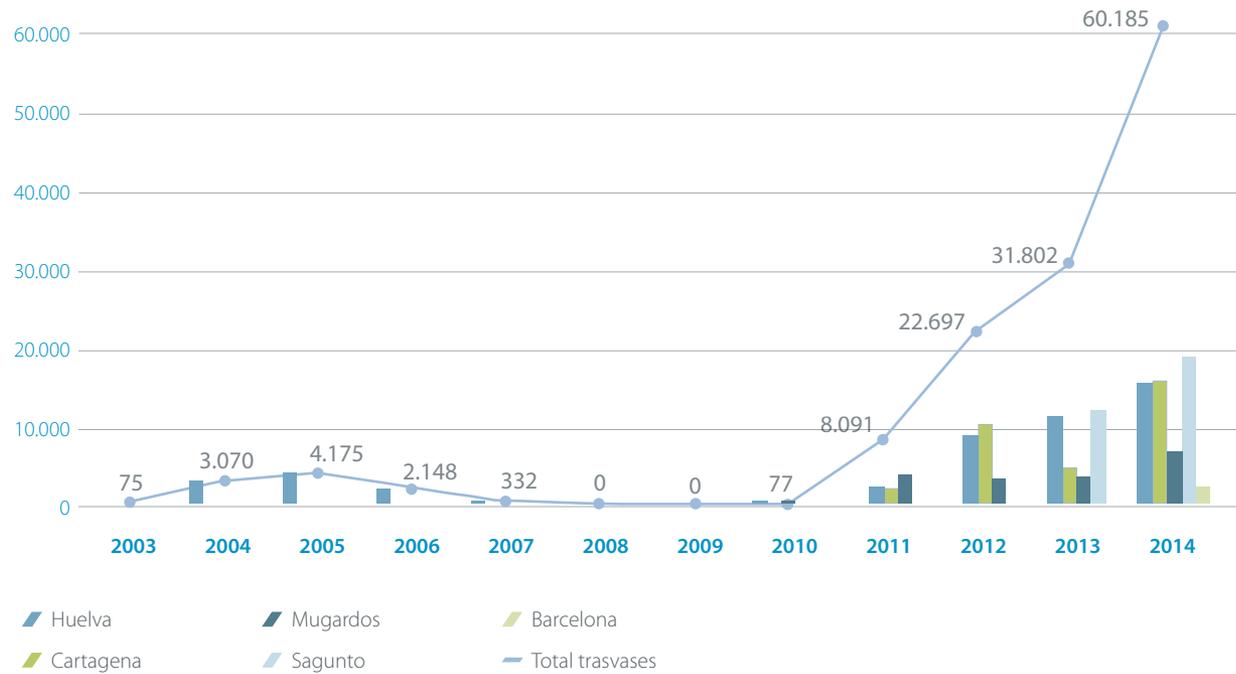
En el cómputo global, las operaciones realizadas acumularon un total de 60.185 GWh, cifra que supone un incremento del 89% respecto a 2013 y un nuevo máximo histórico.

60.185

GWh máximo histórico de recarga de GNL en buques

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

GWh/año

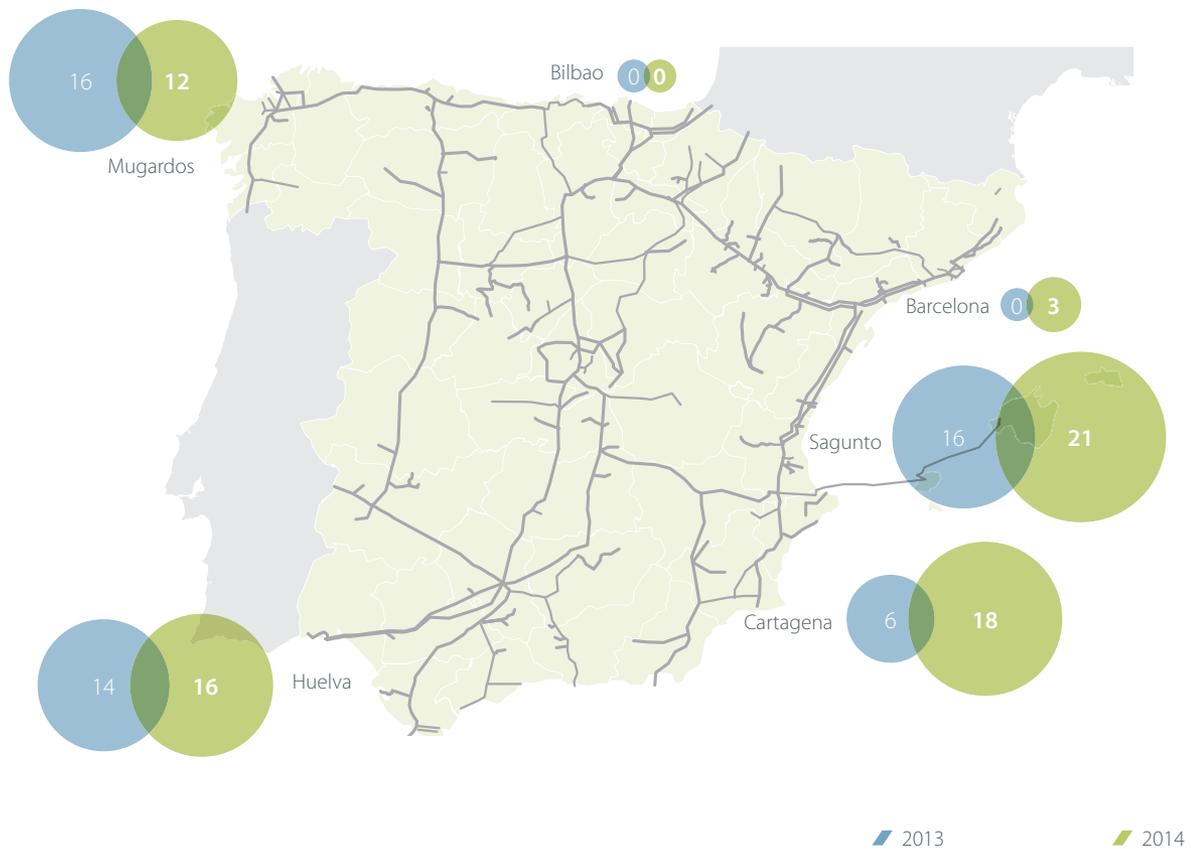


GWh	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Huelva	75	3.070	4.175	2.148	332	0	0	48	2.327	8.877	11.348	15.801
Cartagena	0	0	0	0	0	0	0	0	1.903	10.419	4.665	15.936
Mugardos	0	0	0	0	0	0	0	29	3.862	3.401	3.494	6.896
Sagunto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12.294	19.237
Barcelona	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.315
TOTAL	75	3.070	4.175	2.148	332	0	0	77	8.091	22.697	31.802	60.185

La terminal que más destacó en este sentido fue la Planta de Sagunto, que por segundo año consecutivo se posicionó como la terminal de regasificación del Sistema que realizó un mayor número de operaciones de este tipo en 2014, seguida de Cartagena y Huelva. Esta planta alcanzó además el máximo volumen anual cargado en una terminal.

En el total de energía recargada, todas las plantas experimentaron un importante incremento respecto al ejercicio anterior. La Planta de Cartagena fue la que tuvo un aumento más significativo, seguida de Sagunto y Huelva.

Operaciones de recarga de GNL en plantas de regasificación



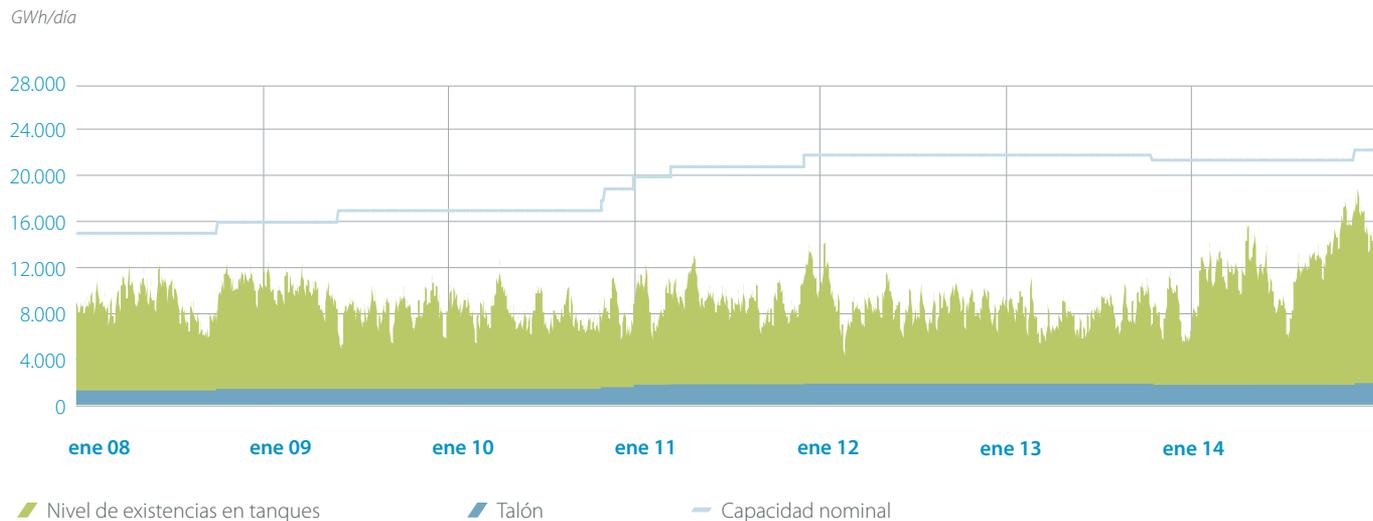
Existencias de GNL en tanques de almacenamiento

Tras tres años de obras, el 17 de noviembre de 2014 se completó la puesta en operación del tercer tanque de Bilbao. Con esta ampliación la planta ha pasado de tener una capacidad de almacenamiento de 300.000 m³ de GNL a 450.000 m³.

Durante 2014, las existencias medias en los tanques de GNL alcanzaron el 58% de su capacidad total, un 21% más que en 2013. En general, los niveles de las plantas se situaron en valores superiores a los de años anteriores.

El 22 de noviembre se alcanzó el máximo anual de existencias en los tanques de almacenamiento con el 87,6% de su capacidad total.

Evolución de las existencias de GNL en tanques de almacenamiento



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

Las existencias medias diarias almacenadas en tanques fueron de 12.606 GWh, 4.523 GWh más que en el ejercicio anterior. El mayor volumen de existencias de GNL se observó de forma generalizada en todas las plantas del Sistema, aunque Sagunto fue la que consolidó un mayor incremento.

Nivel medio de existencias en tanques de almacenamiento de GNL

GWh	2013			2014			
	Capacidad nominal 2013	Existencias medias GNL	Nivel medio llenado	Capacidad nominal 2014	Existencias medias GNL	Nivel medio llenado	Δ Existencias s/ 2013
Barcelona	5.206	2.096	37%	5.206	3.339	64%	59%
Huelva	4.244	1.681	40%	4.244	2.620	62%	56%
Cartagena	4.021	1.057	26%	4.021	1.826	45%	73%
Bilbao*	2.055	1.170	57%	3.083	1.500	68%	28%
Sagunto	4.110	1.136	28%	4.110	2.298	56%	102%
Mugarodos	2.055	943	46%	2.055	1.023	51%	9%
TOTAL	21.691	8.083	37%	22.718	12.606	55%	56%

* Aumento de la capacidad nominal respecto a 2013 por la entrada en operación del tercer tanque de almacenamiento de gas natural.

Desvíos de buques por declaración de Situación de Operación Excepcional

A lo largo de 2014 se realizó el desvío de cuatro buques metaneros, todos hacia la Planta de Cartagena. Tres de estos desvíos fueron para descargas de GNL y uno para carga.

Los desvíos se pusieron en conocimiento del sector mediante la publicación de las Notas de Operación nº 3/2014, nº 5/2014 y nº 6/2014. Requirieron la modificación de la programación prevista en las plantas de regasificación, pero se llevaron a cabo sin afcción a ningún usuario final y atendiendo con normalidad toda la demanda programada.

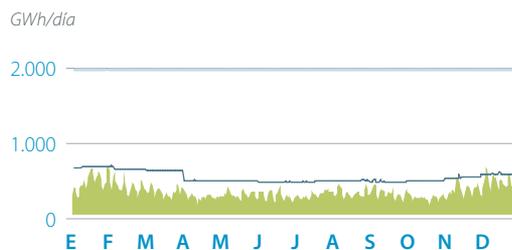
Actividad en plantas de regasificación en 2014

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL



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

Producciones diarias en planta



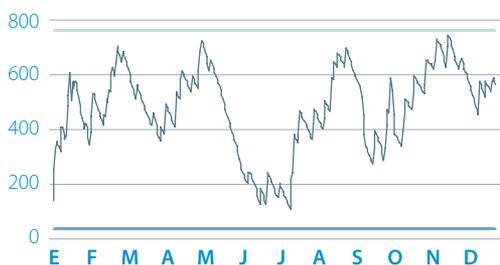
- Producción diaria
- Producción nominal
- Contratación

			Ene-14	Dic-14	
Buques GNL	Descargas	GWh	180.090		
		nº buques	241		
	Cargas	GWh	60.185		
		nº buques	70		
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad Máxima	m ³ GNL	3.166.500	3.316.500	
		GWh	21.691	22.718	
	Talón GWh GNL		1.708	1.801	
	Existencias medias TKs		GWh	12.606	
Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación	GWh/día	431		
	Cisternas	GWh/día	45		
	% medio contratado vs. nominal		24%		
	% utilización media contratación		64%		
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Total (A)	GWh/día	1.982	1.986
		Vaporización	1.000 Nm ³ /h	6.863	6.863
			GWh/día	1.916	1.916
	Cisternas	GWh/día	66,3	70,9	
	Diaria	RÉCORD	GWh/día	1.421	09/01/2009
		Máxima (B)	GWh/día	642	
		Media (C)	GWh/día	304	
		Mínima	GWh/día	109	
	PRODUCCIÓN periodo		GWh	110.796	
	UTILIZACIÓN planta	RATIO punta (B/A)	32%	32%	
medio (C/A)		15%	15%		

Actividad en la Planta de Barcelona

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL

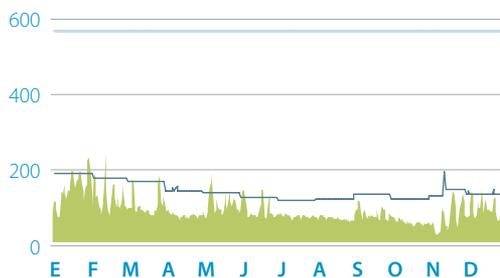
1.000 m³ de GNL



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

Producciones diarias en planta

GWh/día

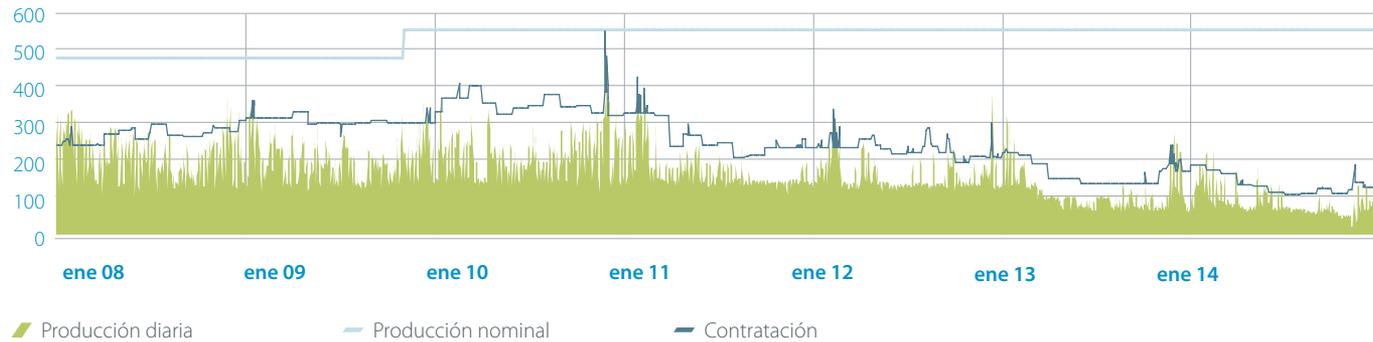


- Producción diaria
- Producción nominal
- Contratación

		Ene-14	Dic-14		
Buques GNL	Descargas	GWh	37.105		
		nº buques	54		
	Cargas	GWh	2.315		
		nº buques	3		
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad Máxima	m ³ GNL	760.000		
		GWh	5.206		
	Talón GWh GNL		473		
	Existencias medias TKs		GWh	3.339	
Información CONTRATACION valor medio	Regasificación	GWh/día	124		
	Cisternas	GWh/día	9		
	% medio contratado vs. nominal		24%		
	% utilización media contratación		64%		
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Total (A)	GWh/día	559	559
		Vaporización	1.000 Nm ³ /h	1.950	1.950
			GWh/día	544	544
	Cisternas	GWh/día	15,1	15,1	
	Diaria	RÉCORD	GWh/día	400	30/11/2010
		Máxima (B)	GWh/día	231	
		Media (C)	GWh/día	87	
		Mínima	GWh/día	21	
	PRODUCCIÓN periodo		GWh	31.596	
	UTILIZACIÓN planta	RATIO punta (B/A)		41%	41%
medio (C/A)			15%	15%	

Evolución de la producción y contratación en la Planta de Barcelona

GWh/día

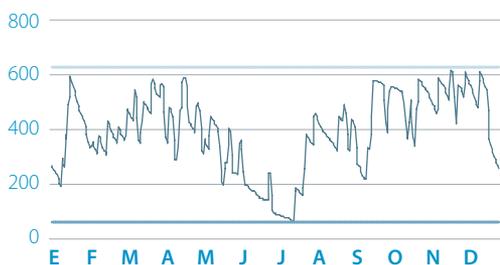


	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	476	490	559	559	559	559	559
Contratación media anual GWh/día	271	310	355	261	231	164	134
% Contratación/Nominal	57%	63%	63%	47%	41%	29%	24%
Máximo % Contratación/Nominal	65%	77%	99%	77%	61%	43%	34%
Producción media GWh/día	210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

Actividad en la Planta de Huelva

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL

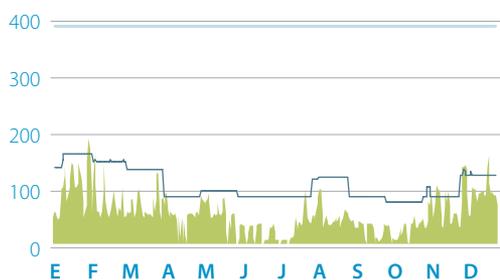
1.000 m³ de GNL



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

Producciones diarias en planta

GWh/día

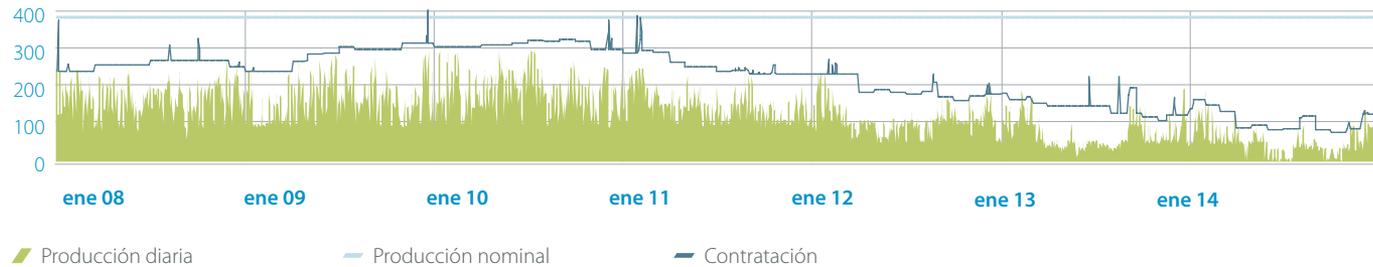


- Producción diaria
- Producción nominal
- Contratación

		Ene-14	Dic-14	
Buques GNL	Descargas	GWh	36.332	
		nº buques	45	
	Cargas	GWh	15.801	
		nº buques	16	
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad Máxima	m ³ GNL	619.500	
		GWh	4.244	
	Talón GWh GNL		386	
	Existencias medias TKs		GWh	2.620
Información CONTRATACION valor medio	Regasificación	GWh/día	93	
	Cisternas	GWh/día	13	
	% medio contratado vs. nominal		27%	
	% utilización media contratación		50%	
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Total (A)	GWh/día	392
		Vaporización	1.000 Nm ³ /h	1.350
			GWh/día	377
	Cisternas	GWh/día	15,1	
	Diaria	RÉCORD	GWh/día	330
		Máxima (B)	GWh/día	189
		Media (C)	GWh/día	55
		Mínima	GWh/día	0
PRODUCCIÓN periodo		GWh	20.146	
UTILIZACIÓN planta	RATIO punta (B/A)	48%		
	medio (C/A)	14%		

Evolución de la producción y contratación en la Planta de Huelva

GWh/día

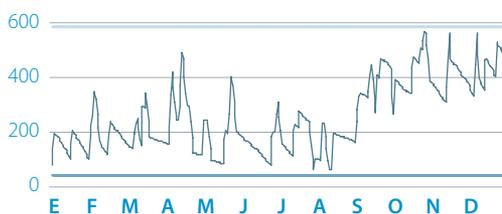


	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	392	392	392	392	392	392	392
Contratación media anual GWh/día	263	288	318	260	195	145	106
% Contratación/Nominal	67%	73%	81%	66%	50%	37%	27%
Máximo % Contratación/Nominal	98%	105%	98%	101%	70%	58%	42%
Producción media GWh/día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

Actividad en la Planta de Cartagena

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL

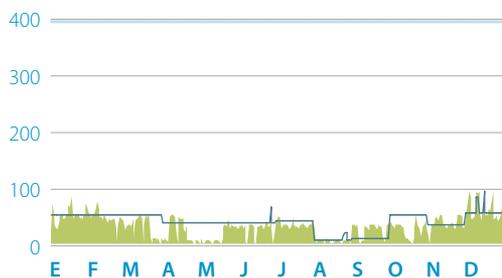
1.000 m³ de GNL



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

Producciones diarias en planta

GWh/día

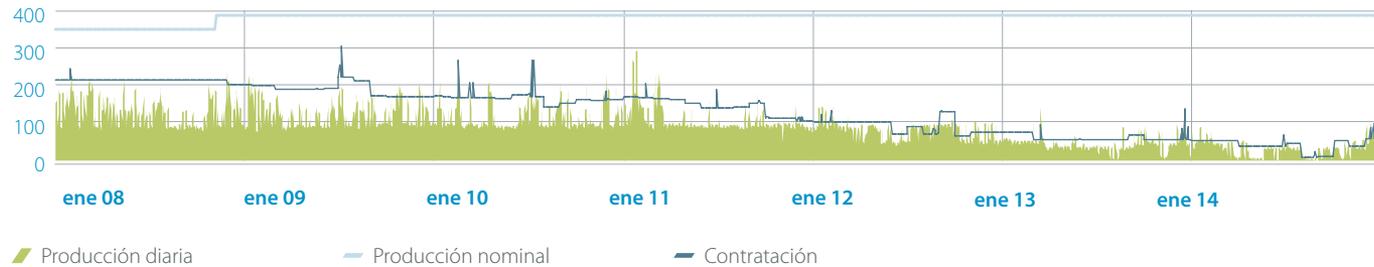


- Producción diaria
- Producción nominal
- Contratación

		Ene-14	Dic-14		
Buques GNL	Descargas	GWh	30.607		
		nº buques	39		
	Cargas	GWh	15.936		
		nº buques	18		
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad Máxima	m ³ GNL	587.000		
		GWh	4.021		
	Talón GWh GNL		356		
	Existencias medias TKs		GWh	1.826	
Información CONTRATACION valor medio	Regasificación	GWh/día	33		
	Cisternas	GWh/día	8		
	% medio contratado vs. nominal		10%		
	% utilización media contratación		87%		
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Total (A)	GWh/día	392	392
		Vaporización	1.000 Nm ³ /h	1.350	1.350
			GWh/día	377	377
	Cisternas	GWh/día	15,1	15,1	
	Diaria	RÉCORD	GWh/día	295	27/01/2011
		Máxima (B)	GWh/día	99	
		Media (C)	GWh/día	33	
		Mínima	GWh/día	0	
	PRODUCCIÓN periodo		GWh	11.795	
	RATIO UTILIZACIÓN planta	punta (B/A)	25%	25%	
medio (C/A)		8%	8%		

Evolución de la producción y contratación en la Planta de Cartagena

GWh/día

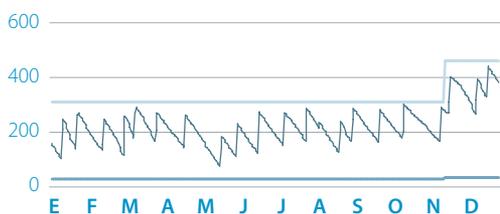


	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	356	392	392	392	392	392	392
Contratación media anual GWh/día	216	193	167	145	92	60	41
% Contratación/Nominal	61%	49%	43%	37%	23%	15%	10%
Máximo % Contratación/Nominal	71%	79%	69%	53%	34%	36%	25%
Producción media GWh/día	129	122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

Actividad en la Planta de Bilbao

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL

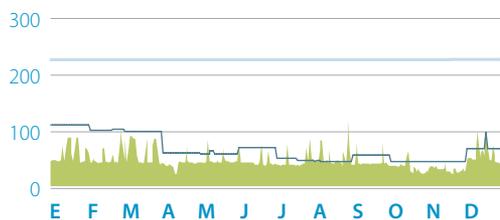
1.000 m³ de GNL



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

Producciones diarias en planta

GWh/día

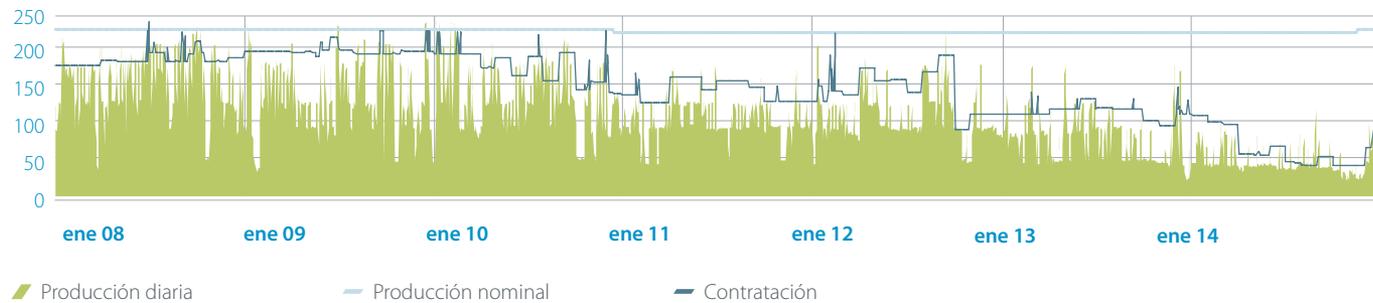


- Producción diaria
- Producción nominal
- Contratación

		Ene-14	Dic-14		
Buques GNL	Descargas	GWh	18.425		
		nº buques	21		
	Cargas	GWh	0		
		nº buques	0		
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad Máxima	m ³ GNL	300.000	450.000	
		GWh	2.055	3.083	
	Talón GWh GNL		187	280	
	Existencias medias TKs		GWh	1.500	
Información CONTRATACION valor medio	Regasificación	GWh/día	66		
	Cisternas	GWh/día	0,17		
	% medio contratado vs. nominal		29%		
	% utilización media contratación		75%		
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Total (A)	GWh/día	223	228
		Vaporización	1.000 Nm ³ /h	800	800
			GWh/día	223	223
	Cisternas	GWh/día	0,0	4,7	
	Diaria	RÉCORD	GWh/día	238	06/01/2010
		Máxima (B)	GWh/día	119	
		Media (C)	GWh/día	47	
		Mínima	GWh/día	22	
	PRODUCCIÓN periodo		GWh	17.026	
	UTILIZACIÓN planta	RATIO punta (B/A)	53%	52%	
medio (C/A)		21%	20%		

Evolución de la producción y contratación en la Planta de Bilbao

GWh/día



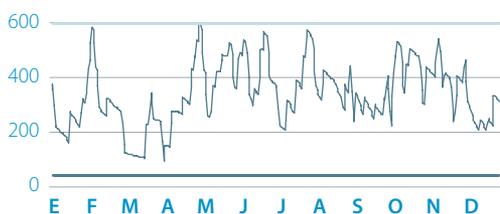
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	228	228	228	223	223	223	224¹
Contratación media anual GWh/día	187	199	176	144	145	116	66
% Contratación/Nominal	82%	87%	77%	65%	65%	52%	29%
Máximo % Contratación/Nominal	104%	99%	99%	76%	100%	67%	50%
Producción media GWh/día	154	135	137	105	110	80	47
Uso medio de la contratación %	82%	68%	78%	73%	77%	69%	75%

¹ A 31 de diciembre de 2014 la capacidad nominal ascendía a 228 GWh/día por la habilitación del cargadero de cisternas

Actividad en la Planta de Sagunto

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL

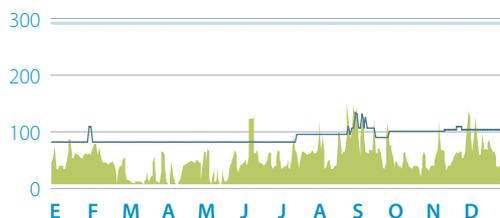
1.000 m³ de GNL



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

Producciones diarias en planta

GWh/día

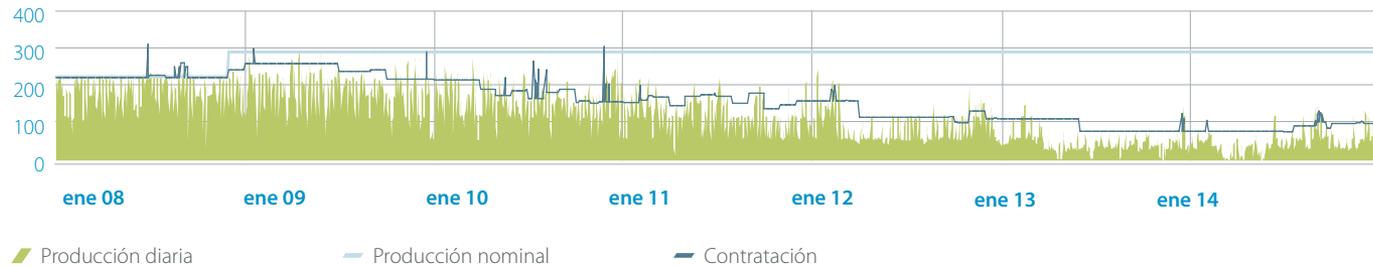


- Producción diaria
- Producción nominal
- Contratación

		Ene-14	Dic-14		
Buques GNL	Descargas	GWh	36.570		
		nº buques	55		
	Cargas	GWh	19.237		
		nº buques	21		
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad Máxima	m ³ GNL	600.000		
		GWh	4.110		
	Talón GWh GNL		183		
	Existencias medias TKs		GWh	2.298	
Información CONTRATACION valor medio	Regasificación	GWh/día	80		
	Cisternas	GWh/día	5		
	% medio contratado vs. nominal		29%		
	% utilización media contratación		54%		
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Total (A)	GWh/día	290	290
		Vaporización	1.000 Nm ³ /h	1.000	1.000
			GWh/día	279	279
	Cisternas	GWh/día	10,5	10,5	
	Diaria	RÉCORD	GWh/día	292	16/04/2009
		Máxima (B)	GWh/día	145	
		Media (C)	GWh/día	47	
		Mínima	GWh/día	0	
PRODUCCIÓN periodo		GWh	17.051		
UTILIZACIÓN planta	RATIO punta (B/A)	50%	50%		
	medio (C/A)	16%	16%		

Evolución de la producción y contratación en la Planta de Sagunto

GWh/día

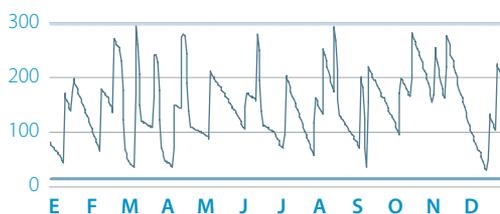


	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	226	290	290	290	290	290	290
Contratación media anual GWh/día	224	243	184	160	125	90	85
% Contratación/Nominal	99%	84%	63%	55%	43%	31%	29%
Máximo % Contratación/Nominal	141%	103%	105%	69%	69%	43%	45%
Producción media GWh/día	182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

Actividad en la Planta de Mugardos

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL

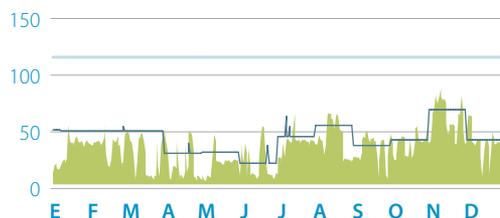
1.000 m³ de GNL



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

Producciones diarias en planta

GWh/día

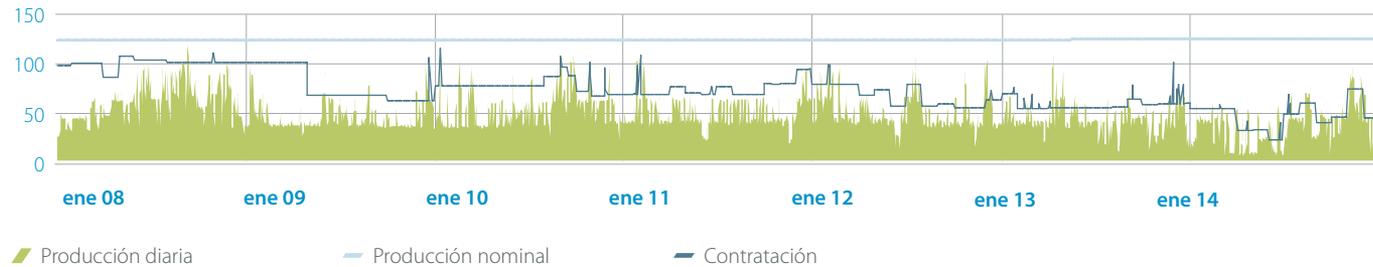


- Producción diaria
- Producción nominal
- Contratación

		Ene-14	Dic-14		
Buques GNL	Descargas	GWh	21.051		
		nº buques	27		
	Cargas	GWh	6.896		
		nº buques	12		
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad Máxima	m ³ GNL	300.000		
		GWh	2.055		
	Talón GWh GNL		123		
	Existencias medias TKs		GWh	1.023	
Información CONTRATACION valor medio	Regasificación	GWh/día	35,5		
	Cisternas	GWh/día	10		
	% medio contratado vs. nominal		37%		
	% utilización media contratación		81%		
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Total (A)	GWh/día	126	126
		Vaporización	1.000 Nm ³ /h	413	413
			GWh/día	115	115
	Cisternas	GWh/día	10,5	10,5	
	Diaria	RÉCORD	GWh/día	118	11/09/2008
		Máxima (B)	GWh/día	95	
		Media (C)	GWh/día	36	
		Mínima	GWh/día	4	
	PRODUCCIÓN periodo		GWh	13.183	
	UTILIZACIÓN planta	RATIO punta (B/A)	75%	75%	
medio (C/A)		29%	29%		

Evolución de la producción y contratación en la Planta de Mugarodos

GWh/día



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

Registro de producciones en plantas de regasificación

	2002	2003	2004	2005	2006	
Barcelona	Producción anual GWh/año	69.872	71.247	79.315	89.118	72.541
	Producción máxima GWh/día	326,2	336,0	321,0	369,7	349,9
	Fecha del máximo	10-ene-02	19-feb-03	23-nov-04	27-ene-05	12-ene-06
	Producción media diaria GWh/día	191,4	195,2	216,7	244,2	198,7
	Factor de carga: máxima/media	1,70	1,72	1,48	1,51	1,76
Huelva	Producción anual GWh/año	33.374	37.515	29.833	51.810	62.344
	Producción máxima GWh/día	129,7	144,8	194,2	308,4	330,5
	Fecha del máximo	20-feb-02	30-jun-03	22-dic-04	28-ene-05	21-dic-06
	Producción media diaria GWh/día	91,4	102,8	81,5	141,9	170,8
	Factor de carga: máxima/media	1,42	1,41	2,38	2,17	1,93
Cartagena	Producción anual GWh/año	43.100	59.276	61.649	69.227	50.602
	Producción máxima GWh/día	129,7	222,9	211,4	273,6	280,3
	Fecha del máximo	18-oct-02	18-feb-03	02-mar-04	29-nov-05	31-ene-06
	Producción media diaria GWh/día	118,1	162,4	168,4	189,7	138,6
	Factor de carga: máxima/media	1,10	1,37	1,26	1,44	2,02
Bilbao	Producción anual GWh/año		7.308	30.166	38.441	50.132
	Producción máxima GWh/día		88,0	189,0	222,4	206,1
	Fecha del máximo		11-sep-03	11-nov-04	21-dic-05	13-sep-06
	Producción media diaria GWh/día		50,7	82,4	105,3	137,3
	Factor de carga: máxima/media		1,73	2,29	2,11	1,50
Sagunto	Producción anual GWh/año					41.884
	Producción máxima GWh/día					218,3
	Fecha del máximo					24-mar-06
	Producción media diaria GWh/día					134,2
	Factor de carga: máxima/media					1,63
Mugardos	Producción anual GWh/año					
	Producción máxima GWh/día					
	Fecha del máximo					
	Producción media diaria GWh/día					
	Factor de carga: máxima/media					

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





05

Conexiones
internacionales

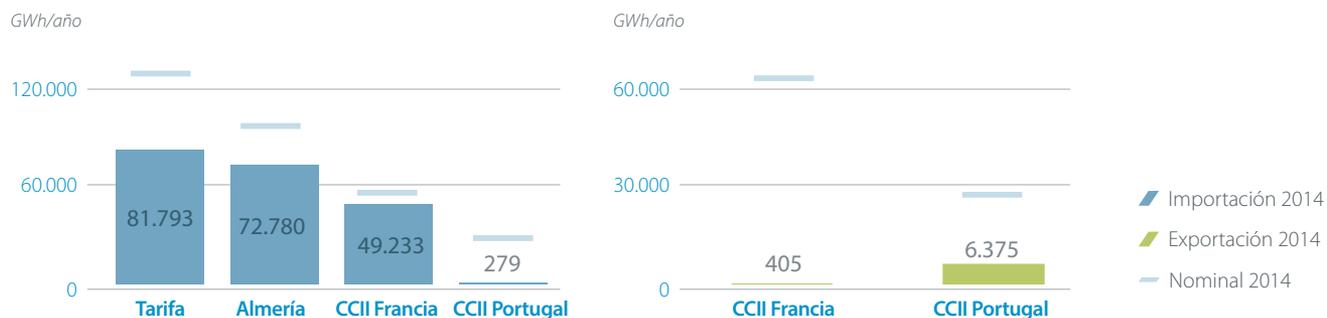
En 2014 el Sistema recibió 204.085 GWh de gas natural a través de las conexiones internacionales, lo que supuso un incremento del 1% respecto a 2013.

Por su parte, las exportaciones alcanzaron los 6.781 GWh, un 36% menos que el año anterior debido al descenso de los flujos dirigidos hacia Francia.

Movimientos comerciales en conexiones internacionales

GWh	Importación			Exportación		
	2013	2014	Δ s/ 2013	2013	2014	Δ s/ 2013
Tarifa	85.176	81.793	- 4%	-	-	-
Almería	70.162	72.780	4%	-	-	-
CCII Francia	44.213	49.233	11%	4.967	405	- 92%
CCII Portugal	1.937	279	- 86%	5.640	6.375	13%
TOTAL	201.489	204.085	1%	10.607	6.781	- 36%

Movimientos comerciales en conexiones internacionales



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 3 marzo de 2014 se realizó la primera subasta de capacidad anual (con horizonte a 15 años), el 3 de junio la primera de capacidad trimestral (con horizonte a 1 año) y el 15 de septiembre la primera de capacidad mensual.

En total se realizaron 6 subastas en 2014, en las que se han ofertado productos anuales, trimestrales y/o mensuales.

6 subastas de capacidad realizadas a través de PRISMA en 2014

Conexiones internacionales con el **norte de África**

En 2014, las conexiones internacionales con el norte de África mantuvieron flujos diarios similares a los registrados el año anterior.

Movimientos físicos a través de las conexiones internacionales con el norte de África



■ Tarifa 2014
 ■ Tarifa 2013
 — Nominal



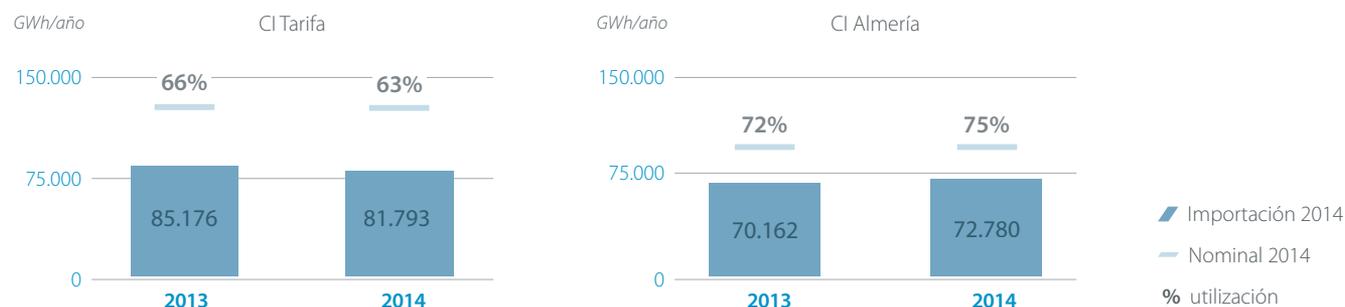
■ Almería 2014
 ■ Almería 2013
 — Nominal

Las importaciones a través de la Conexión Internacional de Almería registraron un ligero aumento con respecto al año anterior (4%) y alcanzaron los 72.780 GWh.

Por el contrario, la Conexión Internacional de Tarifa registró un leve descenso (4%), con una cifra total de 81.793 GWh.

El porcentaje de utilización de estas conexiones fue del 63% para Tarifa y del 75% para Almería.

Movimientos comerciales en las conexiones internacionales con el norte de África



El nivel de contratación en las conexiones con el norte de África aumentó ligeramente respecto a 2013.

La capacidad contratada en Almería fue del 91%, con valores cercanos a su capacidad nominal durante todo el año. Esto supuso un aumento del 10% respecto al nivel de contratación del ejercicio anterior. En Tarifa, la capacidad contratada alcanzó en media anual el 77% de la capacidad nominal, un 2% más respecto a 2013.

Contratación en las conexiones internacionales con el norte de África

GWh	2013			2014			
	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Δ s/ % cap. contratada
Tarifa	129.513	97.024	75%	129.513	99.115	77%	2%
Almería	97.166	80.332	83%	97.166	88.538	91%	10%
TOTAL	226.679	177.357	78%	226.679	187.654	83%	6%

Conexiones internacionales con Francia

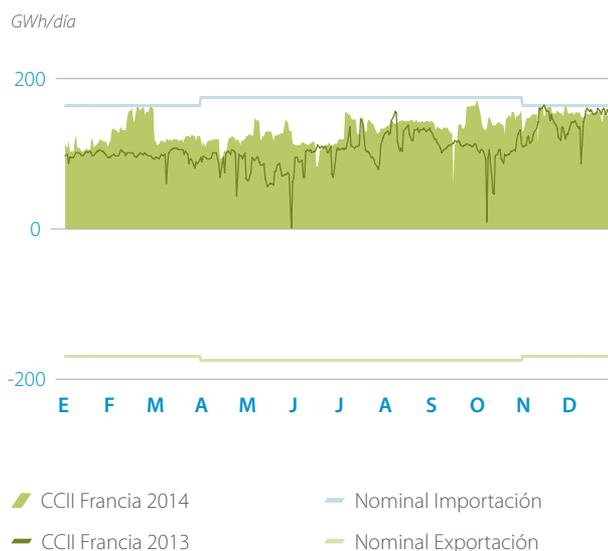
En 2014, las importaciones de gas natural a través de las conexiones internacionales con Francia alcanzaron los 49.233 GWh, lo que supuso una utilización del 79% de la capacidad nominal.

Los flujos importadores a través de las conexiones internacionales con Francia sufrieron un ligero incremento respecto al año anterior (11%) y se situaron en valores próximos a las capacidades nominales a lo largo de todo el ejercicio.

Por su parte, las exportaciones experimentaron un destacado descenso por estas conexiones, que pasaron de 4.967 GWh en 2013 a 405 GWh en 2014.

Movimientos físicos a través de las conexiones internacionales con Francia

(Saldo = Importación – Exportación)



Los valores de capacidad contratada de importación con Francia fueron superiores a los obtenidos en el ejercicio anterior y en 2014 alcanzaron los 61.798 GWh. No obstante, debido al aumento de la capacidad nominal que tuvo lugar durante 2014, el porcentaje de capacidad contratada de importación fue un 0,7% menor que en 2013.

Por su parte, la capacidad de exportación contratada descendió un 20% y se situó en los 34.328 GWh, lo que representó una contratación media del 55% sobre la capacidad nominal.

Contratación en las conexiones internacionales con Francia

GWh	2013			2014			
	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Δ s/ % cap. contratada
Importación CCII Francia	56.515	56.382	100%	62.365	61.798	99%	- 0,7%
Exportación CCII Francia	57.056	38.732	68%	62.906	34.328	55%	- 20%

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.

Movimientos comerciales en las conexiones internacionales con Francia

GWh/año





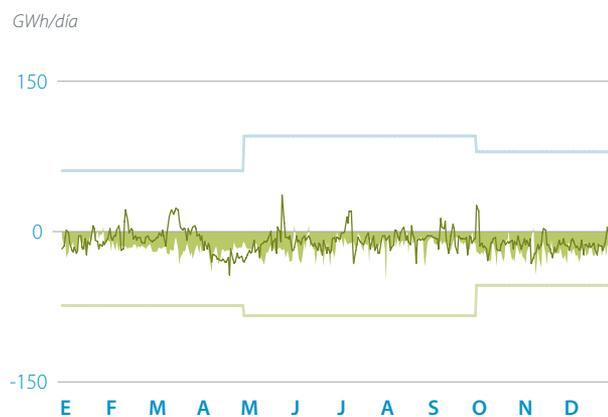
Conexiones internacionales con **Portugal**

Las importaciones a través de las conexiones internacionales con Portugal alcanzaron en 2014 los 279 GWh, produciéndose un descenso del 85% respecto a 2013 y una utilización de apenas el 1% de la capacidad nominal.

Por su parte, las exportaciones por estas conexiones se situaron en los 6.375 GWh, cifra ligeramente superior a la registrada en 2013. Estos movimientos supusieron una utilización del 24% de la capacidad nominal.

Movimientos físicos a través de las conexiones internacionales con Portugal

(Saldo = Importación – Exportación)



CCII Portugal 2014

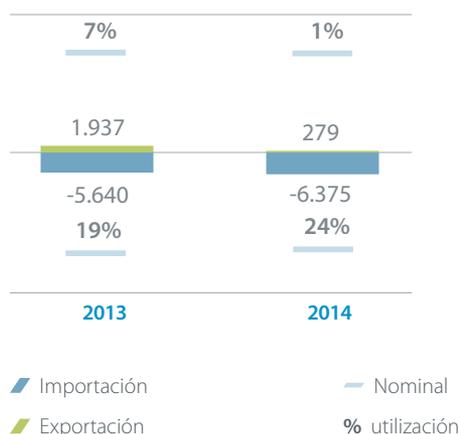
Nominal Importación

CCII Portugal 2013

Nominal Exportación

Movimientos comerciales en las conexiones internacionales con Portugal

GWh/año



La capacidad contratada de importación con Portugal sufrió un importante descenso durante este ejercicio (95%), pasando de 3.073 GWh en 2013 a 157 GWh en 2014, lo que representó apenas el 1% de su capacidad nominal.

En cuanto a la capacidad de exportación contratada, las salidas hacia Portugal alcanzaron los 6.635 GWh, equivalentes al 25% de su capacidad nominal. Así, durante 2014 el porcentaje de capacidad contratada en sentido España-Portugal se redujo un 25% 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 en las conexiones internacionales con Portugal

GWh	2013			2014			
	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Δ s/ % cap. contratada
Importación CCII Portugal	28.340	3.073	11%	29.095	157	1%	- 95%
Exportación CCII Portugal	29.215	9.518	33%	27.065	6.635	25%	- 25%





06

Almacenamientos
subterráneos

Durante el año 2014, la capacidad total de almacenamiento subterráneo (capacidad operativa más gas colchón) se incrementó en 1.300 GWh, gracias a las ampliaciones de capacidad de los almacenamientos Yela y Marismas.

La campaña de inyección de gas en almacenamientos comenzó el 18 de marzo y finalizó el 30 de octubre. Durante este periodo, la inyección acumuló 9.769 GWh, lo que supuso un ascenso de un 6% respecto a la realizada en el ejercicio anterior.

Al finalizar este periodo de inyección, los almacenamientos alcanzaron el llenado completo de su capacidad útil.

Por su parte, la extracción acumulada fue de 4.313 GWh, un 53% menos que en 2013.

La capacidad total de almacenamiento se incrementó en

1.300 GWh

Capacidad en AASS

Diciembre 2014	GWh
Capacidad TOTAL	55.561
Gas colchón	35.184
Gas operativo	20.377
Gas útil	28.579
Capacidad operativa máxima	GWh/día
Capacidad de inyección	130
Capacidad de extracción	175

Seguimiento de existencias en AASS

Existencias AASS

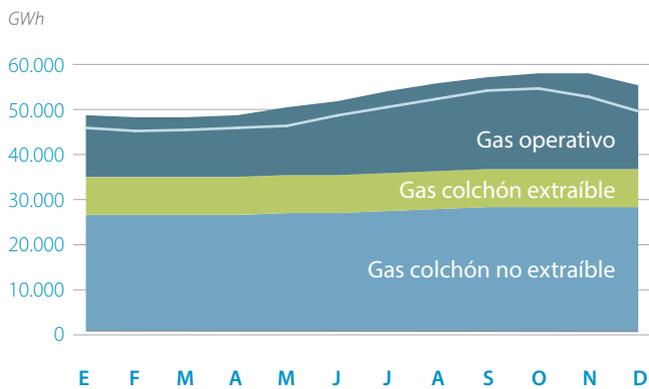
GWh	2013	2014
Finales de diciembre	real	cierre
Existencias totales (A ₁ +A ₂ +A ₃)	47.486	52.942
Gas colchón (A ₁ +A ₂)	33.322	35.184
A ₁ - Gas colchón no extraíble	25.120	26.982
A ₂ - Gas colchón extraíble	8.202	8.202
A ₃ - Gas operativo	14.164	17.758
Gas útil (A ₂ +A ₃)	22.366	25.960
% llenado gas útil	77%	91%

Inyección / Extracción en AASS

GWh	2013	2014	Δ
Inyección total	9.236	9.769	+6%
Inyección gas colchón	1.843	1.862	+1%
Yela	635	1.862	>100%
Castor	1.208	0	-
Extracción	9.203	4.313	-53%

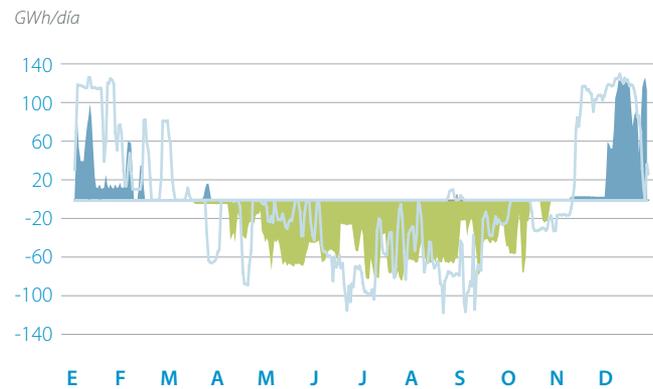
Evolución de existencias y de los ciclos inyección-extracción en 2014

Existencias en AASS



— Año anterior

Movimientos físicos en AASS



— Extracción

— Inyección

— Año anterior

En 2014 se produjo un aumento de la capacidad útil del Almacenamiento Yela, que pasó de 336 GWh a 1.009 GWh, así como del de Marismas, que se amplió desde 735 GWh a 1.615 GWh. Por otra parte, el Almacenamiento Gaviota limitó temporalmente su capacidad en 2.115 GWh debido a la realización de un mantenimiento programado, pasando de 18.340 a 16.225 GWh.

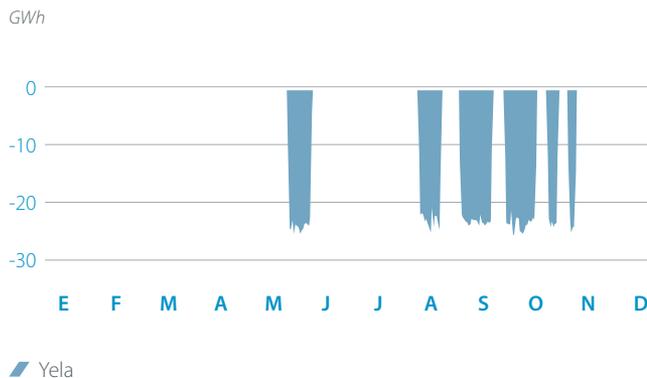
El gas colchón inyectado en Yela ascendió a 1.862 GWh. De esta cantidad, 1.516 fueron adquiridos al precio de la subasta del 4 de junio de 2014 para la adquisición de gas natural destinado al nivel mínimo de llenado de nuevas instalaciones de almacenamiento subterráneo.

Esta subasta, correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de julio y el 31 de octubre de 2014, se rigió según las reglas operativas establecidas en la Resolución de 6 de mayo de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Siete comercializadoras fueron las adjudicatarias de un total de 1.500 GWh, si bien, finalmente, una utilizó la flexibilidad que le otorga el contrato en las entregas de GNL en el brazo de descarga y la cantidad final adquirida fue de 1.516 GWh.

Los 346 GWh restantes hasta alcanzar la cantidad total inyectada provinieron del gas adquirido en la subasta del 14 de mayo de 2013 para la inyección de gas colchón en el Almacenamiento Castor y que aún estaban pendientes de inyectar porque esta infraestructura entró en hibernación en septiembre de 2013.

Inyección física de gas colchón en Yela



Contratación en almacenamientos subterráneos

La capacidad final contratada en los almacenamientos subterráneos durante 2014 ascendió a 28.579 GWh, una cifra equivalente a 30 días de la demanda diaria invernal media gasista de ese año.

Los almacenamientos subterráneos cumplen, además, 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, el Gobierno es el responsable de mantener, en todo momento, las existencias mínimas de seguridad en cantidad, forma y localización geográfica. Por su parte, CORES, (Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos) es el organismo responsable de la constitución, mantenimiento y gestión de las reservas estratégicas y el control 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 2014 con 18.066 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 2014, 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 18.066 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 2.701 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. Después de haber completado las asignaciones anteriores, la capacidad disponible no fue suficiente para cumplir con este requerimiento y se procedió a prorratear la capacidad disponible entre los usuarios, en función de las ventas y consumos firmes del año anterior. Esta cantidad supuso 5.514 GWh durante la campaña 2014-2015.

En esta asignación inicial de capacidad por el GTS se adjudicó la totalidad de la capacidad disponible 26.281 GWh y quedó un exceso de demanda sin satisfacer de 200,5 GWh. Debido a la ausencia de capacidad remanente, no hubo necesidad de realizar una subasta de capacidad excedentaria como había ocurrido en años anteriores.

2. *Contratación de la capacidad adicional obtenida como resultado de la ampliación de gas colchón en Yela.*

En junio se obtuvo una capacidad adicional disponible de 673 GWh de la que se contrató el 100%, existiendo, además, un exceso de demanda de 976 GWh.

3. *Contratación de la capacidad adicional obtenida como resultado de ajustes de las labores de mantenimiento previstas en el Almacenamiento Subterráneo Gaviota.*

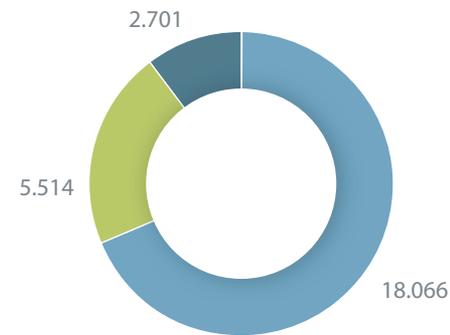
El 1 de julio de 2014 se amplió la capacidad operativa del Almacenamiento Gaviota en 1.160 GWh, que fue contratada en su totalidad. Posteriormente, el 3 de septiembre se volvió a ampliar la capacidad operativa en 465 GWh y de esta cantidad se contrató también el 100%.

Gestión total del almacenamiento subterráneo en 2014

		ene	feb	mar	abr
CAPACIDAD de AASS	GWh	54.261	54.261	54.261	51.747
CAPACIDAD del COLCHÓN	GWh	33.322	33.322	33.322	33.668
EXISTENCIAS INICIALES	GWh	47.486	46.442	46.055	46.048
- Gas colchón		33.322	33.322	33.322	33.322
- Gas operativo		14.164	13.120	12.732	12.726
- Gas útil		22.366	21.322	20.934	20.927
INYECCIÓN (neta)	GWh/mes	0	0	55	622
Inyección media diaria	GWh/día	0	0	2	21
EXTRACCIÓN (bruta)	GWh/mes	1.044	388	61	0
Extracción media diaria	GWh/día	34	14	2	0
EXISTENCIAS FINALES	GWh	46.442	46.055	46.048	46.669
- Gas colchón		33.322	33.322	33.322	33.322
- Gas operativo		13.120	12.732	12.726	13.347
- Gas útil		21.322	20.934	20.927	21.549
Existencias estratégicas (20 días de ventas firmes)		19.174	19.174	19.174	18.066

Asignación inicial en AASS 2013-2014

	Días	GWh
Existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico	20 (firme)	18.066
Asignación directa Comercializadoras /Consumidores directos	10 (total)	5.514
Grupo 3.1 + 3.2	30 (total)	2.701
Capacidad a subastar		-
TOTAL Capacidad		26.281



	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	AÑO
	51.747	53.936	55.096	55.096	55.561	55.561	55.561	55.561	
	33.668	35.184	35.184	35.184	35.184	35.184	35.184	35.184	
	46.669	48.432	49.791	51.834	53.726	54.890	55.761	55.681	
	33.322	33.668	33.668	33.989	34.428	34.886	35.184	35.184	
	13.347	14.764	16.123	17.845	19.298	20.004	20.577	20.497	
	21.549	22.966	24.325	26.046	27.500	28.206	28.779	28.699	
	1.762	1.359	2.043	1.893	1.164	871	0	0	9.769
	57	45	66	61	39	28	0	0	
	0	0	0	0	0	0	80	2.739	4.313
	0	0	0	0	0	0	3	88	
	48.432	49.791	51.834	53.726	54.890	55.761	55.681	52.942	
	33.668	33.668	33.989	34.428	34.886	35.184	35.184	35.184	
	14.764	16.123	17.845	19.298	20.004	20.577	20.497	17.758	
	22.966	24.325	26.046	27.500	28.206	28.779	28.699	25.960	
	18.066	18.066	18.066	18.066	18.066	18.066	18.066	18.066	





07

Transporte de gas

A lo largo de 2014 diversas infraestructuras se incorporaron al Sistema Gasista español contribuyendo a garantizar la seguridad de suministro.

Durante el ejercicio 2014 no se ejecutó ningún corte a clientes de peaje interrumpible y tampoco se registraron incidencias en entradas o transporte en alta presión con repercusión en las entregas a distribución ni a consumidores directos en mercado.

Nuevas infraestructuras puestas en operación

Las siguientes infraestructuras obtuvieron el Acta de Puesta en Marcha en el año 2014:

Infraestructuras principales

- Gasoducto Musel-Llanera. Infraestructura de transporte primario incluida en la revisión 2005-2011 de la Planificación 2002-2011 y en el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Es un gasoducto con una presión máxima de servicio de 80 bar, una longitud de 18 km y un diámetro de 30". El titular de esta infraestructura es Enagás Transporte, S.A.U.
- Desdoblamiento de la interconexión Llanera-Otero. Forma parte de la red básica de gasoductos de transporte primario, incluida en el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Es un gasoducto de transporte primario, con una presión máxima de servicio de 80 bar, una longitud de 0,952 km y un diámetro de 26". El titular de esta infraestructura es Enagás Transporte, S.A.U.

La incorporación de estos dos gasoductos tiene como principal objetivo solventar la saturación que existe desde 2008 en las redes de distribución en los municipios de Gijón, Oviedo y Avilés, no limitando el desarrollo industrial de la zona. Además, permite integrar la Planta de Regasificación de El Musel en el Sistema Gasista.

- Tercer tanque de la Planta de Regasificación de Bilbao. Infraestructura incluida en la revisión 2005-2011 de la Planificación 2002-2011 y en el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016.

Este tanque incrementa la capacidad de almacenamiento de GNL de la planta en 150.000 m³, hasta los 450.000 m³. Con esta incorporación, el Sistema cuenta actualmente con 3.316.500 m³ de GNL. El titular de esta infraestructura es Bahía de Bizkaia Gas, S.L.

El tanque se incorporó al Sistema junto con todas sus instalaciones auxiliares asociadas (tuberías de llenado y vaciado, bombas primarias de trasiego, ampliación de las instalaciones eléctricas, protección contra incendios, generador de emergencia diésel, etc.).

Adicionalmente, se incorporaron dos bombas secundarias y un nuevo compresor de *boil-off*.

En el mes de noviembre se reanudó la operación en el cargadero de cisternas de esta planta.

Infraestructuras de transporte primario

- Gasoducto Baza-Guadix (Fase II del Gasoducto Huércal-Overa-Baza-Guadix). Forma parte de la red básica de gasoductos de transporte primario y se incluye en las infraestructuras para la atención de los mercados de su zona geográfica de influencia en el documento de Planificación 2008-2016. Este gasoducto, que da suministro de gas natural al municipio de Guadix, cuenta con una presión máxima de servicio de 80 bar, una longitud de 52 km y un diámetro de 16". El titular de esta infraestructura es Redexis Gas Transporte, S.L.
- Ramal a Mariña-Lucense. Forma parte de la red básica de gasoductos de transporte primario y se incluye en las infraestructuras para la atención de los mercados de su zona geográfica de influencia en la revisión 2005-2011 de la Planificación 2002-2011. Es un gasoducto con una presión máxima de servicio de 80 bar, una longitud de 52 km en su primer tramo y un diámetro de 16". Permite suministrar gas natural a los municipios de Ribadeo, Barreiros, Foz, Burela, Cervo, Xove y Viveiro. El titular de esta infraestructura es Gas Natural Transporte SDG, S.L.

Infraestructuras de transporte secundario

Las infraestructuras secundarias para la atención de los mercados de su zona geográfica de influencia incluidas en el documento de Planificación 2008-2016 son:

- Gasoducto insular Son Reus-Andratx, con una presión máxima de servicio de 59 bar, una longitud de 41 km y un diámetro de 10". Da suministro a los municipios de Palma, Calviá y Andratx. El titular de esta instalación es Redexis Gas Transporte, S.L.
- Gasoducto Elche-Monóvar-La Algueña, con una presión máxima de servicio de 49,5 bar, una longitud de 60 km y un diámetro de 10". Satisface la demanda de los términos municipales de Elche, Monforte del Cid, Novelda, Monóvar, Pinoso y La Algueña. El titular de esta infraestructura es Redexis Gas Transporte, S.L.

A finales del año 2014, el Sistema Gasista contaba con un total de 11.250 km de gasoductos en transporte primario.

Nuevas infraestructuras en 2014

Infraestructuras principales	Acta Puesta en Marcha	Longitud (km)	Presión (bar)	Diámetro (")
/// Desdoblamiento interconexión Otero-Llanera	22 mayo	1	80	26
/// Gasoducto Musel-Llanera	25 noviembre	18	80	30
Infraestructuras principales	Acta Puesta en Marcha	Capacidad tanque (m³)		
/// Tercer tanque de la Planta de Bilbao	17 noviembre	150.000		
Infraestructuras de transporte primario	Acta Puesta en Marcha	Longitud (km)	Presión (bar)	Diámetro (")
/// Gasoducto Baza-Guadix	16 junio	52	80	16
/// Gasoducto Mariña-Lucense (Tramo I)	17 diciembre	52	80	16
Infraestructuras de transporte secundario	Acta Puesta en Marcha	Longitud (km)	Presión (bar)	Diámetro (")
/// Gasoducto insular Son Reus-Andratx	28 noviembre	41	59	10
/// Gasoducto Elche-Monóvar-La Algueña	28 noviembre	60	49,5	10

En el siguiente mapa se muestra la incorporación de infraestructuras según orden cronológico de obtención de Acta de Puesta en Marcha:

Mapa de infraestructuras de transporte



Estaciones de compresión y flujos de transporte

La red de gasoductos cuenta con 18 estaciones de compresión que permiten vehicular el gas desde los distintos puntos de entrada del Sistema a sus destinos finales.

Durante 2014, el volumen de gas vehiculado por las estaciones de compresión ascendió a 162.670 GWh, un 8,6% menos que en 2013. Sus autoconsumos asociados alcanzaron los 730 GWh, un 7,4% menos que el año anterior.

En un escenario de menor demanda global, disminuyeron las entradas por las plantas de regasificación y se incrementaron las de las conexiones internacionales. Los autoconsumos se centraron principalmente en posibilitar estas últimas (estaciones de compresión de Villar de Arnedo, Lumbier, Montesa y Almendralejo) y en apoyos puntuales a zonas con disminución de sus entradas desde plantas (estaciones de Coreses, Zaragoza y Tivissa). El mayor ahorro se ha producido en las estaciones de Paterna, Alcázar y Córdoba.

Estaciones de compresión



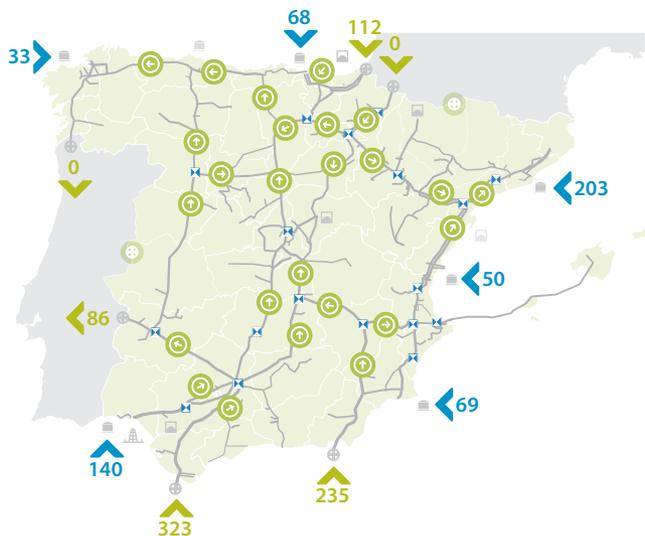
En 2014 el Gestor Técnico del Sistema continuó garantizando la continuidad, calidad y seguridad del suministro, bajo los principios de objetividad, transparencia y no discriminación; buscando el correcto funcionamiento del Sistema con criterios de eficacia, eficiencia y mejor servicio al cliente.

En 2014, Enagás GTS renovó la certificación SSAE-16¹ obtenida en 2011, para los procesos de Gestión de la Capacidad y Análisis de Viabilidades de Sistema y Seguridad de Suministro en el Sistema, que confirma la calidad e integridad de los procesos y procedimientos internos de control.

Flujos de transporte en días de máxima demanda

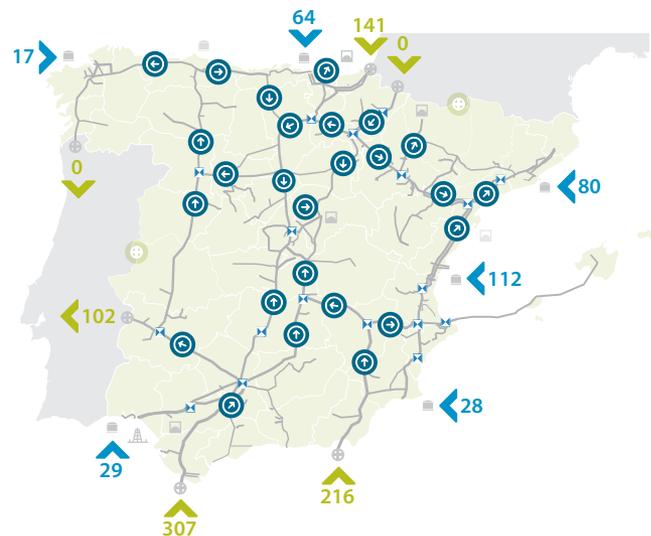
29 de enero de 2014 (invierno)

GWh/día



3 de septiembre de 2014 (verano)

GWh/día



¹ Statement on Standards for Attestation Engagements (SSAE) N° 16 es un estándar de certificación presentado por el Consejo de Normas de Auditoría (ASB) del Instituto Americano de Contadores Públicos Certificados (AICPA).

Para analizar el transporte de gas natural en el Sistema durante 2014 se han seleccionado los siguientes días:

- El 29 de enero de 2014, fecha en la que se alcanzó la máxima demanda de gas transportada del año. Pudo observarse la importante entrada desde los medios de producción del sur y el volumen de gas transportado hacia el centro de la Península. Durante el periodo invernal es el área más vulnerable desde el punto de vista de la cobertura, dado que es un núcleo de gran concentración del mercado doméstico y, a la vez, una de las regiones más alejadas de las entradas al Sistema.

La red de transporte que suministra a esta zona se ha ido fortaleciendo en los últimos años con infraestructuras que mejoran tanto el suministro (Almacenamiento Subterráneo Yela), como el transporte (Gasoducto Zarza de Tajo-Villar de Arnedo).

- El 3 de septiembre de 2014, fecha en la que se alcanzó el máximo registro estival del año de gas transportado. Las entradas por las conexiones norteafricanas y con Francia se mantuvieron en niveles elevados, por lo que las producciones en las plantas de regasificación se situaron en niveles reducidos.

Los flujos de transporte del Sistema Gasista son el resultado de la gestión integrada de todos los sujetos que operan en el sector. Las comercializadoras contratan capacidad de entrada al Sistema atendiendo a sus necesidades y preferencias individuales, estableciendo con ello los flujos principales de transporte. El Gestor Técnico del Sistema coordina el uso de las diferentes instalaciones y busca configuraciones que, respetando las programaciones de las comercializadoras, optimicen la operación del Sistema.

Utilización del sistema de transporte y margen de seguridad

La Unión Europea es la región del mundo con mayor grado de dependencia energética, debido a su elevado consumo y al déficit de recursos propios. Esto supone una elevada dependencia de las importaciones, que puede conllevar riesgos de inseguridad en el abastecimiento y de vulnerabilidad energética.

La Directiva 2004/67/CE del Consejo estableció por primera vez un marco legal a nivel europeo para salvaguardar la seguridad del suministro de gas. Además, a raíz de los problemas derivados de la crisis ruso-ucraniana, en enero de 2009, surgió el Reglamento 994/2010.

El objetivo de este reglamento es tomar las medidas necesarias, económicamente eficientes, para garantizar la seguridad del suministro de gas, una respuesta coordinada en caso de producirse interrupciones del servicio y asegurar el abastecimiento correcto y continuo del mercado interior del gas.

El reglamento establece un marco común donde la seguridad del suministro es una responsabilidad compartida de las empresas de gas natural, los países de la Unión Europea y la Comisión Europea. Asimismo, proporciona mecanismos transparentes, en un espíritu de solidaridad, para una respuesta coordinada a una situación de emergencia en el ámbito nacional, regional y de la UE.

En el artículo 6 de este reglamento, relativo a la infraestructura, se establece que, a más tardar el 3 de diciembre de 2014, en el caso de una interrupción de la mayor infraestructura unitaria de gas, la capacidad de la infraestructura restante esté determinada con arreglo a la Fórmula N-1:

$$N - 1(\%) = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{\max}} \times 100; N - 1 \geq 100\%$$

Donde:

D_{\max} : Demanda total de gas diaria (mcm/d) de un día de demanda de gas excepcionalmente alta con probabilidad de producirse una vez cada 20 años.

EP_m : Suma de la capacidad técnica de todos los puntos de entrada fronterizos (mcm/d).

P_m : Suma de la capacidad técnica máxima de producción diaria a partir de todas las instalaciones de producción de gas que puede ser trasladada a los puntos de entrada en el área calculada (mcm/d).

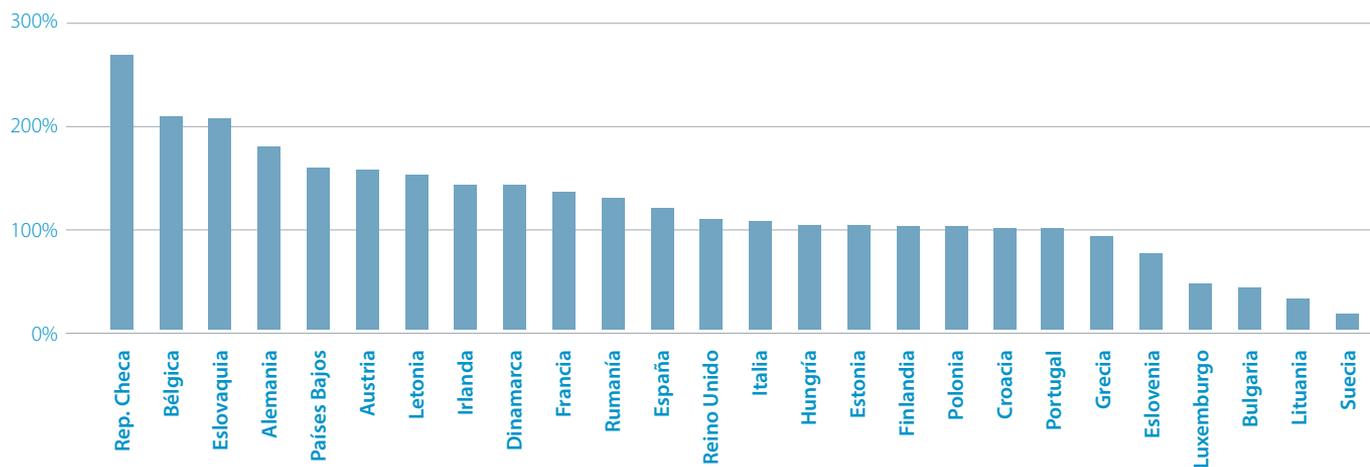
S_m : Suma de la capacidad técnica máxima de extracción diaria de todas las instalaciones de almacenamiento (mcm/d).

LNG_m : Suma de las capacidades técnicas máximas de emisión ofrecidas por todas las instalaciones de GNL (mcm/d).

I_m : Capacidad técnica máxima de la mayor infraestructura unitaria de gas (mcm/d).

En el Sistema Gasista español el margen de seguridad calculado con la Fórmula N – 1 con la mayor entrada parada (N – 1) –Planta de Barcelona– para el invierno 2014-2015 es del 16%, en línea con los valores de los principales países europeos. De este modo, se cumple el Principio N – 1 por el que se debe garantizar la adopción de medidas necesarias para que, en caso de interrupción de la mayor infraestructura unitaria de gas, quede asegurado el suministro de la demanda total de gas durante un periodo de un día de demanda de gas excepcionalmente elevada. La probabilidad estadística de producirse es de una vez cada 20 años.

Cumplimiento de la Fórmula N – 1 de los Estados miembros



Fuente: Report on the implementation of Regulation (EU) 994/2010 and its contribution to solidarity and preparedness for gas disruptions in the EU. 16 de octubre de 2014

Calidad media de los gases de emisión en 2014

Regasificación (GWh)	Barcelona Red 35	Barcelona Red 72	Barcelona Red 72N	Barcelona Red 35L	Huelva 72	Cartagena H00	Reganosa Reganosa	Sagunto 15.11 ENA
Producción (GWh)	16.280	3.260	10.037	134	17.679	9.670	10.190	15.682
Fraciones molares (%)	Barcelona B35X	Barcelona B72	Barcelona B72N	Barcelona B35L	Huelva 16/72	Cartagena H00	Reganosa Reganosa	Sagunto 15.11 ENA
Nitrógeno (N ₂)	0,336	0,433	0,434	3,559	0,546	0,536	0,287	0,831
Dióxido de carbono (CO ₂)	0,000	0,000	0,008	0,000	0,159	0,283	0,000	0,347
Calidad del gas								
P.C.S. [MJ/m ³ (n)]	42,541	42,430	42,433	38,873	42,959	43,060	42,574	42,775
P.C.S. [kWh/m ³ (n)]	11,817	11,786	11,787	10,798	11,933	11,961	11,826	11,882
Densidad relativa	0,6008	0,5999	0,6005	0,5762	0,6124	0,6158	0,601	0,6154

Uno de los pilares de la propuesta de planificación del Sistema Gasista, que presenta Enagás GTS, consiste en la cobertura de la demanda en caso de vulnerabilidad N – 1. Esto implica que el Sistema esté dotado de las infraestructuras suficientes para poder hacer frente al 100% de la demanda convencional en condiciones de alta utilización de ciclos combinados para producción eléctrica y al fallo total de la emisión de uno de los puntos de entrada a la red de transporte en simultáneo.

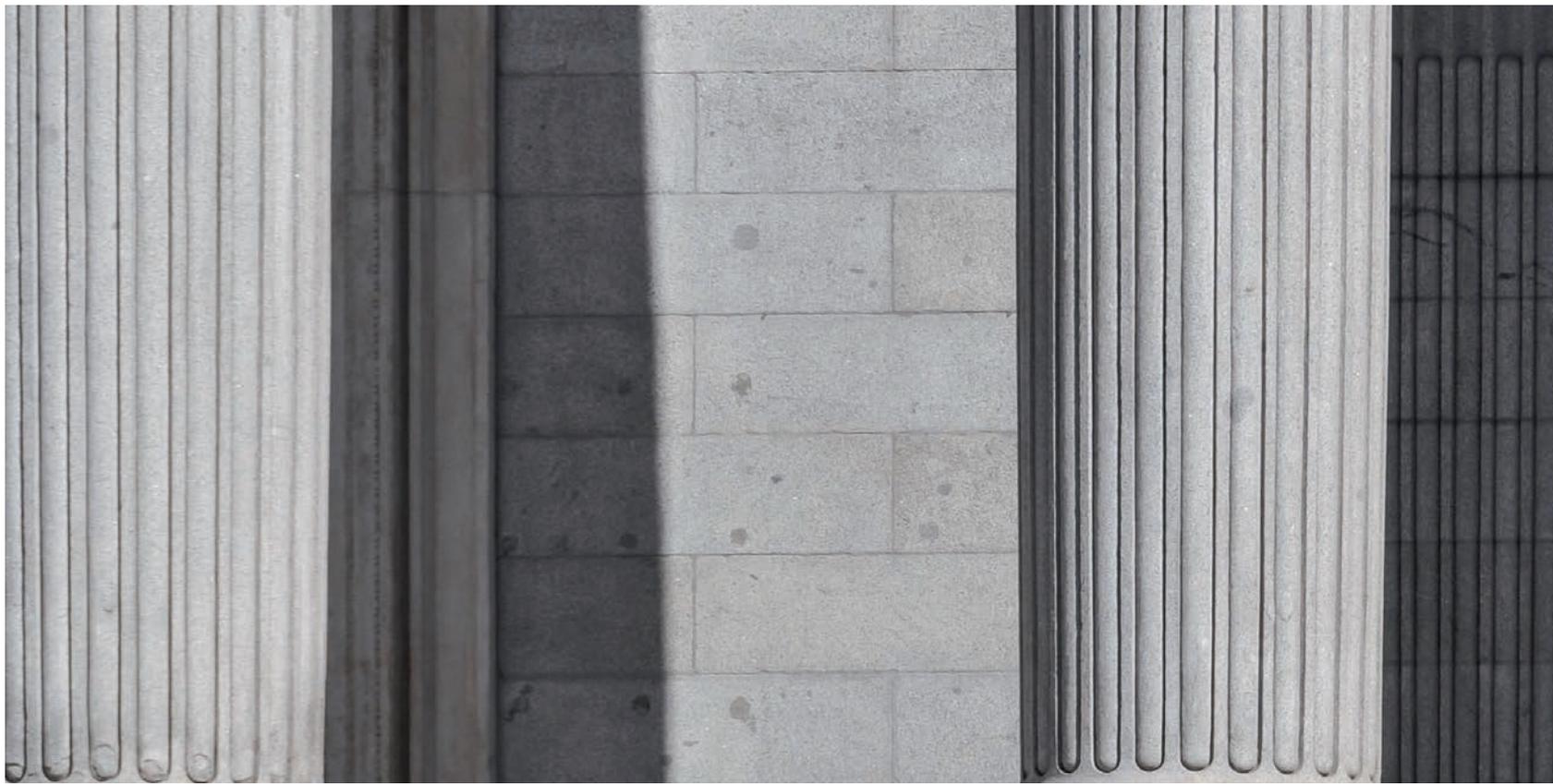
Además, desde la entrada en vigor del Reglamento 994/2010, de obligado cumplimiento en todos los países de la Unión Europea, el Principio N – 1 se está contemplando en todas las propuestas asociadas al proceso de Planificación del Sistema Gasista.

Notas de Operación

A lo largo de 2014 se publicaron seis Notas de Operación:

- Tres correspondieron a declaraciones de SOE-0 por desvío de buque metanero.
- Una correspondió a un incidente por alta presión de entrega a red de distribución.
- Dos correspondieron a rotura de tubería

BBG	Yacimiento Palancares F06	Yacimiento Poseidón (pos. F03A.1)	Valdemingómez B21.1	Conexión Francia G00	Gasoducto Magreb K01	Medgaz M00	Total producción (GWh)
17.007	246	183	67	48.828	81.793	72.780	302.054
BBG	Yacimiento Palancares pos F06	Yacimiento Poseidón (pos. F03A.1)	Valdemingómez B21.1	Conexión Francia pos G02	Gasoducto Magreb pos. K01	Medgaz M00	Fracciones molares
0,207	0,584	0,681	0,689	1,106	1,017	1,034	0,854
0,003	0,221	0,051	1,462	0,933	1,413	1,663	0,961
							Calidad media ponderada del sistema español
42,167	41,998	39,672	39,222	41,594	41,933	42,185	42,158
11,713	11,666	11,020	10,895	11,554	11,648	11,718	11,711
0,5934	0,5982	0,5587	0,5743	0,6087	0,6209	0,6292	0,6157





08

Desarrollo legislativo

El Gestor Técnico del Sistema continuó en 2014 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 colaborando con los organismos reguladores e impulsando la implantación de las novedades legislativas publicadas a lo largo del año.

Legislación Nacional

Las principales novedades legislativas en el año 2014 en el ámbito nacional fueron:

Legislación **básica**

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

Estableció el mes en el que se celebraría la primera subasta de capacidad de cada tipo de producto:

- Marzo de 2014: productos anuales
- Junio de 2014: productos trimestrales
- Septiembre de 2014: productos mensuales
- 31 de octubre de 2015: productos diarios e intradiarios

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, en concreto:

Capítulo II: "Sostenibilidad económica del sistema de gas natural"

- BOE de 10 de julio de 2014, corrección de errores del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.
- Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, por el que se adoptan medidas urgentes en relación con el sistema gasista y la titularidad de centrales nucleares.

- Hibernación del Almacenamiento Castor
- Extinción de la concesión
- Asignación de la administración de las instalaciones

- Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

En materia de energía se adoptan medidas dirigidas a garantizar la sostenibilidad y accesibilidad en los mercados de hidrocarburos, así como a establecer un sistema de eficiencia energética en línea con las directrices europeas.

- Resolución de 16 de octubre de 2014, de la Presidencia del Congreso de los Diputados, por la que se ordena la publicación del Acuerdo de convalidación del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, por el que se adoptan medidas urgentes en relación con el sistema gasista y la titularidad de centrales nucleares.
- Real Decreto 1074/2014, de 19 de diciembre, por el que se modifican el Reglamento de los Impuestos Especiales, aprobado por el Real Decreto 1165/1995, de 7 de julio, el Reglamento del Impuesto sobre los Gases Fluorados de Efecto Invernadero, aprobado por el Real Decreto 1042/2013, de 27 de diciembre, y el Reglamento del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas, aprobado por el Real Decreto 439/2007, de 30 de marzo.

Resoluciones generales

- Resolución de 8 de enero de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se convoca el procedimiento de asignación coordinada de capacidad de interconexión de gas natural a corto plazo entre España y Francia para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2014 y el 30 de septiembre de 2014.
- Resolución de 10 de enero de 2014, de la Secretaría General de Coordinación Autonómica y Local, por la que se publica el Acuerdo de la Junta de Cooperación Administración General del Estado-Comunidad Foral de Navarra en relación con la Ley Foral 30/2013, de 15 de octubre, por la que se prohíbe en el territorio de la Comunidad Foral de Navarra el uso de la fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional.
- Orden IET/340/2014, de 26 de febrero, por la que se dispone el cese y nombramiento de vocal de la Junta Directiva de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.
- Resolución de 4 de febrero de 2014, de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, sobre la solicitud de certificación de Regasificadora del Noroeste, SA como gestor de la red de transporte de gas.
- Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Resolución de 31 de julio de 2014, 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.
- Orden IET/1545/2014, de 28 de agosto, por la que se establece la disponibilidad y los servicios mínimos de las instalaciones de la empresa Madrileña Red de Gas, SAU, titular de áreas de distribución de gas natural en la Comunidad de Madrid, ante la huelga convocada para el día 29 de agosto de 2014 entre las 0 y las 24 horas.
- Resolución de 8 de septiembre de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se determina el procedimiento de envío de información de los sujetos obligados del sistema de obligaciones de eficiencia energética, en lo relativo a sus ventas de energía, de acuerdo con el Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.
- Orden IET/1790/2014, de 1 de octubre, por la que se modifican las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2014.

- Real Decreto 898/2014, de 17 de octubre, por el que se dispone el cese de don Jaime Suárez Pérez-Lucas, como Director General de Política Energética y Minas.
- Real Decreto 899/2014, de 17 de octubre, por el que se nombra Directora General de Política Energética y Minas a doña María Teresa Baquedano Martín.
- Orden IET/1942/2014, de 14 de octubre, por la que se autoriza y designa a Enagás Transporte, SAU como gestor de red de transporte de gas natural.
- Resolución de 8 de octubre de 2014 de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la de 1 de septiembre de 2008 por la que se determina el reparto de mermas retenidas en las instalaciones de transporte para el periodo comprendido entre el 1 de noviembre de 2005 y el 31 de diciembre de 2007.
- Resolución de 9 de octubre de 2014, 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 9 de octubre de 2014, 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.
- Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el segundo periodo de 2014.
- Orden IET/2470/2014, de 29 de diciembre, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2015.

Desarrollo NGTS y Protocolos de Detalle

- Disposición Final Primera de la Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre.

Se modifica el apartado "Día de gas" por "periodo de tiempo que comienza a las 5 horas UTC y termina a las 5 horas UTC del día siguiente en invierno, y entre las 4 horas UTC de un día y las 4 horas UTC del día siguiente en verano".

Entrada en vigor: 1 noviembre 2015.

- Disposición Final Segunda de la Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre.

Se modifican los apartados:

9.6.1 Tipos de desbalances individuales

9.6.2 Desbalance por exceso de gas en el AOC

9.6.4 Desbalance por defecto de existencias en una planta de regasificación o en el AOC

9.6.5 Gas para desbalances por defecto de existencias

9.6.6 Precio de referencia para desbalances por exceso y defecto de existencias en AOC y defecto de existencias en una planta de regasificación

Se suprime el apartado 9.6.7.

Entrada en vigor: 1 marzo 2015.

Almacenamientos subterráneos

- Resolución de 30 de enero de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la capacidad asignada y disponible en los almacenamientos subterráneos de gas natural básicos para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2014 y el 31 de marzo de 2015.
- Resolución de 6 de mayo de 2014, 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 2014 de gas natural destinado al nivel mínimo de llenado del almacenamiento subterráneo "Yela".
- Resolución de 1 de julio de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el procedimiento de asignación de capacidad de almacenamiento subterráneo adicional en el almacenamiento subterráneo "Gaviota".
- Resolución de 3 de septiembre de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el procedimiento de asignación de capacidad de almacenamiento subterráneo adicional en el almacenamiento subterráneo "Gaviota".

Mercados – Subastas de gas y capacidad

- Resolución de 20 de febrero de 2014, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba el contrato marco para el acceso al sistema de transporte y distribución de Enagás Transporte, SAU, mediante conexiones internacionales por gasoducto con Europa con participación en los procedimientos de asignación de capacidad mediante subasta.
- Resolución de 6 de mayo de 2014, 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 2014 de gas natural destinado al nivel mínimo de llenado del almacenamiento subterráneo “Yela”.
- Resolución de 9 de mayo de 2014, 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 para el periodo comprendido entre el 1 de julio y el 31 de diciembre de 2014.
- Resolución de 23 de mayo de 2014, 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 correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de julio y el 31 de diciembre de 2014.
- Resolución de 26 de mayo de 2014, 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 para la fijación de la tarifa de último recurso para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2014 y el 30 de junio de 2015.
- Resolución de 26 de septiembre de 2014, 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 2015.
- Resolución de 20 de octubre de 2014, 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 para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2015.
- Resolución de 22 de octubre de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban determinados parámetros 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 2015.

- Resolución de 13 de noviembre de 2014, 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 para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2015.

Tarifas y peajes

- Resolución de 28 de enero de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se corrigen errores en la de 26 de diciembre de 2013, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.
- BOE nº 39 de 14 de febrero. Corrección de errores de la Orden IET/2446/2013, de 27 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.
- Orden IET/2445/2014, de 19 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.

Resumen de novedades y/o modificaciones

- “Disposición Adicional Primera”. Obligación de mantenimiento de existencias estratégicas de seguridad.
- “Disposición Adicional Séptima”. Costes provisionales por la administración del almacenamiento “Castor”.
- “Disposición Transitoria Primera”. Actualización de parámetros para el cálculo de la tarifa de último recurso.
- “Disposición Transitoria Segunda”. Término de conducción aplicable a las redes de distribución alimentadas por planta satélite.
- “Disposición Transitoria Tercera”. Peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima.
- “Anexo I”. Se mantienen en aplicación los peajes y cánones en vigor a 31 de diciembre de 2014, recogidos en la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, con la excepción del término de conducción del peaje de transporte y distribución, que se ve modificado por la aplicación de lo dispuesto en la disposición adicional cuarta.

- Resolución de 26 de diciembre de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.
- Sentencia de 18 de noviembre de 2014, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, por la que se anula el artículo 14 de la Orden IET/2812/2012, de 27 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.

Instalaciones

- Orden IET/74/2014, de 17 de enero, por la que publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de diciembre de 2013, por el que se restablece la tramitación individualizada y con carácter excepcional de los gasoductos de transporte primario de la red troncal denominados El Musel-Llanera y «Desdoblamiento Interconexión Llanera-Otero».
- Resolución de 28 de enero de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Redexis Gas Transporte, SL, autorización administrativa, aprobación de proyecto y reconocimiento de utilidad pública para la construcción de las instalaciones relativas a la adenda al proyecto del gasoducto «Huércal-Overa-Baza-Guadix».
- Resolución de 5 de febrero de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Enagás Transporte, SAU, autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública para la construcción del gasoducto denominado «El Musel-Llanera».
- Resolución de 5 de febrero de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Enagás Transporte, SAU, autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública para la construcción del gasoducto denominado «desdoblamiento interconexión Llanera - Otero».
- Resolución de 29 de noviembre de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Enagás Transporte del Norte, SL autorización administrativa y aprobación de proyecto de ejecución para la construcción de las instalaciones relativas a la adenda 2 al proyecto del gasoducto «Planta de Bilbao-Treto».
- Resolución de 12 de febrero de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Enagás Transporte, SAU autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución «modificación de la posición 33.a (Navarrete) con unidad de medida mus para conexión con Unión Fenosa Gas Exploración y Producción SAU (Proyecto Viura).

- Resolución de 4 de marzo de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se autoriza a Enagás, SA la construcción de las instalaciones correspondientes a las adendas 3 y 4 al gasoducto denominado «Villalba-Tuy», en la provincia de Pontevedra.
- Resolución de 22 de abril de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Gas Natural Transporte SDG, SL, autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública para la construcción de las instalaciones relativas a la adenda n.º 1 al gasoducto «ramal a La Mariña Lucense».
- Resolución de 6 de mayo de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se declara la utilidad pública del proyecto denominado «Gasoducto de Alimentación a la CTCC de Arcos de la Frontera».
- Resolución de 14 de mayo de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Enagás Transporte, SAU autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública del proyecto denominado «Gasoducto de Alimentación a la CTCC de Arcos de la Frontera. Ampliación de la posición k-11.10 con ERM G-650 para punto de entrega en Arcos de la Frontera/Torrejón», en el término municipal de Arcos de la Frontera.
- Resolución de 1 de julio de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Redexis Gas Transporte, SL, autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública del Gasoducto Son Reus-Inca-Alcudia.
- BOE de 20 de octubre de 2014, anuncio del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en La Rioja por el que se somete a información pública la solicitud de concesión de explotación de hidrocarburos «Viura», en la provincia de La Rioja, así como de declaración de impacto ambiental.
- Resolución de 28 de noviembre de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Enagás Transporte del Norte, SL autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución de las instalaciones correspondientes al proyecto denominado «ERM G-4000 (72/16) en la Posición 45.02 de Barakaldo, de los gasoductos Arrigorriaga-Barakaldo, Barakaldo-Santurtzi y sus duplicaciones», en el término municipal de Barakaldo.

Legislación Europea

La legislación europea cada vez tiene mayor incidencia en el panorama nacional, con el principal objetivo de crear el mercado interior europeo del gas natural y la electricidad. En este sentido, cada vez son más las directivas, reglamentos, 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: capacidades, mecanismos de gestión de la congestión, peajes, balance, interoperabilidad, 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 anual de prioridades marcada por la Comisión Europea respecto a la política energética común.

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 UE.

Principales hitos regulatorios

A continuación se presentan los principales hitos regulatorios acaecidos en 2014, 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:

Reglamentos europeos

- 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”.
- Reglamento de Ejecución (UE) nº 1348/2014 de la Comisión, de 17 de diciembre de 2014, relativo a la comunicación de datos en virtud del artículo 8, apartados 2 y 6, del Reglamento (UE) nº 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía.

Otros hitos con relevancia a nivel europeo

- Envío el 17 de enero de 2014 por ACER de la recomendación positiva a la Comisión Europea del código de red sobre “Interoperabilidad y Reglas de Intercambio de Datos”.
- Publicación el 27 de marzo de 2014 por los TSOs de la Región Sur de Europa (Enagás, GRTgaz, REN y TIGF) del “*South Gas Regional Investment Plan 2013-2022*”.
- Publicación el 12 de agosto de 2014 por parte de ENTSOG de la versión final para aprobación/comentarios por parte de la Comisión Europea de la “Metodología de Análisis Coste-Beneficio” (CBA) para Proyectos de Interés Común (PCI).
- Envío el 26 de diciembre de 2014 de la propuesta de ENTSOG del código de red sobre “Capacidad Incremental” a ACER para su evaluación.
- Envío el 26 de diciembre de 2014 del borrador final de ENTSOG del código de red sobre “Armonización de Estructuras Tarifarias de Transporte de Gas” a ACER para su evaluación.

Detalle de **desarrollos por materias**

A continuación se incluye una breve descripción de los principales desarrollos definidos por la regulación energética europea, agrupados en tres ámbitos:

1. **Códigos de red**

Procedimientos de gestión de la congestión (CMP NC)

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.

Actividad en 2014

Durante 2014 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).

Estos TSOs desarrollaron en 2014 la metodología relativa a *OverSubscription*, que será aprobada por los reguladores durante 2015 junto con la metodología relativa a Buy-back.

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

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 mes de noviembre de 2015. La Región Sur de Europa, dentro de las iniciativas regionales del sur (SGRI), donde está incluida España, decidió adelantar su implantación a marzo de 2014.

Actividad en 2014

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 (CNMC, ERSE y CRE) y de los TSOs de la región sur (Enagás, REN, TIGF y GRTgaz).

Con pujas de precio a través de la plataforma PRISMA, el 3 marzo de 2014 se realizó la primera subasta de capacidad anual (con horizonte a 15 años), el 3 de junio la primera de capacidad trimestral (con horizonte a 1 año) y el 15 de septiembre la primera de capacidad mensual.

En total se realizaron 6 subastas en 2014, en las que se han ofertado productos anuales, trimestrales y/o mensuales.

Capacidad Incremental (INC)

Alcance descriptivo: El código de red sobre Mecanismos de Asignación de Capacidad (CAM NC) no define la identificación, asignación de la capacidad incremental y nueva capacidad por encima de la capacidad técnica en una conexión internacional (CI). Los trabajos de 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 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 (CAM NC) 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 nueva o 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).

Actividad en 2014

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. ACER la analizará durante 2015 y la enviará posteriormente a la Comisión Europea para su aprobación por 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.
- 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) N° 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 de 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 el 1 de octubre de 2016, previa justificación.

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

Actividad en 2014

Durante 2014 se trabajó en la implementación nacional/regional de los mecanismos de balance definidos por el código. Según el informe 'ACER-ENTSOG Report on the early implementation of the Balancing Network Code (BAL NC)' de 22 de octubre de 2014, para la Región Sur de Europa, la fecha de implementación del código será el 1 de octubre de 2015 en Francia y el 1 de octubre de 2016 en España. Portugal todavía no ha decidido si lo implementará el 1 de octubre de 2016 o el 1 de octubre de 2019.

Enagás, realizó en 2014 las actividades necesarias para la correcta implementación del código en España cumpliendo los plazos establecidos.

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.

Actividad en 2014

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 entonces se iniciaron los trabajos de comitología.

El código fue aprobado el 4 de noviembre en la segunda reunión de comitología y se espera su publicación en el segundo trimestre de 2015.

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.

Actividad en 2014

En base a la Directriz Marco, ENTSOG publicó el 30 de mayo de 2014, para consulta pública, el borrador inicial de código de red sobre “Armonización de Estructuras Tarifarias de Transporte de Gas”.

ENTSOG envió formalmente el borrador final del código de red a ACER el 26 de diciembre de 2014. En 2015, ACER dará su opinión a la propuesta de código y posteriormente se iniciará el proceso de comitología por parte de la Comisión Europea.

2. 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.

Actividad en 2014

Durante 2014 ENTSOG trabajó en el desarrollo del *Ten Year Network Development Plan 2015-2024*, cuya fecha estimada de publicación es marzo 2015.

Los hitos principales realizados fueron:

- Solicitud de información a TSOs en relación a previsiones de demanda y capacidades en el horizonte del documento (2015-2024). Desarrollo del capítulo de “Demanda” tratando y agregando la información de previsión de demanda enviada por los TSOs.
- Solicitud de información a TSOs y promotores de los proyectos a incluir en el documento para ser analizados. Desarrollo del capítulo de “Infraestructuras” analizando los proyectos a incluir en el documento.
- Desarrollo del capítulo de “Suministro” realizando previsiones a largo plazo del comportamiento de las reservas de gas en el mundo y su impacto en el balance oferta/demanda europeo.
- Inicio del capítulo de “Análisis y resultados” estudiando la contribución de los proyectos presentados por TSOs y promotores a ENTSOG. Este análisis cubre los aspectos más importantes definidos por la regulación europea en materia de seguridad de suministro, integración de mercado, competitividad y sostenibilidad.

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 apartado 1 y 2, la Comisión Europea podrá definir la zona geográfica cubierta por cada estructura de cooperación regional, teniendo presente las ya existentes.

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

Actividad en 2014

El 27 de marzo de 2014, los TSOs de la Región Sur de Europa (Enagás, GRTgaz, REN y TIGF), tras casi un año de trabajo, publicaron el *South Gas Regional Investment Plan 2013-2022*, siguiendo las directrices de ACER y mostrando una visión regional y complementaria al *Ten Year Network Development Plan 2013-2022*. También se actualizaba toda la información relativa a previsiones de demanda, capacidades e infraestructuras.

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 2014

El 23 de abril, ENTSOG publicó el documento "*Summer Supply Outlook 2014*" y el "*Summer Review 2013*".

Con motivo de la crisis entre Rusia y Ucrania, la Comisión Europea encomendó a ENTSOG en el verano de 2014 complementar el "*Summer Supply Outlook 2014*" con distintos escenarios de interrupción del suministro de gas procedente de Rusia, identificando las medidas disponibles para el próximo invierno.

El 3 de noviembre, ENTSOG publicó el documento "*Winter Supply Outlook 2014-2015*" y el "*Winter Review 2013-2014*".

De nuevo, la crisis entre Rusia y Ucrania hizo que la Comisión Europea encomendase a ENTSOG complementar el "*Winter Supply Outlook 2014-2015*" con distintos escenarios de interrupción del suministro de gas procedente de Rusia, identificando la robustez de la red europea y del balance oferta/demanda de estas interrupciones.

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, permitiendo diversificar las fuentes de suministro y contribuyendo a poner fin al aislamiento energético en el que se encuentran algunos países de la Unión Europea.

Contexto regulatorio: El Reglamento (UE) nº 347/2013 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.

Actividad en 2014

Durante la segunda mitad del año se iniciaron los trabajos previos relativos al segundo proceso de identificación, evaluación y selección de PCI en la Unión Europea, que tendrán lugar durante 2015, según lo indicado en el reglamento (UE) nº 347/2013 por el que se define que cada dos años se repetirá el proceso de selección. El anterior tuvo lugar en 2013, finalizando con la publicación en DOUE de la primera lista PCI el 21 de diciembre de 2013.

Los trabajos previos consistieron en los siguientes:

- Solicitud de ENTSOG a promotores y TSOs de los proyectos a considerar en el TYNDP 15-24 y que, según el Reglamento (UE) nº 347/2013, podrán ser candidatos a PCI.
- Comentarios/aprobación por parte de los Estados miembros y las autoridades nacionales de regulación de los proyectos para formar parte del proceso de selección PCI 2015.
- Proceso de consultas públicas a nivel nacional y europeo de los proyectos propuestos a PCI.
- Agrupación de los proyectos según su utilidad.
- Inicio de las reuniones para la revisión/comentarios de la metodología de selección de proyectos, explicación de la información a suministrar por promotores/TSOs y consenso en agrupación de proyectos y definición de metodología.

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 PCI en futuras ediciones. El 12 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)".

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

Estos grupos de trabajo regionales tendrán 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 los gestores de redes de transporte nacionales (TSOs) y 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.

Los proyectos se beneficiarán de las siguientes ventajas:

- Procedimientos acelerados para la planificación y la concesión de autorizaciones.
- Una sola autoridad competente nacional que actuará como ventanilla única para los procedimientos de concesión de autorizaciones.
- Menores costes administrativos para los promotores de los proyectos y las autoridades, debido a una mayor racionalización del procedimiento de evaluación ambiental, al tiempo que se respetan los requisitos de la legislación de la Unión Europea.
- Mayor transparencia y mejora en la participación de la opinión pública.
- Acceso a financiación atractiva mediante el Banco Europeo de Inversiones.
- Mayor visibilidad y atractivo para los inversores, gracias a un marco regulador mejorado en el que los costes se asignan a los países que más se benefician de un proyecto.

3. Seguridad de suministro de gas natural

Alcance descriptivo: Asegurar que ningún ciudadano de la UE se quede sin gas natural 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.

Actividad en 2014

Durante el primer semestre se elaboró la primera actualización de la Evaluación de Riesgos de acuerdo al artículo 9, apartado 4, del citado Reglamento, para el horizonte 2014-2017, donde se impulsó la coordinación de las situaciones de riesgo con implicación regional España-Portugal. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo es la autoridad competente en materia de seguridad de suministro. Para la confección del documento contó con la colaboración de Enagás GTS y fue sometido a consulta de los distintos agentes que actúan en el mercado de gas natural, así como de la CNMC y CORES.

La evaluación de riesgos constituye la base para la elaboración del Plan de Acción Preventivo 2014-2017, con las medidas necesarias para eliminar o atenuar los riesgos detectados, y del Plan de Emergencia 2014-2017, con las actuaciones para abordar una interrupción del suministro de gas. Ambos planes constituyen la primera actualización de acuerdo al artículo 5, apartado 4, del Reglamento y su preparación se desarrolló durante el segundo semestre. Los borradores de estos documentos, en los que Enagás GTS colaboró en los aspectos técnicos, fueron sometidos a consulta con los principales agentes del sector en el mes de diciembre. Está prevista su publicación en 2015.

Con motivo de la reapertura de la crisis entre Rusia y Ucrania, la Comisión Europea encargó en el verano de 2014 a todos los Estados miembros la realización de un test de estrés, donde debían evaluarse distintos escenarios de interrupción del suministro de gas procedente de Rusia e identificarse las medidas disponibles para el próximo invierno.





09

Subastas y
transacciones

En 2014 se desarrollaron los mecanismos de mercado para la adquisición de gas natural habituales, a los que se sumaron por primera vez las subastas de capacidad en las interconexiones con Europa.

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.

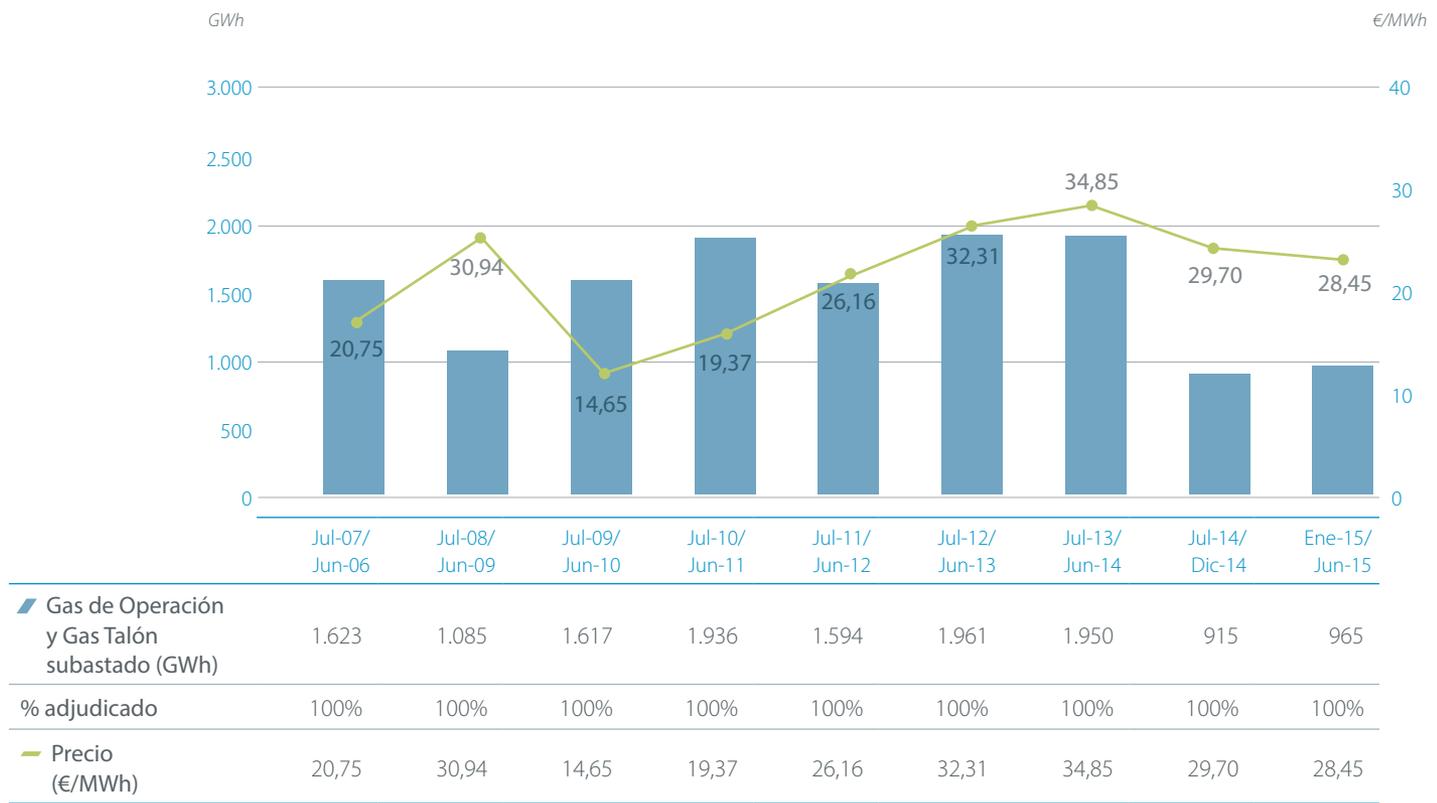
La Resolución de 9 de mayo de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM), estableció las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición del Gas de Operación para el periodo comprendido entre el 1 de julio y el 31 de diciembre de 2014. Recogió, además, las necesidades de Gas Talón (98,1 GWh) y las previsiones de Gas de Operación (2.060,7 GWh) para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2014 y el 30 de junio de 2015, así como un excedente de gas de maniobra (117,7 GWh) destinado a cubrir las necesidades de Gas Talón.

En la Resolución de 23 de mayo de 2014, de la DGPEyM, se fijaron algunos de los parámetros de la subasta (como el precio de salida de la primera ronda, (38 €/MWh)), se introdujeron algunas modificaciones sobre la Resolución del 9 de mayo y se fijaron en 98,92 GWh las necesidades de Gas Talón. Las previsiones de Gas de Operación de ESCAL UGS se redujeron de 277 GWh a 96 GWh.

Tras estos ajustes finales, el Gas de Operación estimado para el periodo del 1 de julio de 2014 al 30 de junio de 2015 ascendió a 1.879,3 GWh, de los que 914,7 GWh correspondieron al periodo del 1 de julio al 31 de diciembre de 2014 y el resto, al comprendido entre el 1 de enero y el 30 junio de 2015.

Durante 2014 se realizaron dos subastas para la adquisición de Gas de Operación: una, el 27 de mayo (octava subasta), para el periodo comprendido de julio a diciembre de 2014, en la que cuatro comercializadoras fueron las adjudicatarias, y otra, el 18 de noviembre (novena subasta), para el periodo de enero a junio de 2015, en la que las adjudicatarias fueron tres.

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



En la última subasta se adjudicó el 100% de la cantidad ofertada. El precio alcanzó los 28,45 €/MWh, un 4,2% inferior al de la anterior subasta.



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

El 18 de junio de 2013, se realizó la octava subasta para la adquisición del 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 2013 y el 30 de junio de 2014. El 29 de octubre, se desarrolló la novena subasta (producto ofertado: Gas de Base) para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2014.

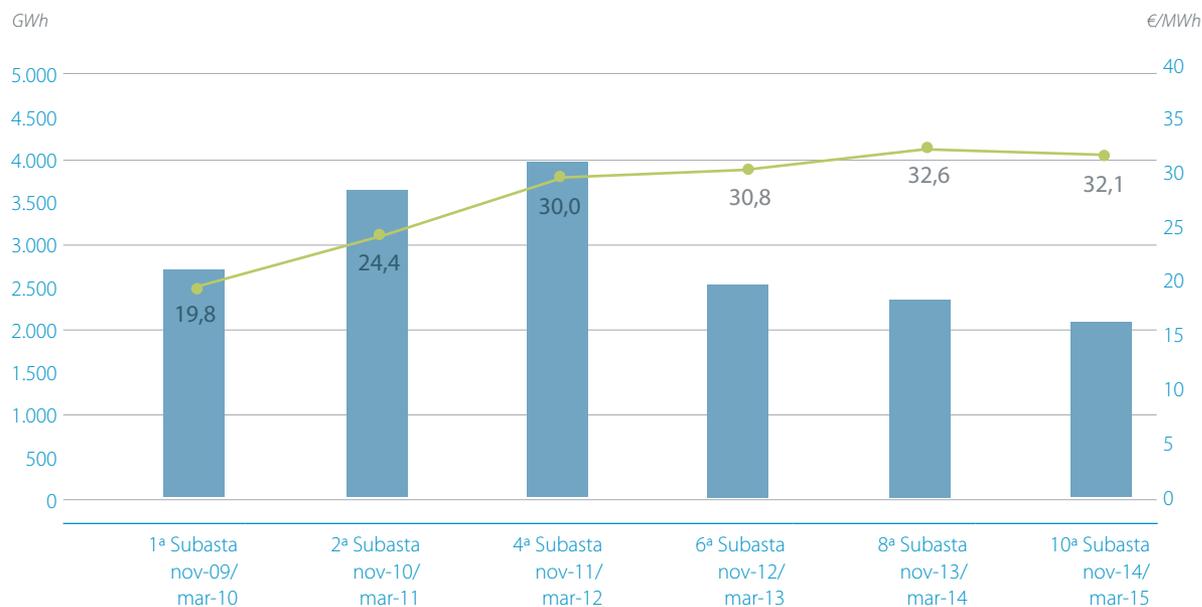
En la Resolución de la DGPEyM de 26 de mayo de 2014 se establecieron las características de la subasta para el periodo del 1 de julio de 2014 al 30 de junio de 2015. Posteriormente, en la Resolución de 12 de junio de 2014, de la DGPEyM, se concretaron algunos de los parámetros de esa subasta, como el precio final de la primera ronda. Finalmente, el 17 de junio, se realizó la décima subasta (producto ofertado: Gas de Base) de referencia para la fijación de la TUR para el periodo del 1 de julio de 2014 al 30 de junio de 2015.

En la Resolución de la DGPEyM de 26 de septiembre de 2014 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 2015 y, posteriormente, en la Resolución de 22 de octubre, se fijaron determinados parámetros, como el precio final de la primera ronda (37 €/MWh) y los rangos de exceso de oferta total posibles. La undécima subasta para la adquisición del gas natural que se utilizaría como referencia para la fijación de la TUR, se celebró, finalmente, el 28 de octubre para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2015 y el 30 de junio de 2015 para el Gas de Base.

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



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



Gas de Invierno subastado (GWh)	2.750	3.700	4.045	2.570	2.370	2.095
% adjudicado	100%	100%	100%	85%	40%	40%
Precio (€/MWh)	19,77	24,44	29,96	30,75	32,55	32,14

En la décima subasta se adquirió el 100% (1.320 GWh) del Gas de Base ofertado con un importe de 28,8 €/MWh, lo que supone un descenso del 7% respecto al precio de la subasta anterior.

Del total de Gas de Invierno emitido, se adjudicó el 40% (838 GWh) por un importe de 32,1 €/MWh.

En la undécima subasta el 100% del producto ofertado (Gas de Base) fue adquirido (1.320 GWh) por un precio de 30,8 €/MWh, lo que representa un incremento del 7% respecto a la subasta anterior.

Subasta de Gas Colchón de nuevas instalaciones de almacenamiento subterráneo

La Resolución de 6 de mayo de 2014, de la DGPEyM, estableció las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición, durante el año 2014, de gas natural destinado al nivel mínimo de llenado del Almacenamiento Subterráneo Yela para el periodo comprendido entre el 1 de julio y el 31 de octubre de 2014.

Se estableció el día 4 de junio como fecha para la celebración de la subasta y se fijó la cantidad total máxima a subastar en 1.934 GWh. Se incluyó además el modelo de Contrato Marco.

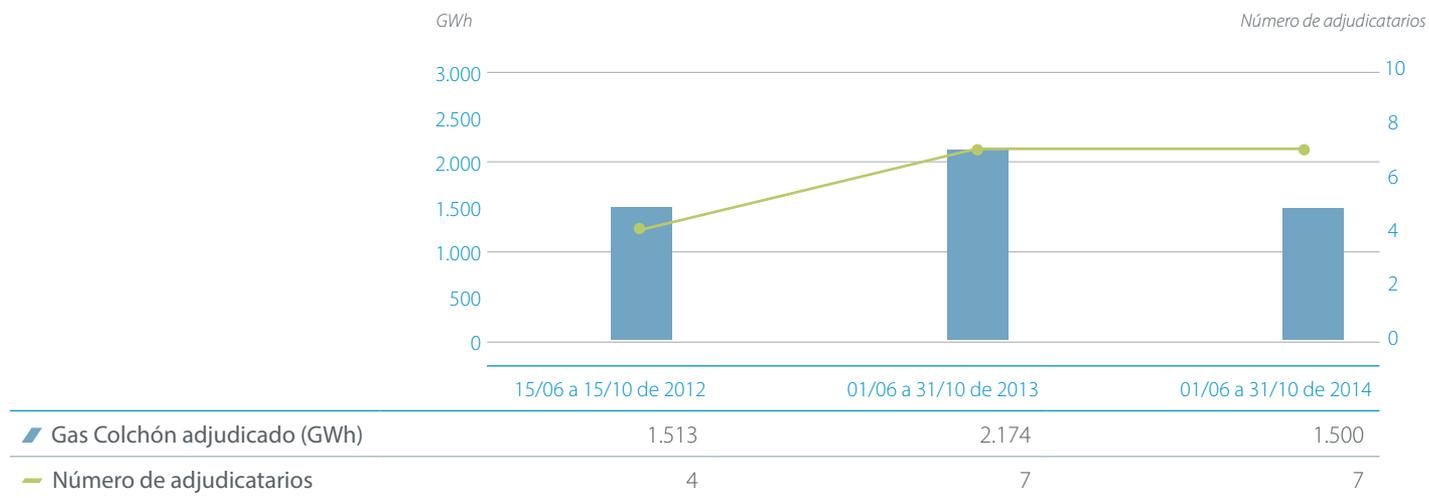
De acuerdo con esta resolución, el Gas Colchón subastado podría entregarse en forma de gas natural (GN) en el almacenamiento operativo comercial (AOC) o en la brida de conexión internacional, o en forma de gas natural licuado (GNL) en el tanque o en la brida de conexión del brazo de descarga de la planta de regasificación, así como en dos periodos: del 1 de julio al 31 de agosto de 2014 (periodo 1) y del 1 de septiembre al 31 de octubre de 2014 (periodo 2).

Siete comercializadoras fueron las adjudicatarias de un total de 1.500 GWh, si bien, finalmente, una de ellas utilizó la flexibilidad que le otorga el contrato en las entregas de GNL en el brazo de descarga y la cantidad final adquirida fue de 1.516 GWh.

1.516

GWh cantidad final adquirida
por siete comercializadoras
adjudicatarias

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

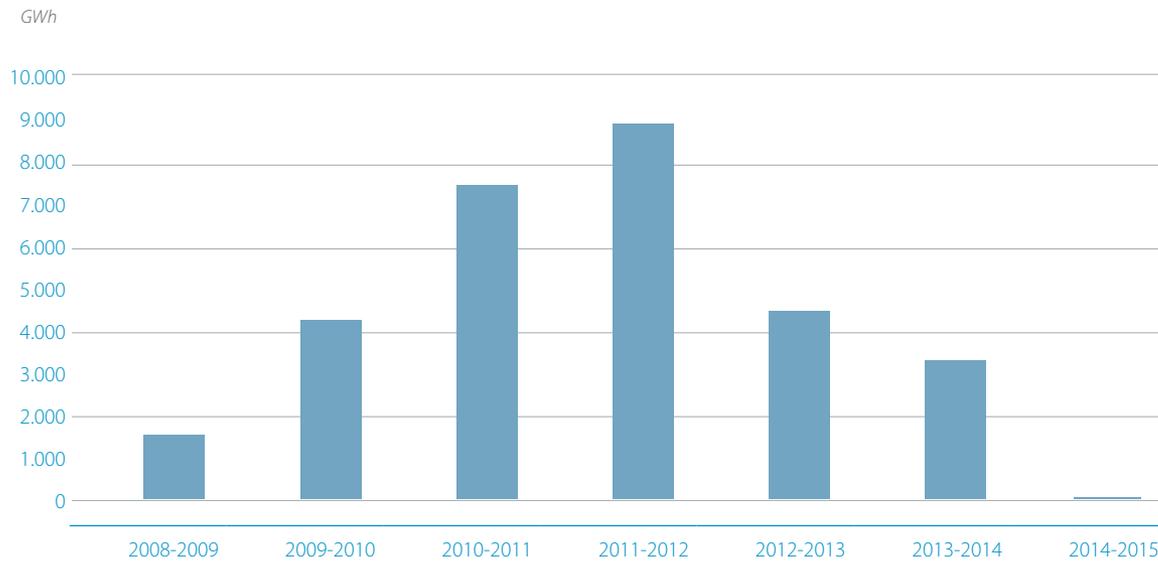


Subastas de **capacidad**

Subasta para la asignación de capacidad de los almacenamientos subterráneos

Durante 2014 no se realizó ninguna subasta para la asignación de capacidad de los almacenamientos subterráneos. La asignada por el Gestor Técnico del Sistema según las cuotas de mercado, unido a las solicitudes por ampliación del colchón de Yela y la aflorada como consecuencia de la evolución de las labores de mantenimiento de Gaviota, completaban la capacidad total de almacenamiento.

Evolución de las capacidades de AASS a subastar



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

Subastas para la adquisición de capacidad en las conexiones internacionales

El Reglamento (CE) n.º 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) n.º 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) n.º 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 2014, se realizaron un total de 6 subastas de capacidad a través de la plataforma PRISMA. La primera, para productos anuales, tuvo lugar en marzo de 2014 y la segunda, para productos trimestrales, en junio de 2014. Las subastas de productos mensuales comenzaron en septiembre de 2014 y, desde entonces, tienen lugar una vez al mes, ofertando capacidad para el siguiente mes natural. La oferta contempla dos tipos de productos: capacidad coordinada (*bundled*) y no coordinada (*unbundled*).

Subastas de productos anuales para 2014

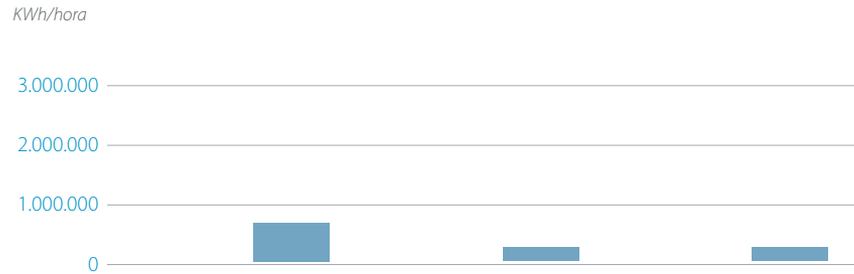
Resultados de subasta <i>bundled</i> anual		VIP Pirineos		VIP Ibérico	
		FR-ES	ES-FR	PR-ES	ES-PR
Subasta anual	Capacidad ofertada a 25° C (kWh/h)	82.286	872.772	3.000.000	1.535.007
	% asignado	96%	0%	0%	30%
	Prima (cent. €/kWh/h/año)	110,3	0	0	0

Subastas de productos trimestrales de octubre a diciembre de 2014

Resultados de subasta <i>bundled</i> trimestral		VIP Pirineos		VIP Ibérico	
		FR-ES	ES-FR	PR-ES	ES-PR
Subasta trimestral, 4º cuatrimestre	Capacidad ofertada a 25° C (kWh/h)	688.628	1.579.268	3.333.333	1.677.548
	% asignado	65%	0%	0%	7%
	Prima (cent. €/kWh/h/año)	12,7	0	0	0

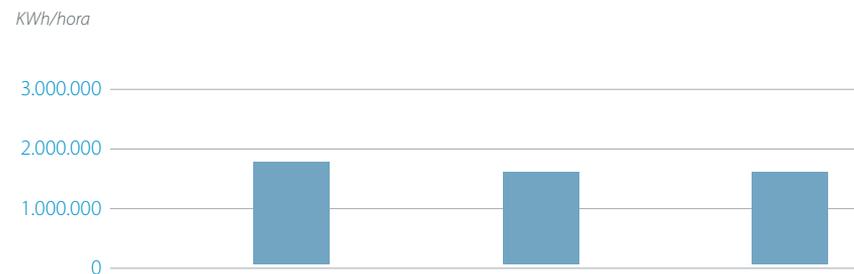
Subastas de productos mensuales de octubre a diciembre de 2014

Subasta mensual *bundled* Francia-España



/// Capacidad <i>bundled</i> ofertada	655.515	239.929	239.929
% asignado	34%	69%	87%
Prima (cent. €/kWh/h/año)	0	0	0

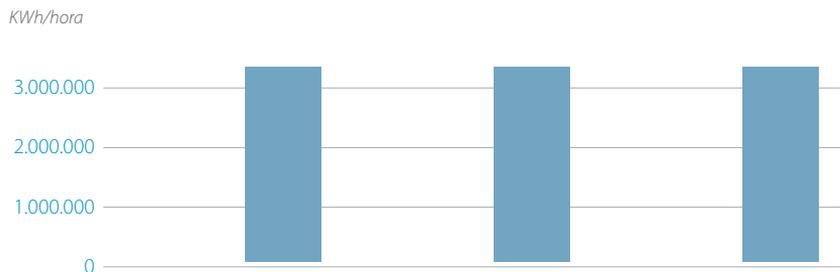
Subasta mensual *bundled* España-Francia



/// Capacidad <i>bundled</i> ofertada	1.745.503	1.579.268	1.579.268
% asignado	0%	0%	0%
Prima (cent. €/kWh/h/año)	0	0	0

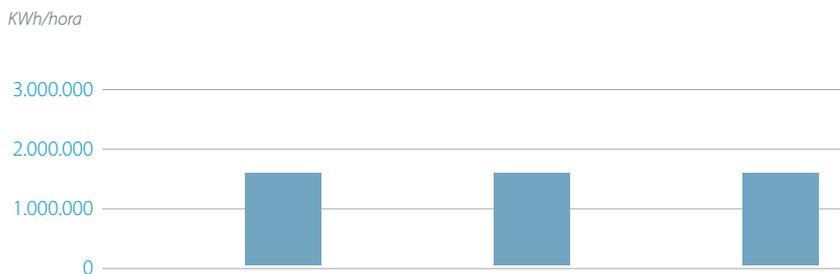
Subastas de productos mensuales de octubre a diciembre de 2014

Subasta mensual *bundled* Portugal-España



Capacidad <i>bundled</i> ofertada	3.333.333	3.333.333	3.333.333
% asignado	0%	0%	0%
Prima (cent. €/kWh/h/año)	0	0	0

Subasta mensual *bundled* España-Portugal



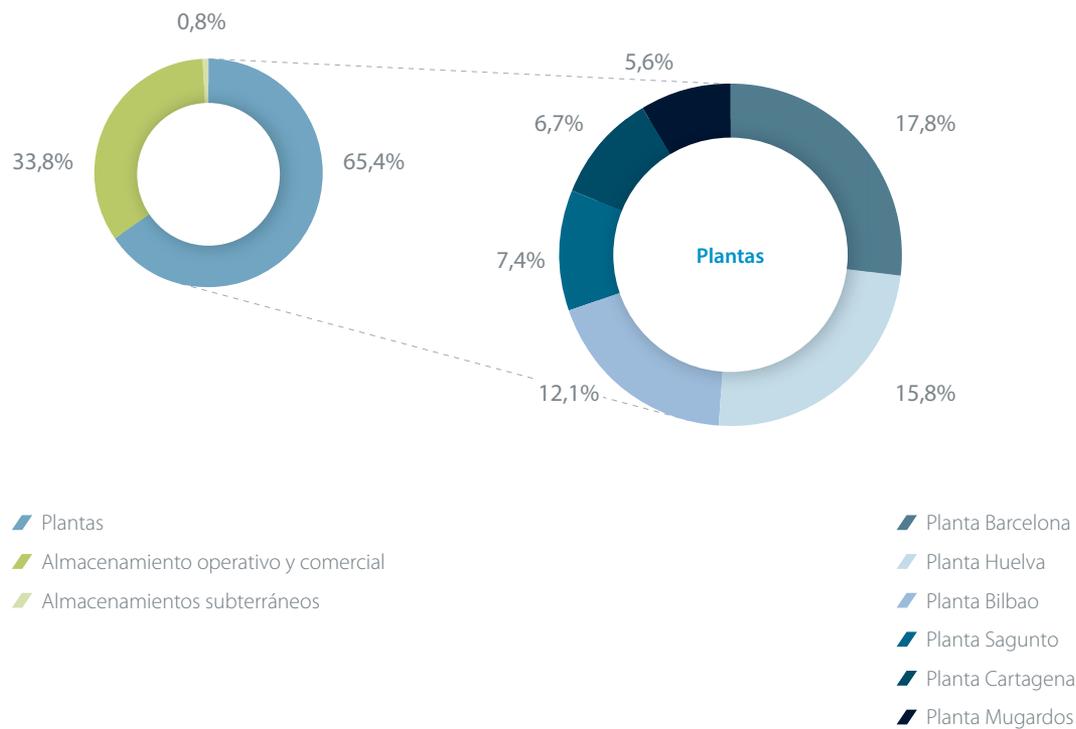
Capacidad <i>bundled</i> ofertada	1.565.340	1.565.340	1.565.340
% asignado	7%	12%	10%
Prima (cent. €/kWh/h/año)	0	0	0

Transacciones efectuadas en el Sistema Gasista

En 2014 se realizaron 84.028 transacciones bilaterales de cambio de titularidad del gas en el Sistema Gasista, que acumularon un volumen de 534.502 GWh, el equivalente al 145% de la demanda del Sistema. Esta cifra supone un incremento de un 34% respecto a 2013.

El 65% de las operaciones comerciales se llevaron a cabo en las plantas de regasificación. Cartagena, Barcelona y Huelva fueron las terminales que mayor volumen de estas transacciones acumularon.

Operaciones comerciales



ELEMENTAL
CHLORINE
FREE
GUARANTEE



Edición

Enagás, S.A.

Dirección de Comunicación y Relaciones Institucionales

Diseño y maquetación

Addicta Diseño Corporativo

Impresión

Addicta Diseño Corporativo

Impreso en papel ecológico libre de cloro



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

Síguenos /

