



El Sistema Gasista Español Informe 2011



Los datos relativos a 2011 contenidos en este informe son los publicados a 31 de enero de 2012 y podrían experimentar pequeñas variaciones tras el cierre contable del último trimestre.

El Sistema Gasista Español

Informe 2011



Índice

01 Resumen de movimiento de gas

02 Demanda de gas natural

03 Aprovisionamientos de GN y GNL

04 Plantas de regasificación

05 Conexiones internacionales

		08
		16
		42
		60
		82
06	Almacenamientos subterráneos	98
07	Transporte de gas	108
08	Desarrollo legislativo	130
09	Marcadores	152



2.066
+57% vs. año 2010

Solicitudes de Acceso ATR gestionadas, equivalentes a un volumen en energía de 18.801 TWh

610

Se mantiene el número de asistentes a los Comités de Seguimiento del Sistema Gasista

45%

Se mantiene el llenado medio de los tanques de GNL

6

Conexiones internacionales con la inclusión de Medgaz, igualando en número a las plantas de regasificación

29

Publicaciones de Notas de Operación, con una declaración de "Ola de Frío" en el Sistema Gasista

22

Nuevos desarrollos puestos en funcionamiento en el SL-ATR

6

Años consecutivos con continuidad del suministro firme e interrumpible en la red de transporte (desde marzo de 2005)



1.179

GWh alcanzó la demanda convencional de gas natural el 24 de enero, el récord histórico

45.259

+15% vs. año 2010

Transacciones en el Mercado Secundario de gas, por un volumen de 566 TWh, equivalente al 144% de la demanda

17

Buques cargados de GNL en plantas de regasificación con destino mercados internacionales



99.355

+35% vs. año 2010

Visitas al apartado GTS de la web de Enagás

149.800.000

Transacciones efectuadas en el sector en el SL-ATR

54%

Utilización de la capacidad instalada y contratada de entrada

7.101

Llamadas atendidas en CPC

21.480

Actualizaciones de información en el apartado GTS de la web de Enagás

01

Resumen de movimiento de gas





Resumen de movimiento de gas

En este informe se presentan los principales datos estadísticos de la evolución del Sistema Gasista español durante 2011, un año en el que se registraron las temperaturas más suaves de la última década y que estuvo marcado por la estabilidad del consumo convencional, que se situó en un nivel similar al del año 2010.

- La demanda convencional de gas natural, que incluye el consumo en hogares, comercios, industrias y cogeneraciones, alcanzó en 2011 los 262.891 GWh, lo que supuso un decrecimiento del 0,8% con respecto a 2010. Este descenso estuvo motivado por el efecto de las suaves temperaturas registradas en 2011. Fue un año atípicamente cálido durante el invierno, con temperaturas que se situaron por encima de los valores normales para esa época, lo que repercutió en un claro descenso del consumo convencional. Por el contrario, en verano sí se registraron episodios de bajas temperaturas, un factor que influyó en el descenso de la demanda de electricidad, por el menor uso de los aires acondicionados.
- Corregidos los efectos de laboralidad y temperatura, la demanda convencional experimentó un crecimiento del 4%.
- El 24 de enero de 2011, coincidiendo con un periodo de bajas temperaturas, se alcanzó un nuevo récord de la demanda convencional con 1.179 GWh, cifra que superó en un 1,1% el anterior máximo, registrado el 16 de diciembre de 2010.
- A pesar de la estabilidad del consumo convencional, la demanda total, que incluye también el consumo para generación eléctrica, fue de 372.766 GWh, por debajo de los valores alcanzados en 2010, debido a que en 2011 las entregas de gas natural para generación de electricidad disminuyeron un 19% con respecto a 2010. Esto se debió, fundamentalmente, al descenso de la demanda de electricidad y la relación de costes de generación carbón-gas, unido a la entrada en vigor del RD 134/2010 de Resolución de Restricciones por Garantía de Suministro.
- Por comunidades autónomas, los mayores consumos de demanda convencional se localizaron en Cataluña y Andalucía.
- A lo largo del año 2011, los aprovisionamientos de gas natural alcanzaron los 394 TWh, lo que supuso un descenso del 3% respecto a 2010.

- Se mantuvo, como en años anteriores, un alto grado de diversificación, y el Sistema Gasista español recibió gas de 12 orígenes diferentes. Argelia, que fue el principal país proveedor, en 2011 incrementó su cuota hasta el 37%. Perú continuó aumentando su peso en la cartera de suministros. Por el contrario, destaca el descenso de gas recibido procedente de Libia (-77%), como consecuencia del conflicto armado desencadenado en este país, y el volumen de GNL procedente de Qatar y Nigeria.
- El 67% de los suministros se recibieron en forma de gas natural licuado (GNL) y el 33% restante en forma de gas natural (GN). Cabe destacar el aumento de las importaciones en forma de GN motivado por la entrada en operación de la nueva Conexión Internacional de Almería (Medgaz).
- La producción global de las plantas del Sistema se redujo un 18% con respecto al año 2010. Se descargaron 349 buques en todo el año, 86 menos que en 2010, y aumentó el tamaño medio de las descargas en las plantas del Sistema.
- El 27 de enero de 2011, durante una "Ola de Frío", la Planta de Regasificación de Cartagena registró el récord histórico de producción de 295 GWh/día. Esta cifra es un 22% superior a la del anterior máximo, alcanzado el 28 de noviembre de 2008.
- En 2011, el Sistema requirió producciones importantes del resto de plantas de regasificación que llegaron a alcanzar, en distintos momentos del año, entre el 75% y el 87% de sus producciones récord. Se realizaron 17 cargas de buques de GNL con destino final a otros países y 6 puestas en frío, acumulando un volumen de más de 8 TWh. Estos trasvases se realizaron en la Planta de Mugaros, principalmente, seguida de las de Huelva y Cartagena.
- El saldo por las conexiones de gas natural se elevó en 2011 un 41% respecto al año 2010. Las exportaciones por conexiones internacionales disminuyeron un 11%, reduciéndose sensiblemente la salida a Francia por Larrau, aunque aumentaron las exportaciones de gas a Portugal.



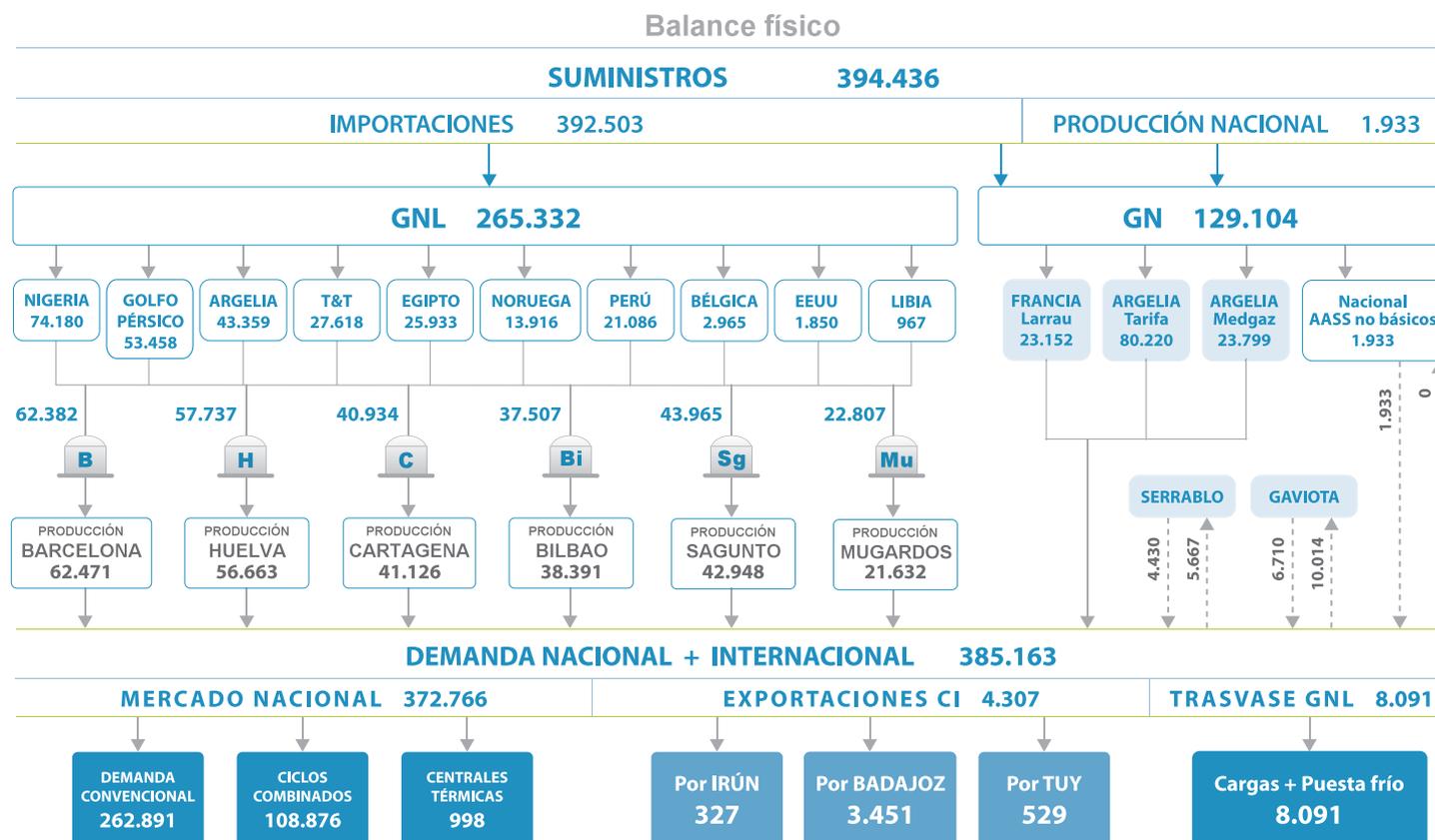
Resumen de movimiento de gas

- El 5 de marzo se iniciaron las importaciones por Medgaz a través de la Conexión Internacional de Almería. Esta nueva entrada desde Argelia al Sistema español cuenta con una capacidad nominal de 8 bcm/año (266 GWh/día). Durante el primer año de puesta en marcha alcanzó un volumen acumulado de 23,8 TWh, lo que representa una utilización próxima al 30%. Por otro lado, la entrada de gas al Sistema por la Conexión Internacional de Larrau con Francia se incrementó un 90% respecto al pasado año.
- La inyección de gas en almacenamientos durante 2011 fue superior a la registrada en 2010, mientras que la extracción se vio reducida. La campaña de inyección comenzó a finales de marzo y finalizó el 26 de octubre con un llenado completo de Serrablo y de la casi totalidad de Gaviota.



Diagrama de flujos físicos 2011

Unidad: GWh



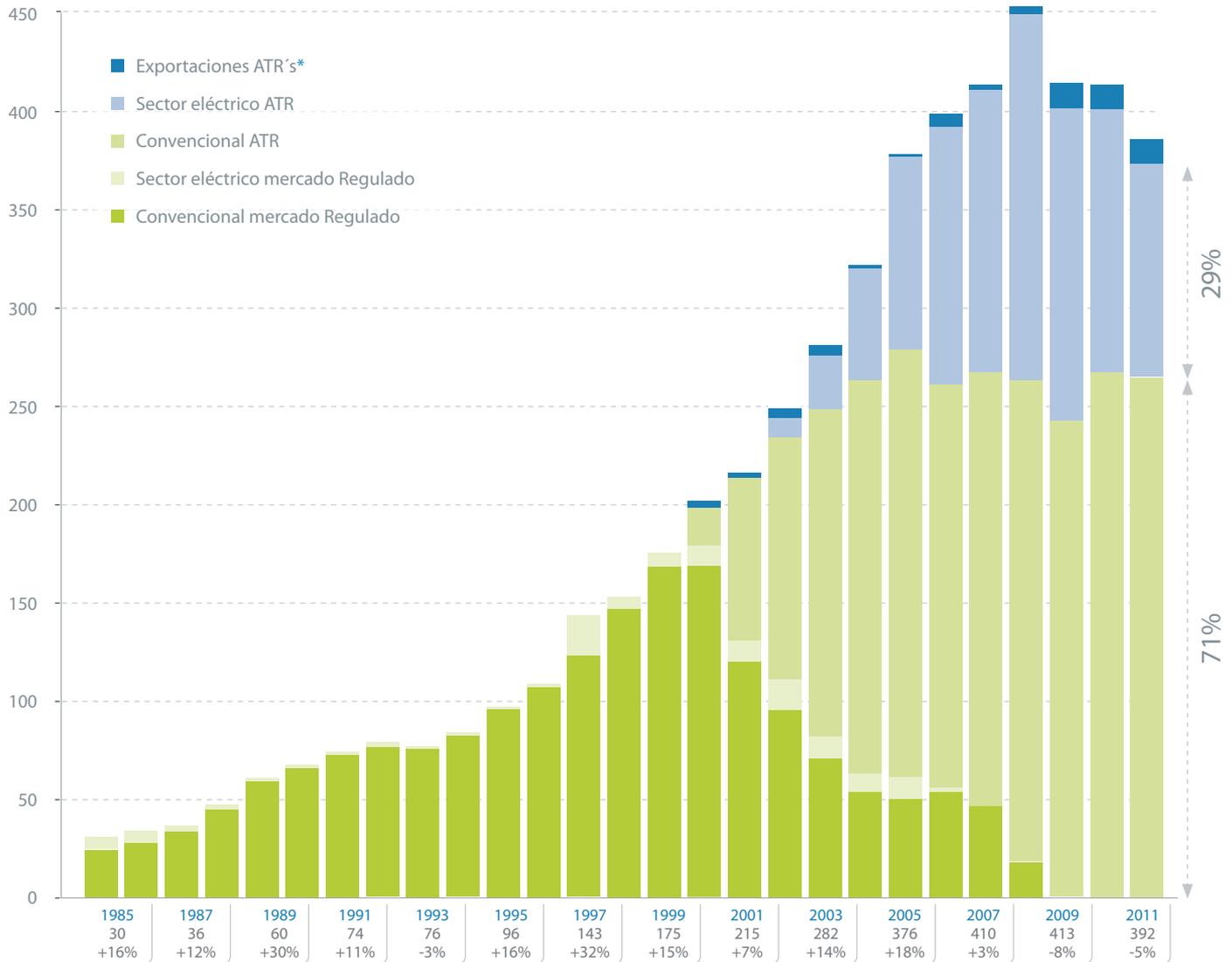
No incluye el gas del GME en tránsito para Portugal, 21.827 GWh

Las cantidades que se expresan son netas de autoconsumos y diferencias de medición

Resumen de movimiento de gas

Evolución de las entregas de gas

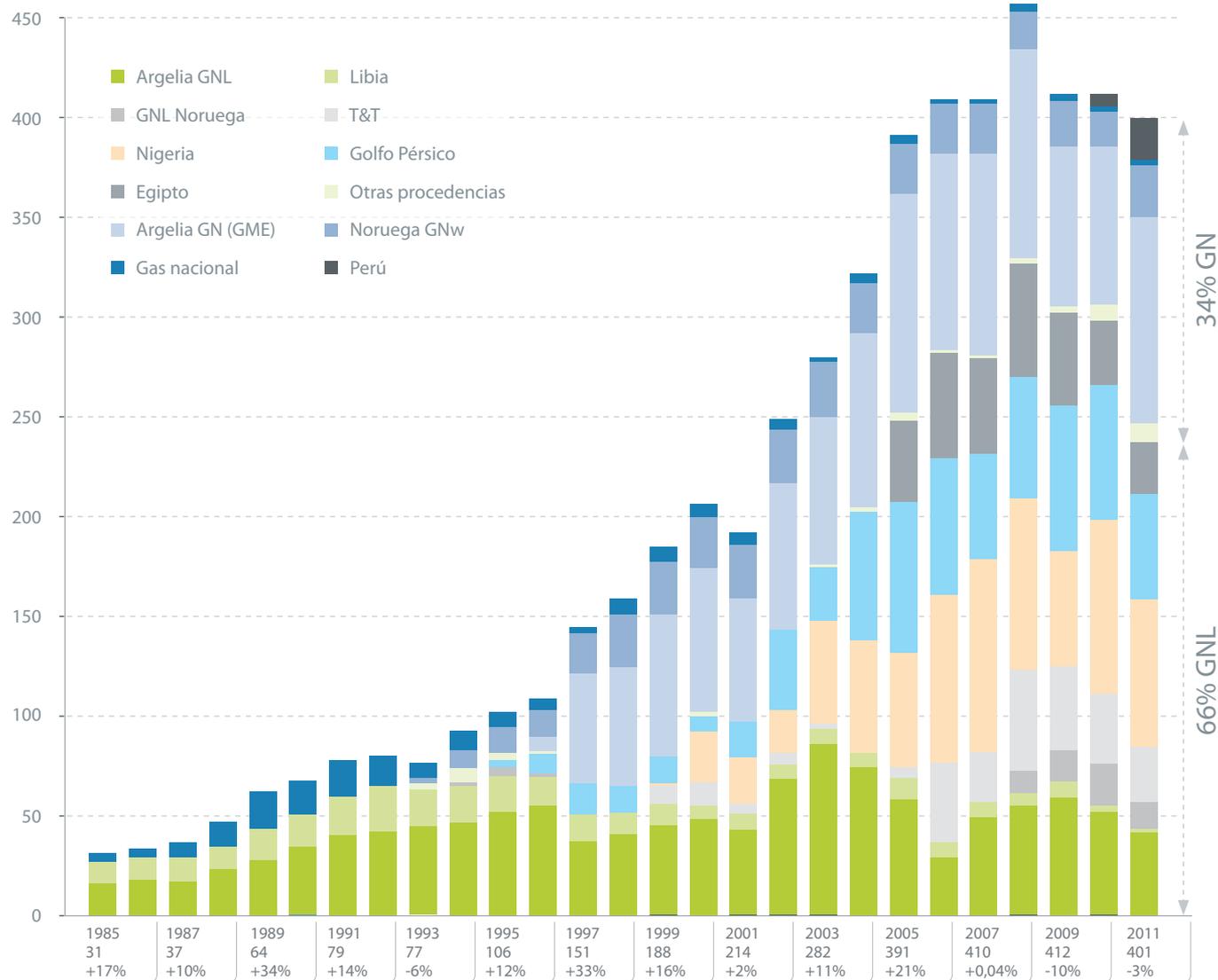
(TWh/año)



*No se incluyen los trasvases de GNL.

Evolución de los aprovisionamientos

(TWh/año)



Esta evolución histórica recoge la información comercial de aprovisionamiento del Sistema.

02

Demanda de gas natural





La demanda gasista nacional alcanzó en 2011 los 372.766 GWh, lo que supuso un decrecimiento del 7% con respecto al año 2010.

Evolución del gas transportado

Este descenso es, fundamentalmente, consecuencia de la disminución de las entregas de gas para generación eléctrica, ya que el sector convencional, que engloba tanto el consumo industrial, incluida la cogeneración, como el doméstico y comercial, registró valores próximos a los del ejercicio anterior.

En el año 2011 se alcanzó un nuevo récord de demanda convencional nacional, registrado el 24 de enero, con 1.179 GWh/día, aunque no se superó el récord de demanda total, que continúa siendo el del 17 de diciembre de 2007, con 1.863 GWh/día.

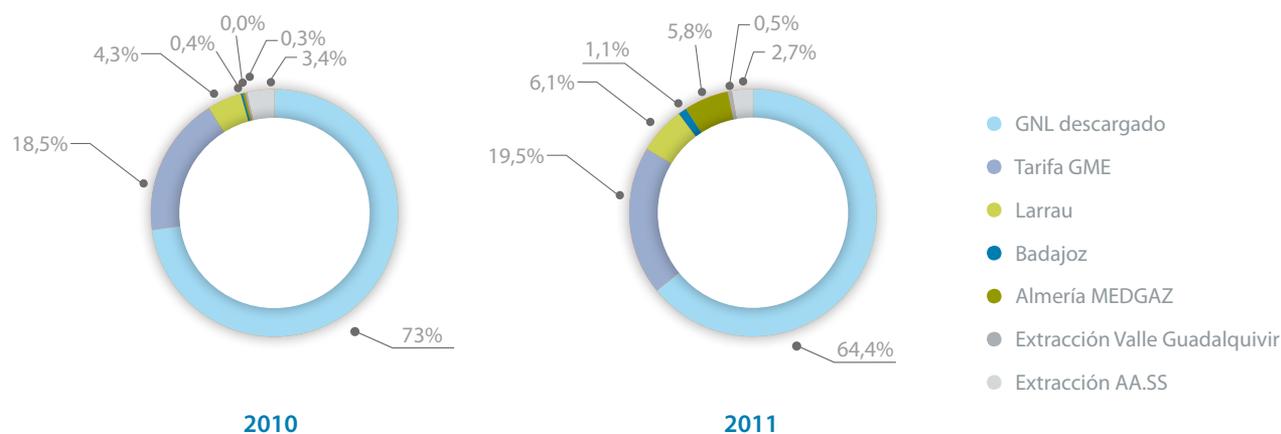


Evolución del gas transportado

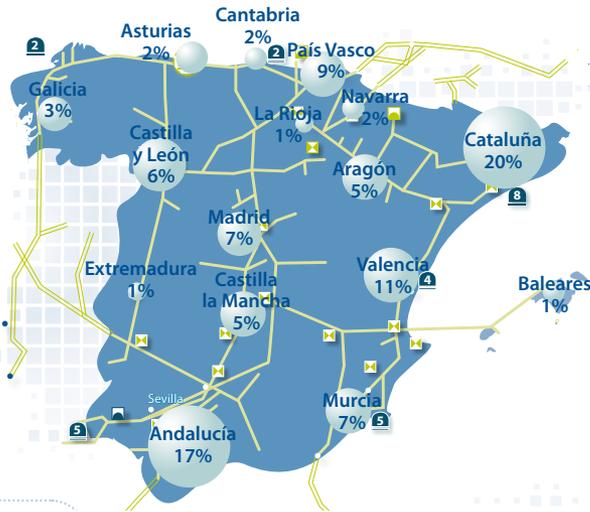
Unidad: GWh

	2007	2008	2009	2010	2011	
	real	real	real	real	cierre	% s/año 2010
Mercado NACIONAL	408.431	449.389	401.855	400.700	372.766	-7,0%
Convencional nacional	266.372	261.921	241.062	265.083	262.891	-0,8%
Sector eléctrico	142.059	187.468	160.793	135.617	109.875	-19,0%
Exportaciones CI	1.857	2.145	11.564	12.576	11.161	-11%
Salidas Valle Guadalquivir	1.321	1.441	1.495	806		-100%
Carga buques*	332			77	8.091	>100%
Transporte actividad regulada	411.941	452.976	414.914	414.160	392.018	-5,3%
Tránsito GME a REN	22.389	28.318	22.579	22.365	21.785	-3%
Total SALIDAS	434.330	481.294	437.493	436.525	413.803	-5,2%
Inyección	9.019	13.601	7.579	12.224	15.681	28,3%

* Incluye puestas en frío de buques.



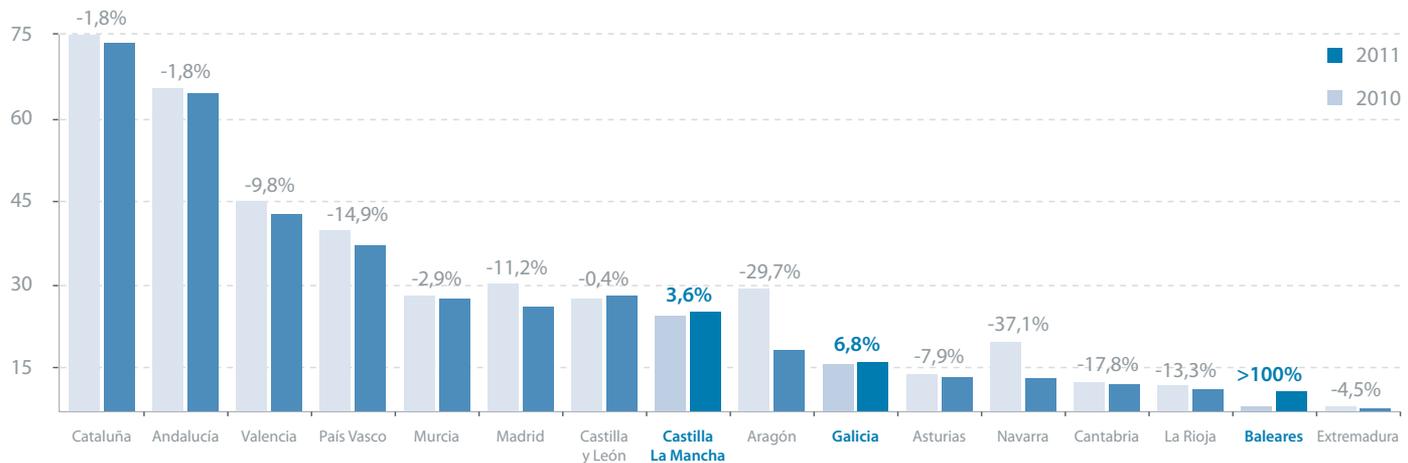
Porcentaje de demanda total por comunidades autónomas y zonas



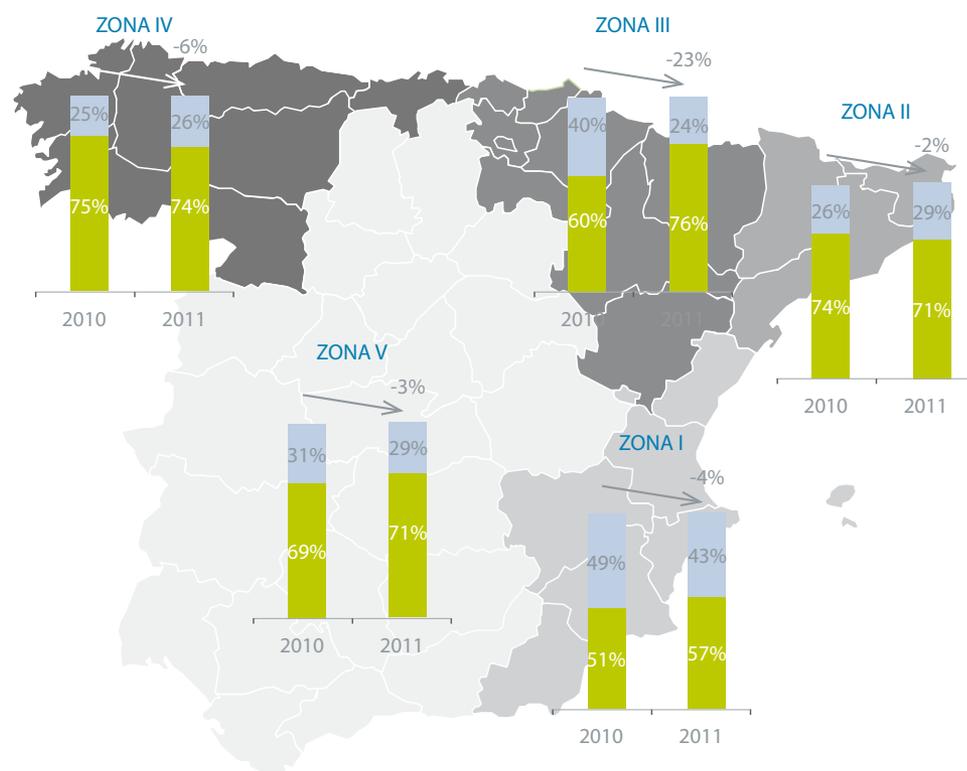
Por comunidades autónomas, los mayores consumos de gas natural se alcanzaron en Cataluña, seguida de Andalucía y de la Comunidad Valenciana.

Las comunidades autónomas que más incrementaron su volumen de consumo respecto a 2010 fueron Baleares, Galicia y Castilla La Mancha.

Crecimiento de la demanda de gas por CCAA



Demanda nacional (sin incluir cisternas) Ubicación geográfica por zonas (PD-02)



En cuanto al detalle de la demanda por zonas gasistas, definidas según el Protocolo de Detalle 02 (PD-02), se observa que la Zona V fue la que acumuló mayor volumen de consumo.

La Zona III fue la que experimentó un mayor descenso respecto al año anterior, debido a la reducción a la mitad de su volumen de entregas de gas para generación eléctrica.

- Entregas para el sector eléctrico
- Demanda convencional

Demanda convencional

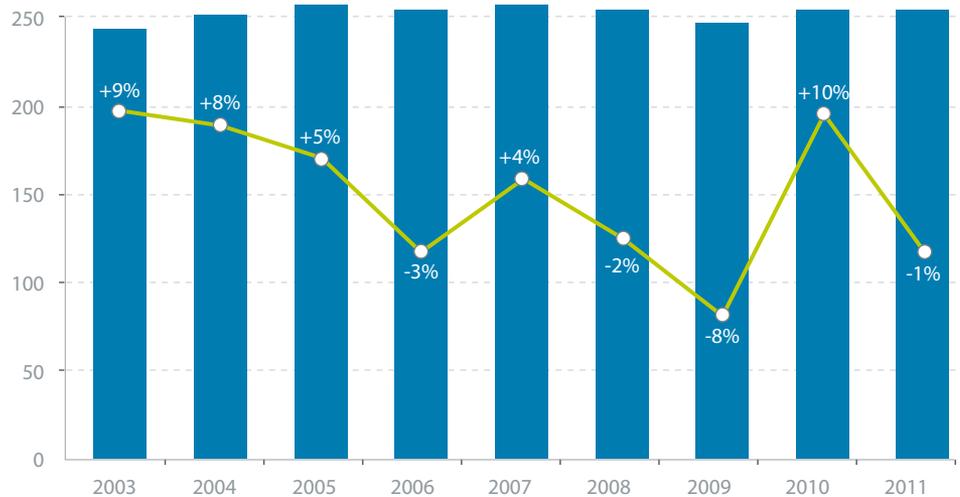
En el ejercicio 2011, el sector convencional acumuló 262.891 GWh, lo que supuso un leve decrecimiento, 0,8%, respecto al ejercicio anterior.

Corregidos los efectos de laboralidad y temperatura, este mercado experimentó un crecimiento del 4%.

Unidad: TWh/año

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Demanda convencional	235	253	265	257	266	262	241	265	263
Δ anual TWh	+19	+18	+12	-8	+9	-4	-21	+24	-2
Tasa de crecimiento	+9%	+8%	+5%	-3%	+4%	-2%	-8%	+10%	-1%

(TWh/año)

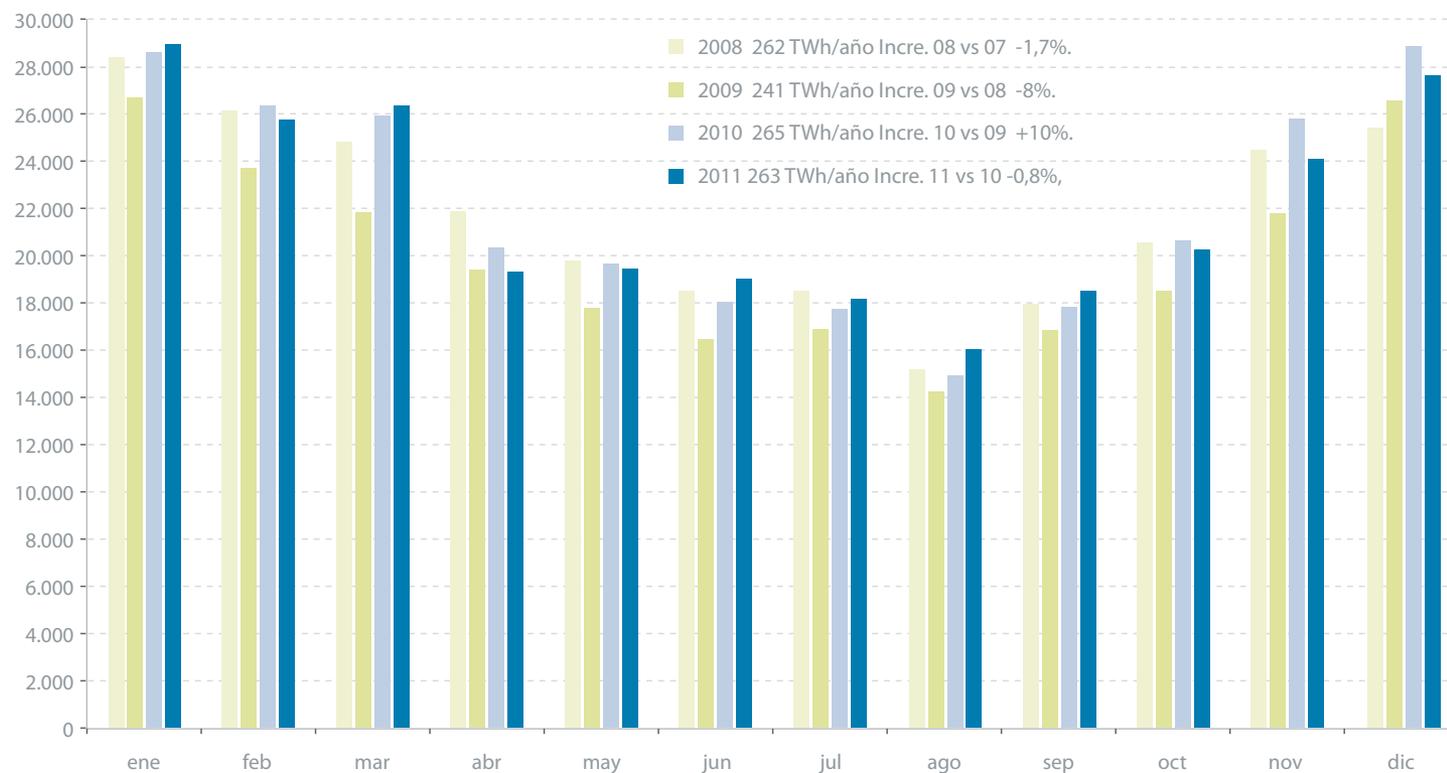


En cuanto al detalle mensual de la demanda convencional, los máximos crecimientos del año se anotaron en los meses estivales.

Por el contrario, los mínimos se encuadraron en el cuarto trimestre, coincidiendo con las temperaturas más suaves registradas en este periodo.

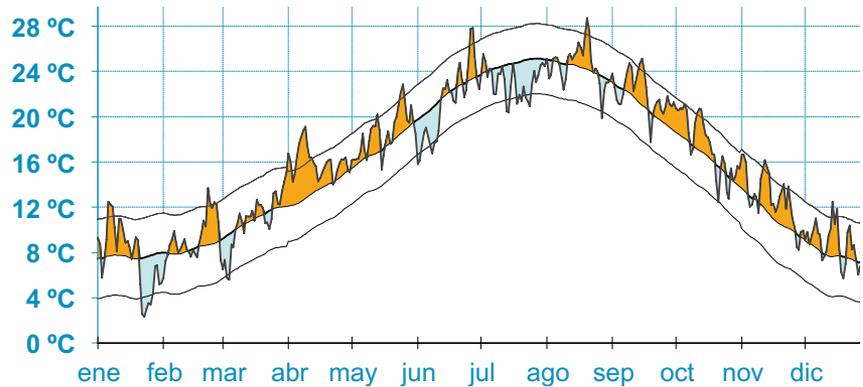
Evolución de la demanda convencional

(GWh/mes)



Valoración de temperaturas y récord de demanda convencional

En cuanto a las temperaturas, 2011 fue un año atípicamente cálido. Las temperaturas mínimas registradas fueron en el cómputo total del año, las más cálidas de la última década. Durante el invierno se situaron por encima de los valores normales para esta época del año, lo que repercutió en un claro descenso del consumo convencional. Por el contrario, en verano sí se registraron episodios de bajas temperaturas, factor que influyó en el descenso de la demanda de electricidad, dado el menor uso de los aires acondicionados.

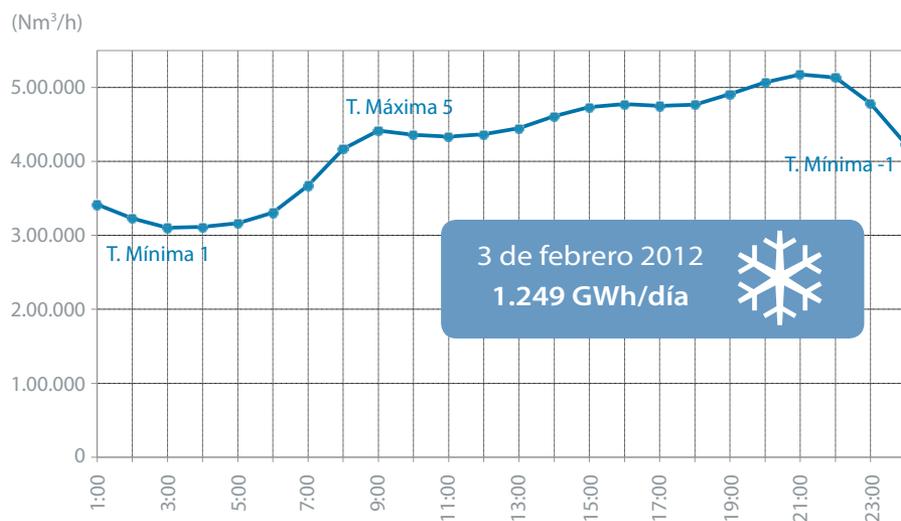


Valoración frío/calor	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Σ °C por exceso vs. tª media	294 °C	254 °C	285 °C	398 °C	312 °C	361 °C	513 °C	277 °C	295 °C	440 °C	285 °C	432 °C
Σ °C por defecto vs. tª media	-359 °C	-441 °C	-380 °C	-224 °C	-351 °C	-377 °C	-217 °C	-345 °C	-370 °C	-266 °C	-482 °C	-203 °C
Variación	-66 °C	-187 °C	-95 °C	174 °C	-39 °C	-16 °C	296 °C	-68 °C	-75 °C	174 °C	-197 °C	229 °C

En 2011 se contabilizó una única “Ola de Frío”, desde finales de enero hasta principios de febrero, declarada mediante la Nota de Operación nº 2. Además, coincidiendo con este periodo de bajas temperaturas, el día 24 de enero se registró un nuevo máximo de demanda convencional y se alcanzaron los 1.179 GWh/día.

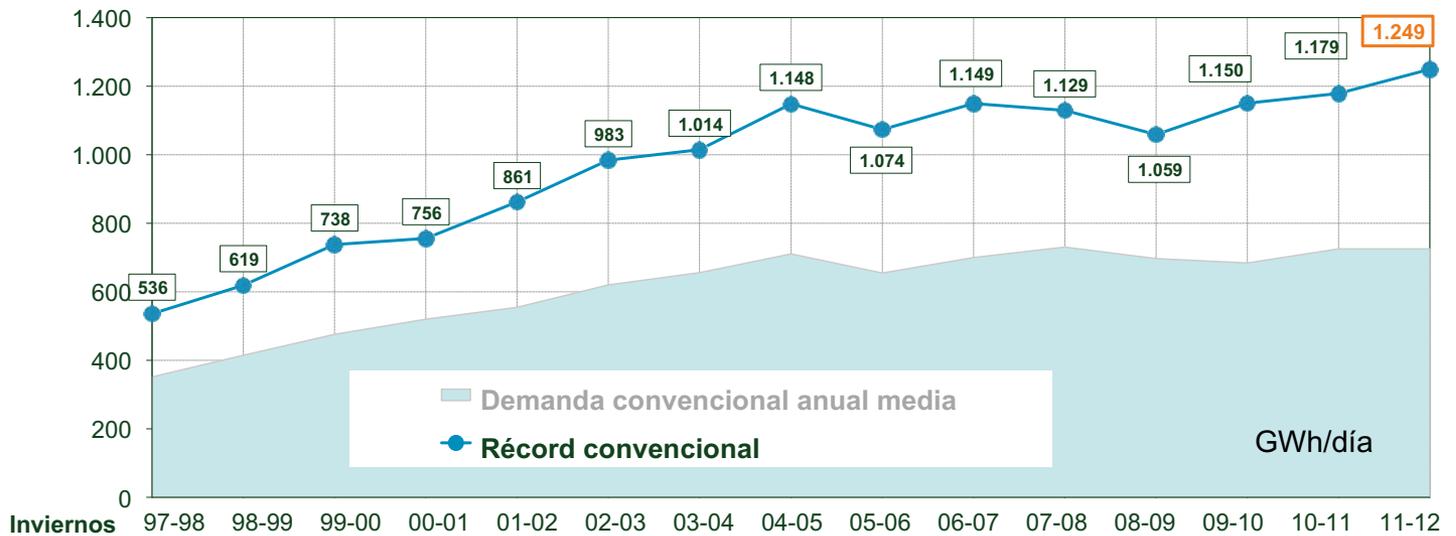
En el último trimestre de 2011 no se registró ningún episodio de bajas temperaturas.

Posteriormente, en febrero de 2012, y coincidiendo con una nueva situación de “Ola de Frío”, se ha superado en varias ocasiones el máximo de demanda convencional alcanzado del 24 de enero de 2011. Así, el 3 de febrero de 2012 se consolidó un nuevo récord de demanda convencional con 1.249 GWh/día, cifra que supera en un 6% el máximo del invierno anterior.



■ Demanda convencional: industrial (incluida cogeneración) + doméstica y comercial

Seguimiento de demanda invierno 2011-2012. Récord de demanda convencional 3 febrero 2012



La tendencia creciente de la punta de demanda convencional confirma su utilización como criterio de dimensionamiento de infraestructuras en el proceso de Planificación.

Por otra parte, el 12 de diciembre de 2011 se alcanzó un nuevo máximo, con 63 GWh/día, de carga de cisternas de GNL para el suministro de gas natural a plantas de GNL.

Δ Demanda extraordinaria Grupo 3 respecto sistema previsión PATRONES

GWh/día	21-ene <i>Real</i>	22-ene <i>Real</i>	23-ene <i>Real</i>	24-ene* <i>Real</i>	25-ene <i>Real</i>	26-ene <i>Real</i>
Total SISTEMA	+74	+164	+184	+188	+158	+141
en Zona 1: Levante	+2	+16	+12	+14	+11	+12
en Zona 2: Barcelona - Tivissa	+18	+46	+53	+49	+47	+41
en Zona 3: Valle del Ebro	+21	+42	+48	+51	+36	+37
en Zona 4: Noroeste	+1	+4	+4	+7	+8	+6
en Zona 5: resto de Oeste de Haro	+33	+56	+68	+66	+56	+44

Nota de operación nº 2: resumen “Ola de Frío”

A finales de enero de 2011, como consecuencia de las bajas temperaturas, se declaró una situación de operación excepcional que se prolongó hasta el 1 de febrero de 2011:

- “Con el ascenso de las temperaturas anunciado por AEMET en sus últimas previsiones, queda concluida la Ola de Frío declarada el pasado 19 de enero en la Nota de Operación n.º 2, dándose por finalizada, desde hoy martes 1 de febrero a las 24 horas, la SITUACIÓN DE OPERACIÓN EXCEPCIONAL declarada.
- El efecto de memoria del frío recientemente soportado, origina que la demanda de gas se mantenga durante los próximos días por encima de los valores típicos para estas semanas del invierno, tal y como se refleja en los sistemas de previsión de demanda.
- La demanda extraordinaria acumulada en este episodio de bajas temperaturas se prevé alcance los 1.619 GWh/día”.

27-ene <i>Real</i>	28-ene <i>Real</i>	29-ene <i>Real</i>	30-ene <i>Real</i>	31-ene <i>Real</i>	1-feb <i>Real</i>	2-feb <i>Real</i>	3-feb <i>Real</i>	4-feb <i>Real</i>	Acumulado
+113	+79	+79	+119	+99	+88	+72	+50	+12	+1.619
+11	+6	+11	+8	+12	+9	+7	+6	+3	+140
+32	+17	+7	+25	-	+3	+7	+4	-	+349
+23	+23	+28	+37	+39	+24	+18	+15	-	+442
+3	+2	+4	+5	+4	+6	+4	+1	-	+58
+44	+30	+29	+44	+43	+47	+35	+25	+9	+629

* 24 enero - nuevo récord demanda convencional nacional: 1.179 GWh/día.

Entregas de gas natural para generación eléctrica

En 2011 las entregas de gas para el sector eléctrico registraron un descenso del 19% respecto al año 2010. De un total de 109.875 GWh, 108.876 GWh correspondieron a entregas de gas a ciclos combinados y 998 GWh fueron consumidos por centrales térmicas convencionales.

Este descenso se debió principalmente a los siguientes factores:

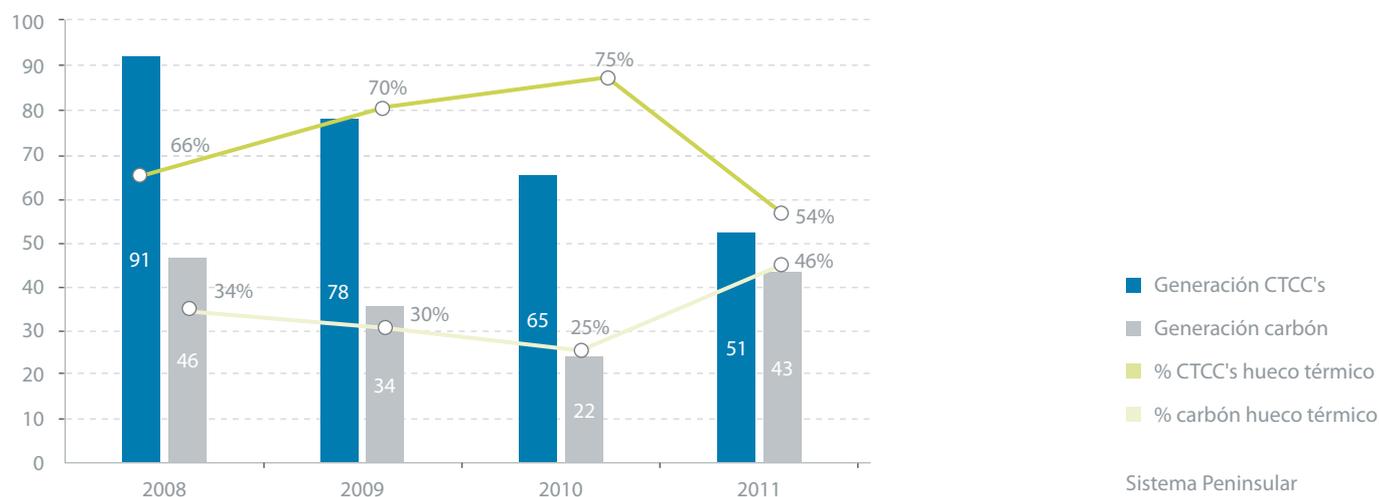
- La entrada en vigor, el 26 de febrero de 2011, del RD 134/2010 del carbón, por el que se estableció el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modificó la normativa que organizaba y regulaba el mercado de producción de energía eléctrica. En la Resolución de 8 de febrero de 2011, se fijó un volumen máximo de producción para el año de 23.346 GWh, y el volumen total de producción fue de 18.467 GWh, un 79% del asignado (según fuente REE).
- El incremento de los precios de los mercados de gas en Europa, que ha producido que la relación de costes de generación carbón-gas se posicione a favor del carbón, hecho agravado por el descenso de los costes de emisión de CO₂ durante el último semestre del año. Todo ello ha favorecido la generación con carbón de importación.
- El descenso de un 2,1% de la demanda eléctrica –que en 2011 fue de 255 TWh– con respecto al año 2010 –con 261 TWh–, debido, entre otros factores, a las elevadas temperaturas del año. Este descenso, corregidos los efectos de la temperatura y la laboralidad, ha sido del 1,2%.

En cuanto al balance de producción, la mayor parte de las tecnologías registraron caídas respecto al año anterior. En los últimos años los ciclos combinados han ido descendiendo paulatinamente su porcentaje de participación en la cobertura de la demanda. En 2011 éste fue del 20%, similar al registrado en 2005, año en el que los regímenes especiales todavía no representaban un papel tan importante en el mix de generación.

En el año 2011, el porcentaje de cobertura del hueco térmico* por parte de los CTCC's se situó en un 54%, cifra que supuso 21 puntos porcentuales menos que en 2010.

Evolución hueco térmico

(TWh/año)



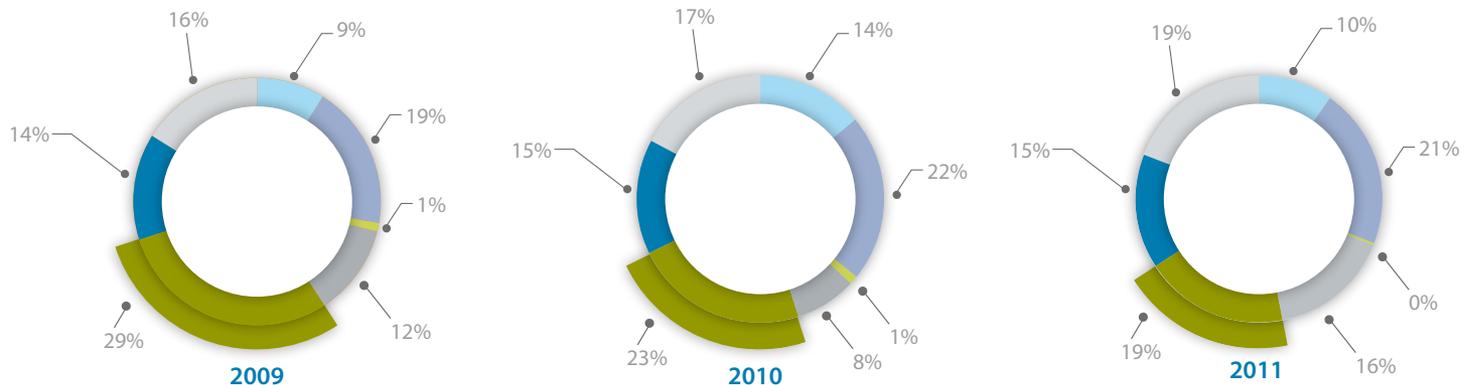
Sistema Peninsular
Fuente: REE

* Hueco térmico: carbón + gas

Los ciclos combinados ocuparon el segundo puesto en la cobertura de la demanda tras la generación nuclear, que supuso en 2011 un 23% del total de la demanda transportada. El descenso de la participación de los ciclos combinados se debió, principalmente, al aumento de participación del carbón (un 17% en 2011 frente a un 8% en 2010, dado que las centrales de carbón casi duplicaron su producción) y a que la generación eólica mantuvo prácticamente el mismo porcentaje de cobertura que en 2010 (un 16%). Además, el total de producción de los regímenes especiales aumentó en 2011 un 1,6% respecto al año anterior. Por otro lado, el descenso de los CTCC's en 2011 no fue tan acusado, debido a que el porcentaje de participación de la generación hidráulica fue menor durante ese año (un 11%, frente a un 15% en 2010).

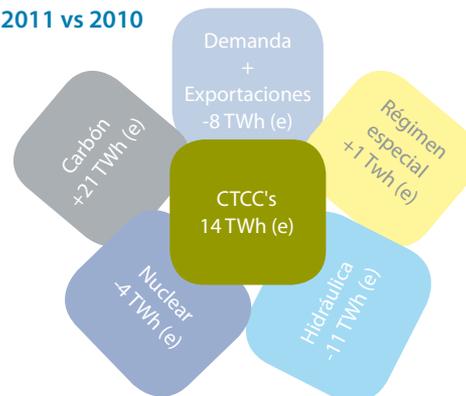
En la siguiente figura puede observarse la evolución del porcentaje de cada tecnología sobre la generación total, así como el descenso de producción de cada una de ellas en 2011 con respecto al año 2010.

Evolución del mix de generación eléctrica 2009-2011



Disminución del porcentaje de los CTCC's sobre la generación total en función de las tecnologías: hidráulica, carbón y regímenes especiales, así como del descenso de la demanda eléctrica.

2011 vs 2010

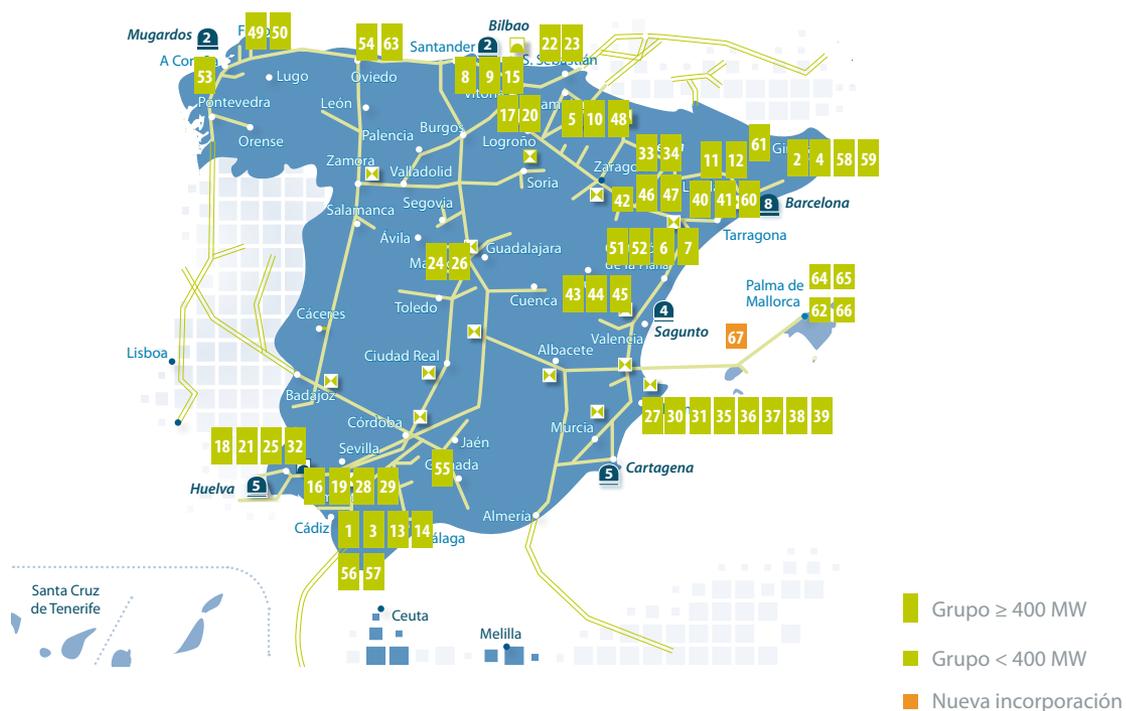


Evolución demanda eléctrica



Sistema Peninsular
Fuente: REE

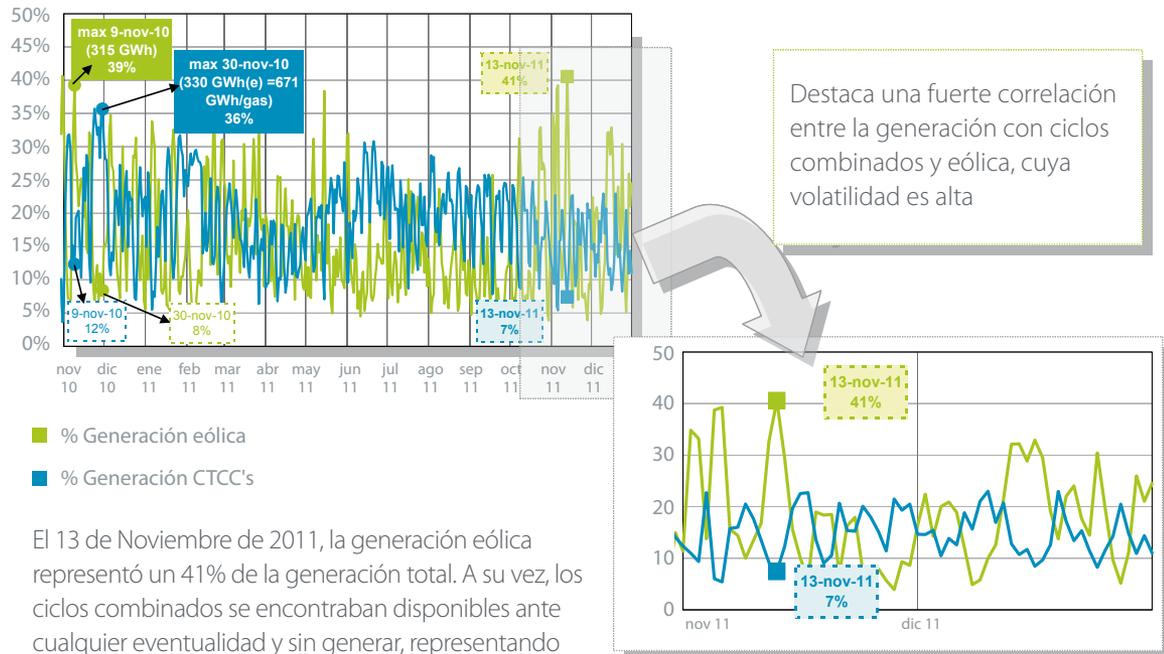
El récord diario de entregas de gas para generación eléctrica, alcanzado el 20 de junio de 2008 con 754 GWh/día, se mantiene vigente. El máximo valor registrado en 2011 fue de 614 GWh/día, y tuvo lugar el 26 de enero.



En 2011 destacó la incorporación de un nuevo CTCC, en Ibiza, con 137 MW de potencia instalada, que comenzó sus pruebas en junio de 2011.

Demanda de gas natural

A pesar de ser un año en el que los ciclos combinados descendieron su consumo, se mantuvo su papel como pieza fundamental para la integración de las energías renovables en el conjunto de la generación eléctrica. Muestra de ello es su indiscutible liderazgo en los servicios de ajuste ligados a la operación del sistema eléctrico.



El 13 de Noviembre de 2011, la generación eólica representó un 41% de la generación total. A su vez, los ciclos combinados se encontraban disponibles ante cualquier eventualidad y sin generar, representando un total del 7% de la generación total.

Fuente: REE

Durante el ejercicio 2011 no se superó el récord diario de energía eólica alcanzado el 9 de noviembre de 2010 con 315 GWh/día de generación. El máximo diario registrado en 2011 fue de 281 GWh/día de generación, el 21 de febrero, que supuso casi 12 veces la generación mínima del año alcanzada el 30 de octubre con 24 GWh/día.

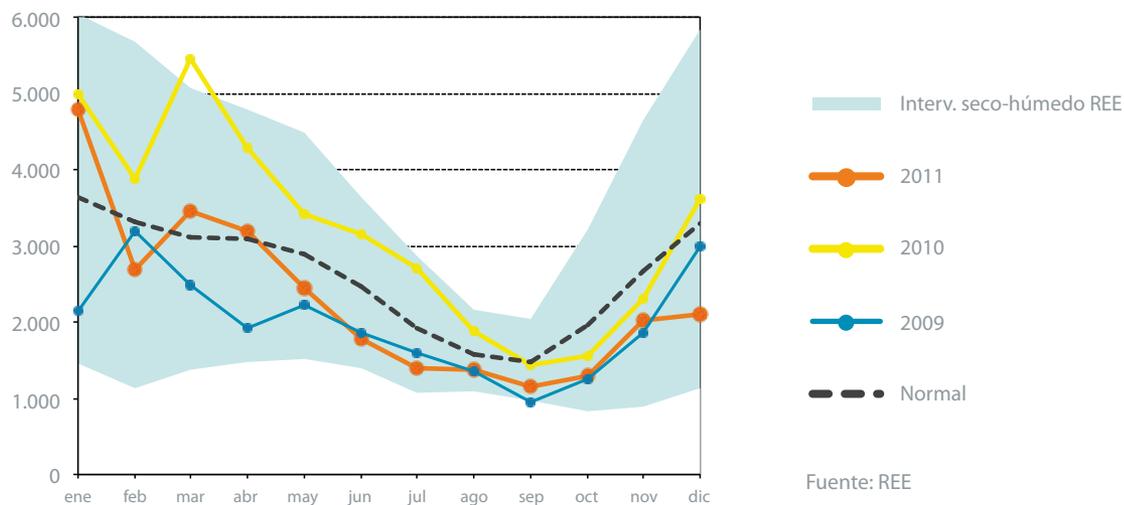
El mes de marzo de 2011 se caracterizó por ser el mes en el que por primera vez la energía eólica fue la tecnología con mayor producción eléctrica. Los parques eólicos cubrieron un 21% de la demanda y marcaron un récord mensual, con una generación superior a 4,7 TWh, un 5% más que en marzo del 2010.

Además, el pasado 6 de noviembre de 2011 a las 02:00 horas, el 59,6% de la demanda (20.922 MW) se cubrió con generación eólica (12.476 MW), superando el máximo anterior del 54% registrado el 9 de noviembre del 2010. Ese día, la generación con ciclos combinados alcanzó los 36 GWh/día, una cifra similar al mínimo anual registrado el 27 de febrero de 2011.

En cuanto a la generación hidráulica, 2011 fue un año hidráulico medio, y registró un total de 28 TWh/año.

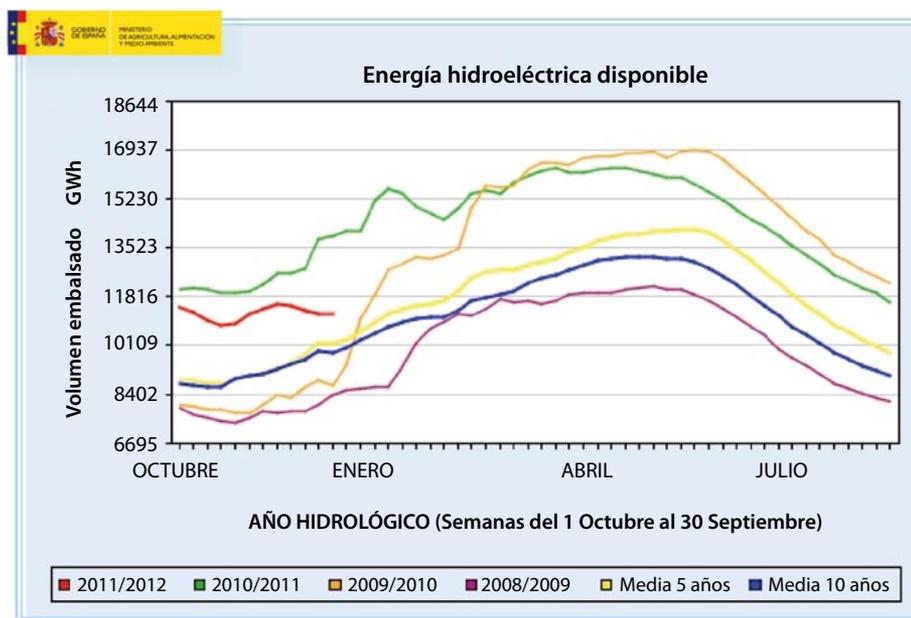
Generación hidráulica

Unidad: GWh/mes



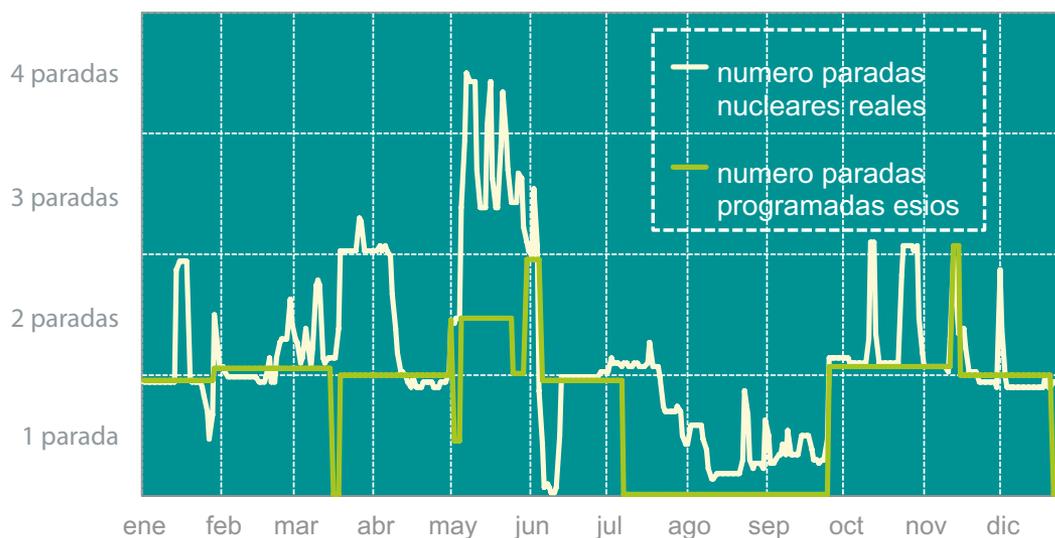
Fuente: REE

A finales de 2011, el total de la energía hidroeléctrica estimada como disponible fue de 11.133 GWh, lo que representa el 49,8% de la capacidad total.



Paradas nucleares año 2011

La generación nuclear en 2011 fue la primera fuente en la cobertura de la demanda, con una producción que alcanzó los 58 TWh/año.



Por otra parte, la generación con carbón registró, desde finales del mes de febrero de 2011, un importante incremento en la producción de sus centrales, que casi se duplicó, alcanzando los 43 TWh/año. Esta cifra es similar a la que se registró en 2008, un año en el que la demanda eléctrica alcanzó los 265 TWh, 10 TWh más que en el presente año, y los regímenes especiales todavía no tenían un papel tan importante en el mix de generación.

En la siguiente tabla resumen se puede apreciar cómo en 2011 el mix energético se compuso por un tercio de energía de generación base, nuclear e hidráulica; otro tercio de energía térmica con gas y carbón, y otro tercio de renovables.

Evolución del mix de generación eléctrico

GWh(e)/año

	2002	2003	2004	2005	2006
Régimen Ordinario	186.164	196.016	206.412	212.999	220.873
Hidráulica	22.598	38.874	29.777	19.169	25.330
Nuclear	63.016	61.875	63.606	57.539	60.126
Total A	85.614	100.749	93.383	76.708	85.456
% s generación total	39%	42%	37%	29%	31%
Carbón	78.768	72.249	76.358	77.393	66.006
CTCC's	5.308	14.991	28.974	48.885	63.506
Total B	84.076	87.240	105.332	126.278	129.512
% s generación total	38%	37%	42%	48%	48%
Régimen Especial	35.401	41.412	45.868	51.090	51.633
Eólica	9.257	11.720	15.753	20.858	22.881
Resto	26.144	29.692	30.115	30.232	28.752
% s generación total	16%	17%	18%	19%	19%
Total generación *	221.565	237.428	252.280	264.089	272.506

* Total generación = suma (demanda b.c + saldo por CI + consumos en generación + consumos en bombeo).

2007	2008	2009	2010	2011
223.823	220.341	190.846	189.169	179.365
26.352	21.428	23.862	38.653	27.650
55.102	58.973	52.761	61.990	57.670
81.454	80.401	76.623	100.643	85.320
29%	28%	28%	36%	31%
71.833	46.275	33.862	22.097	43.426
68.139	91.286	78.279	64.604	50.619
139.972	137.561	112.141	86.701	94.045
50%	48%	41%	31%	35%
57.548	68.046	80.352	90.904	92.352
27.249	31.758	37.401	43.355	41.661
30.299	36.288	42.951	47.549	50.691
20%	24%	30%	32%	34%
281.371	288.387	271.198	280.073	271.715

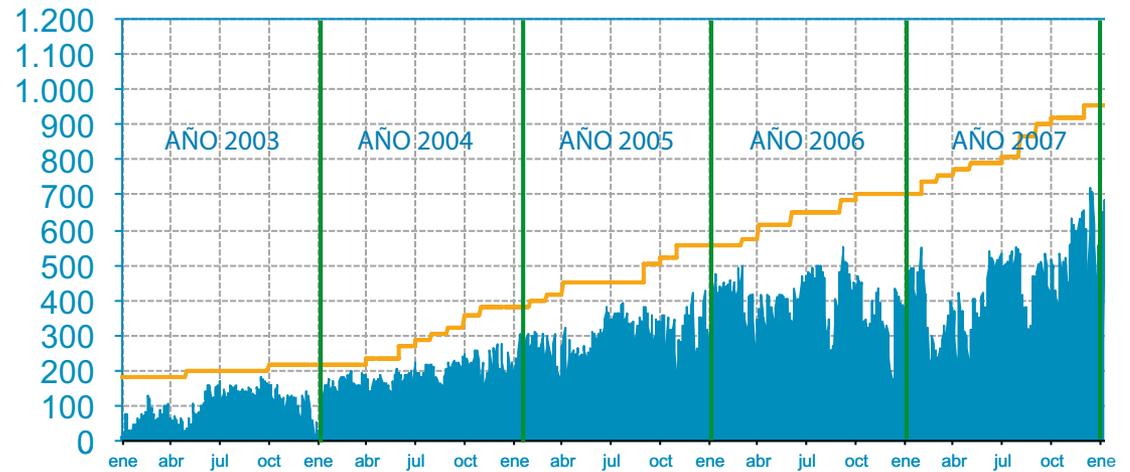
Fuente: REE

Demanda de gas natural

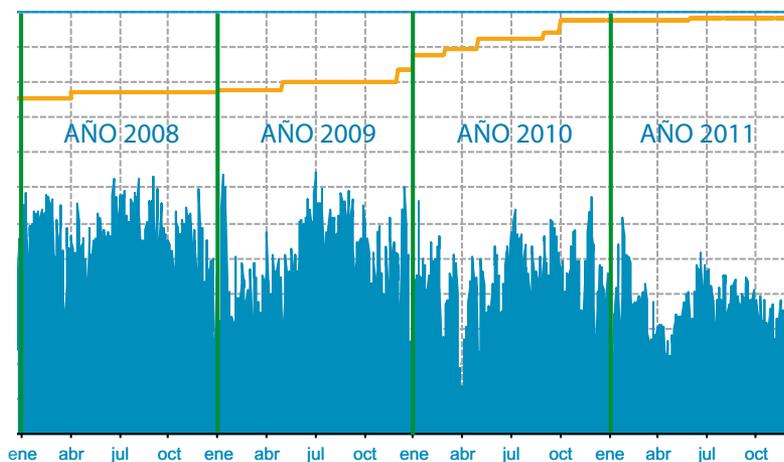
Demanda de gas natural

Evolución CTCC's

GWh/día



		ene	feb	mar	abr	may	jun	jul
2005	Consumo (GWh)	6.964	6.845	6.846	6.735	7.256	9.505	10.554
2006	Consumo (GWh)	11.353	11.160	9.775	9.647	10.134	11.218	13.709
2007	Consumo (GWh)	12.636	8.071	8.124	8.571	9.156	12.649	13.568
2008	Consumo (GWh)	16.618	16.476	14.136	14.465	14.874	15.587	18.188
	Pot. Inst. (MW)	21.390	21.390	21.390	21.390	21.815	21.815	21.815
2009	Consumo (GWh)	12.474	9.423	10.526	11.274	11.240	15.683	17.538
		41%	34%	35%	38%	36%	52%	57%
	Pot. Inst. (MW)	23.913	23.913	24.338	24.338	24.986	24.986	24.986
2010	Consumo (GWh)	11.265	10.253	9.080	9.356	9.655	11.530	14.249
		34%	34%	27%	28%	28%	34%	41%
	Pot. Inst. (MW)	26.114	26.114	26.114	26.114	26.114	26.251	26.251
2011	Consumo (GWh)	11.013	9.877	8.835	6.234	8.956	10.394	9.928
		30%	30%	24%	18%	24%	29%	27%



ago	sep	oct	nov	dic	año	f. utilización
9.139	9.122	8.478	8.789	8.496	98.729	59%
10.103	13.060	10.487	8.951	8.961	128.560	56%
10.868	11.907	12.857	15.937	15.197	139.541	46%
16.986	16.128	14.978	14.107	12.062	184.605	52%
21.815	21.815	21.815	21.815	21.815		
16.817	15.426	13.736	11.753	12.912	158.802	44%
54%	51%	44%	39%	40%		
24.986	25.410	25.646	26.114	26.114		
12.148	13.160	11.306	11.848	10.651	134.500	33%
35%	38%	31%	34%	30%		
26.251	26.251	26.251	26.251	26.251		
10.378	9.880	8.410	7.529	7.440	108.876	25%
28%	28%	23%	21%	20%		

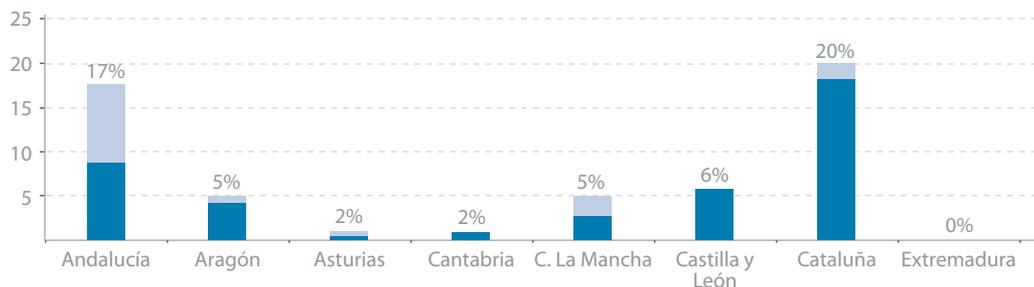
Demanda de gas natural

Ubicación geográfica por CCAA

Unidad: GWh

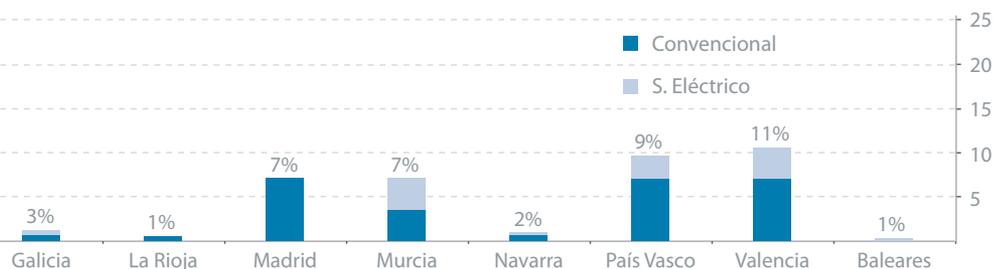
		2010	2011	Crecimientos (año 2010)
Andalucía	Convencional	32.631	35.939	
	CTCC+CT	33.408	28.932	
	Total	66.040	64.870	-1,8%
Aragón	Convencional	15.008	15.105	
	CTCC+CT	11.227	3.344	
	Total	26.235	18.449	-29,7%
Asturias	Convencional	5.937	5.161	
	CTCC+CT	3.741	3.753	
	Total	9.678	8.914	-7,9%
Cantabria	Convencional	6.943	5.705	
	CTCC+CT	0	0	
	Total	6.943	5.705	-17,8%
Castilla La Mancha	Convencional	12.680	12.787	
	CTCC+CT	6.918	7.518	
	Total	19.598	20.305	+3,6%
Castilla y León	Convencional	23.891	23.794	
	CTCC+CT	0	0	
	Total	23.891	23.794	-0,4%
Cataluña	Convencional	57.425	54.308	
	CTCC+CT	19.284	20.990	
	Total	76.709	75.298	-1,8%
Extremadura	Convencional	1.283	1.225	
	CTCC+CT	0	0	
	Total	1.283	1.225	-4,5%

Reparto porcentual de la demanda del año 2011 por CCAA



Unidad: GWh

		2010	2011	Crecimientos (año 2010)
Galicia	Convencional	7.369	8.079	
	CTCC+CT	4.591	4.698	
	Total	11.961	12.777	+6,8%
La Rioja	Convencional	2.892	2.799	
	CTCC+CT	2.639	1.996	
	Total	5.530	4.795	-13,3%
Madrid	Convencional	28.108	24.951	
	CTCC+CT	0	0	
	Total	28.108	24.951	-11,2%
Murcia	Convencional	11.200	14.149	
	CTCC+CT	15.007	11.295	
	Total	26.206	25.444	-2,9%
Navarra	Convencional	6.340	5.968	
	CTCC+CT	7.246	2.579	
	Total	13.586	8.547	-37,1%
País Vasco	Convencional	25.677	25.253	
	CTCC+CT	12.559	7.267	
	Total	38.236	32.520	-14,9%
Valencia	Convencional	27.060	27.108	
	CTCC+CT	18.474	13.949	
	Total	45.534	41.058	-9,8%
Balears	Convencional	638	562	
	CTCC+CT	523	3.553	
	Total	1.161	4.115	>100%
Total	Convencional	265.083	262.891	
	CTCC+CT	135.617	109.875	
	Total	400.700	372.766	-7,0%



03

Aprovisionamientos de GN y GNL





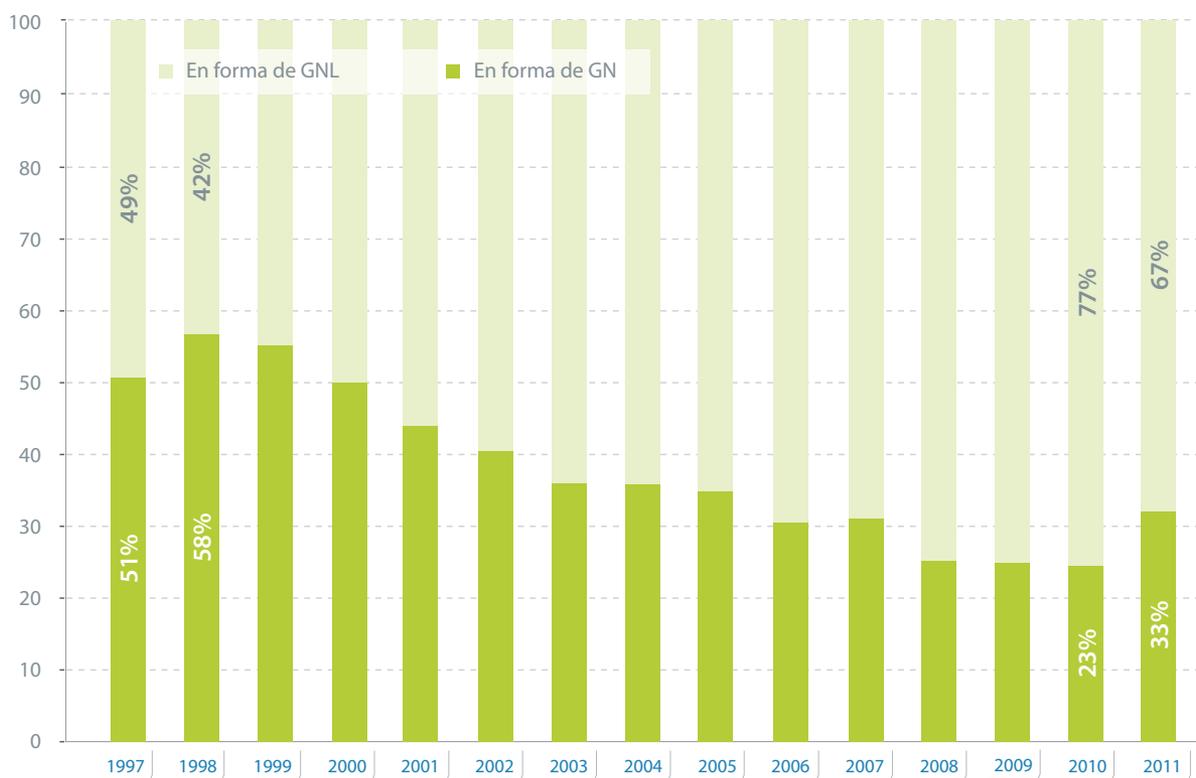
En 2011, los aprovisionamientos de gas natural ascendieron a 394.436 GWh, lo que ha supuesto un descenso del 3% respecto al ejercicio anterior.

Entradas al Sistema 2011

Unidad: GWh

	2010	2011	Δ s/2010
Entradas físicas GN	92.766	129.104	39%
CI Tarifa	79.398	80.220	1%
CI Almería	-	23.799	>100%
CI Larrau	12.166	23.152	90%
P. Nacional	1.201	1.933	61%
CI Tuy	-	-	-
CI Badajoz	-	-	-
CI Irún	-	-	-
Descargas GNL	312.911	265.332	-15%
P. Barcelona	77.484	62.382	-19%
P. Cartagena	42.738	40.934	-4%
P. Huelva	67.828	57.737	-15%
P. Bilbao	50.660	37.507	-26%
P. Sagunto	55.713	43.965	-21%
P. Mugardos	18.489	22.807	23%
Total OFERTA	405.677	394.436	-3%

Aprovisionamientos de GN y GNL



El 67% de los suministros se recibieron en forma de gas natural licuado (GNL) y el 33% restante en forma de gas natural (GN). Destaca el importante incremento de las importaciones a través de gasoducto, debido principalmente a la entrada en operación de la nueva Conexión Internacional de Almería.

Diversificación del aprovisionamiento

A lo largo del año 2011, el Sistema Gasista español recibió gas natural procedente de 12 países distintos manteniendo, como en años anteriores, un alto grado de diversificación. La holgura con la que se cumple el objetivo de diversificación establecido en el RD 1766/2007 en un país energéticamente dependiente como es España, dota al Sistema de un importante grado de flexibilidad y versatilidad.

La cartera de aprovisionamientos mantuvo una estructura similar a la del año anterior. El principal país proveedor de gas natural continúa siendo Argelia, que ha incrementado su cuota hasta el 37%; seguido de Nigeria (19%), Qatar (13%) y Trinidad y Tobago (7%). Asimismo, cabe destacar el descenso de la cantidad de gas procedente de Libia como consecuencia del conflicto armado que conoció el país tras las revueltas surgidas en febrero de 2011.

En cuanto al origen por países de los cargamentos de GNL, cabe señalar el notable incremento de las descargas procedentes de Perú que, tras iniciar el flete de buques con destino a España en la segunda mitad de 2010, en 2011 se ha asentado como país suministrador del Sistema español, con 20 descargas repartidas entre las seis plantas de regasificación.



Origen de los suministros

	2010		2011		Crecimiento 2011 vs 2010
	GWh	%	GWh	%	
Argelia GN	79.398	30%	104.019	37%	31%
Argelia GNL	42.649		43.359		2%
Italia GNL ☒	10.291	3%	-		-100%
Qatar GNL	65.533	16%	51.540	13%	-21%
Omán GNL	1.931	0,5%	1.918	0,5%	-1%
Nigeria GNL	87.865	22%	74.180	19%	-16%
Egipto GNL	32.728	8%	25.933	7%	-21%
Noruega GNL	20.680	5%	13.916	4%	-33%
Francia GN	12.166	3%	23.152	6%	90%
Libia GNL	4.128	1%	967	0,2%	-77%
T&T GNL	34.789	9%	27.618	7%	-21%
EE.UU. GNL ☒	1.311	0,3%	1.850	0,5%	41%
Perú GNL	7.164	2%	21.086	5%	194%
Bélgica GNL ☒	876	0,2%	2.965	1%	239%
Yemen GNL	2.968	1%	-		-100%
Nacional GN	1.201	0,3%	1.933	0,5%	61%
Total	405.677	100%	394.436	100%	-3%

El GN nacional incluye la extracción de los almacenamientos no básicos del Valle del Guadalquivir.

☒ Origen comercial

Gestión de descargas de buques metaneros

El incremento de las entradas al Sistema a través de gasoductos, como consecuencia de la entrada en operación de la nueva Conexión Internacional de Almería, ha supuesto, a su vez, un descenso del 15% en la cantidad de GNL descargado.

No obstante, la disminución en el número de descargas gestionadas por las plantas de regasificación del Sistema no se ha debido únicamente a este hito sino también al mayor porcentaje de cargamentos de gran tamaño que se han recibido a lo largo del año. En 2011, el 75% de los buques descargados fueron iguales o de mayor tamaño que los buques considerados grandes (*Large LNG Carriers*), de capacidad igual o superior a 100.000 m³ de GNL, mientras que en 2010 este porcentaje fue del 67%.

Descargas de buques de GNL

	2010							2011							GNL Δ s/ 2010
	GNL descargado GWh	n.º buques					Total	GNL descargado GWh	n.º buques					Total	
	Qmax	QFlex	G	M	P			Qmax	QFlex	G	M	P			
Barcelona	77.484	-	-	69	20	29	118	62.382	-	-	66	2	8	76	-19%
Huelva	67.828	-	-	63	11	26	100	57.737	-	-	54	12	15	81	-15%
Cartagena	42.738	-	5	30	15	13	63	40.934	-	-	39	6	10	55	-4%
Bilbao	50.660	-	-	55	1	-	56	37.507	-	1	40	1	-	42	-26%
Sagunto	55.713	1	8	42	9	15	76	43.965	-	2	37	13	14	66	-21%
Mugarodos	18.489	-	-	20	2	-	22	22.807	-	-	23	6	-	29	+23%
Total	312.911	1	13	279	58	84	435	265.332	-	3	259	40	47	349	-15%

En 2011 las plantas de Barcelona, Huelva y Sagunto volvieron a destacar tanto en número de descargas gestionadas como en cantidad de GNL recepcionado.

Descargas de GNL por orígenes y plantas de regasificación en 2011

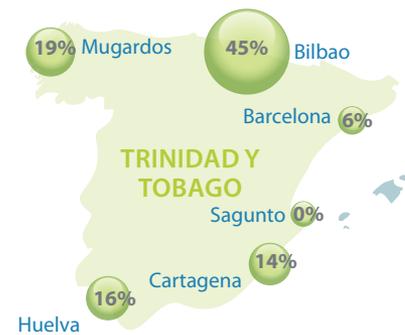
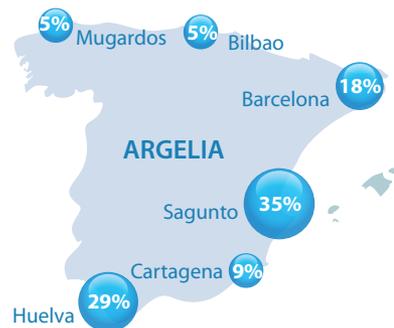
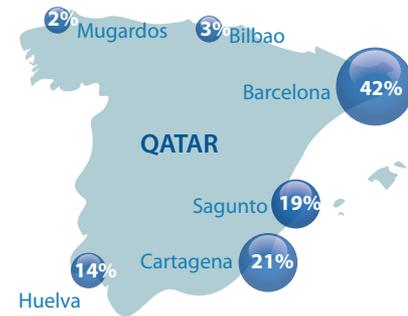
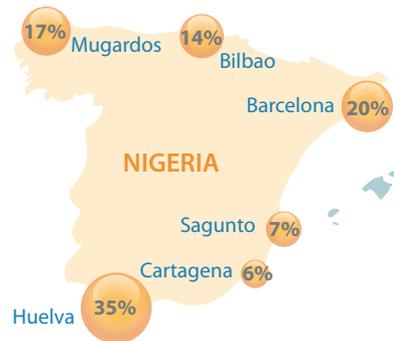
N.º descargas en 2011	Nigeria	Argelia	Egipto	Qatar	T&T	Omán	Noruega	Libia	EEUU	Perú	Bélgica	TOTAL	Tamaño medio descargado (GWh)
Barcelona	17	15	10	24	2	1	4	1		2		76	820
Cartagena	5	11	9	14	5	1	1	2		7		55	740
Huelva	29	29	1	8	6		4	1		2	1	81	710
Bilbao	12	3		1	15		2		1	7	1	42	890
Sagunto	6	34	9	11			3		1	1	1	66	670
Mugardos	15	4		1	7		1			1		29	790
Total	84	96	29	59	35	2	15	4	2	20	3	349	
Tamaño medio descargado (GWh)	880	450	890	870	790	960	920	240	930	1.050	990	760	

Calidad del GNL en el Sistema español en 2011

PCS másico (KWh/Kg)	15,24	15,12	15,37	15,15	15,40	15,15	15,13	14,99	15,27	15,16	15,30
PCS volumétrico (KWh/m³)	6.870	6.816	6.651	6.905	6.607	6.949	6.822	7.199	6.814	6.851	6.719
Densidad GNL (Kg/m³)	451	451	433	456	429	459	451	480	446	452	439

Aprovisionamiento de GNL por países

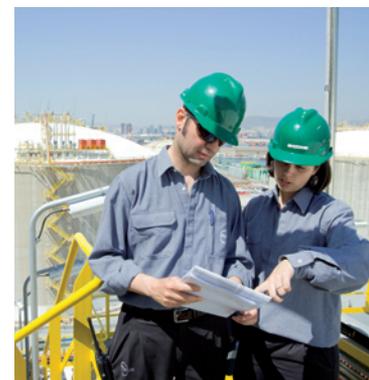
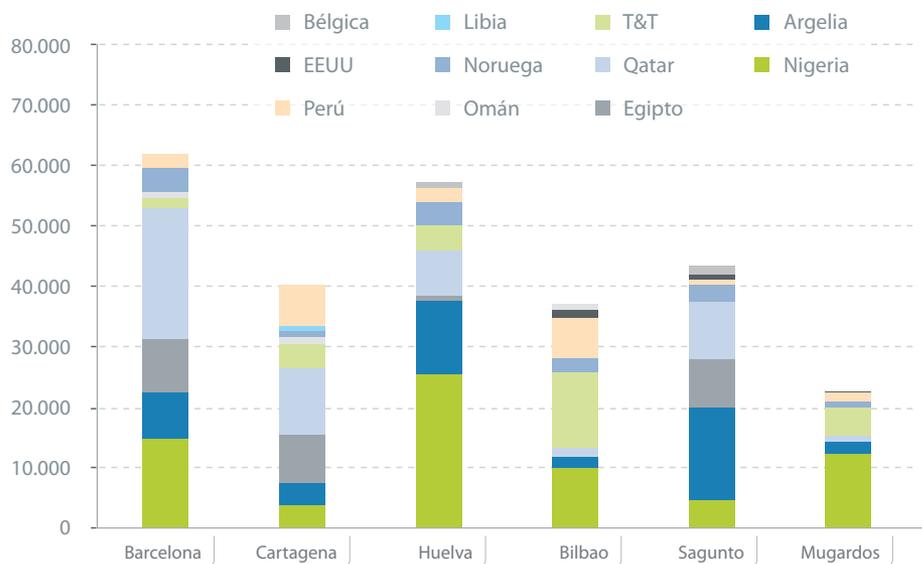
Continuando con la tendencia de años anteriores, el gas procedente de Nigeria se repartió de manera uniforme entre todas las plantas del Sistema. Los cargamentos procedentes de Argelia y Qatar se concentraron en las plantas situadas en el sur y este del país mientras que el gas procedente de Trinidad y Tobago se descargó preferentemente en la Planta de Bilbao.



La variedad de orígenes recibidos en cada una de las plantas del Sistema, que contabilizaron entre 6 y 9 orígenes distintos, contribuye a reforzar la seguridad operativa del Sistema.

Orígenes descargados en cada planta (GWh/año)

(GWh/año)



El detalle de los buques descargados en cada planta se muestra en la siguiente tabla:

Descargas de GNL por orígenes y plantas de regasificación en 2011

Buque metanero	Cantidad Media Descargada* (GWh)	Plantas de regasificación						TOTAL	Buque metanero	Cantidad Media Descargada* (GWh)	Plantas de regasificación						TOTAL
		Barcelona	Bilbao	Cartagena	Huelva	Reganosa	Sagunto				Barcelona	Bilbao	Cartagena	Huelva	Reganosa	Sagunto	
AL ORAIQ	969						1	1	GALICIA SPIRIT	896	3	1	1	1		6	12
ANNABELLA	242	1		2	1			4	GDF SUEZ GLOBAL ENERGY	488			1				1
ARTIC DISCOVERER	922		2		1		2	5	GDF SUEZ NEPTUNE	898				1			1
ARTIC LADY	953	1						1	GEMMATA	895	1		1	3	1	1	7
ARTIC VOYAGER	928		1		1		1	3	GOLAR ARCTIC	920	1			1			2
BARCELONA KNUITSEN	1.067				1	1		2	GOLAR GRAND	935	4		2				6
BERGE ARZEW	916	4		1	1		2	8	GOLAR MARIA	906	1						1
BILBAO KNUITSEN	850		1					1	HISPANIA SPIRIT	870		2		1			3
BW GDF SUEZ PARIS	903			1				1	IBERICA KNUITSEN	873		2	1	4	2		9
BW SUEZ BOSTON	862	1		1				2	IBRA LNG	960			1				1
CADIZ KNUITSEN	882	5		4	1		3	13	ISABELLA	208	6		1	6		3	16
CASTILLO DE SANTISTEBAN	1.075	2	1	1				4	LALA FATMA N SOUMER	950	1		1				2
CASTILLO DE VILLALBA	883	4	1		2	1		8	LNG ABUJA	822	2		1	3	1		7
CATALUNYA SPIRIT	849		1	1		2		4	LNG ADAMAWA	926		2	1				3
CHEIKH EL MOKRANI	498	2	1	1	8	4	7	23	LNG AKWA IBOM	928				3			3
DUKHAN	908	9		3				12	LNG ARIES	823	5		6				11
ENERGY HORIZON	1.152						1	1	LNG BAYELSA	897	1			1			2
EXCALIBUR	906	1						1	LNG BENUE	962			1	1			2
FUWAIKIT	862						1	1	LNG BONNY	855	1	2			2	2	7
GALEA	899	1	1		3			5	LNG BORNO	973		1			1		2

Buque metanero	Cantidad Media Descargada* (GWh)						TOTAL	Buque metanero	Cantidad Media Descargada* (GWh)						TOTAL
		Barcelona	Bilbao	Cartagena	Huelva	Reganosa				Sagunto	Barcelona	Bilbao	Cartagena	Huelva	
LNG DELTA	819	1					1	METHANE PRINCESS	852	1					1
LNG EDO	825		1			1	2	METHANIA	844	3		1		1	5
LNG ELBA	254	1		7	8	11	27	MOURAD DIDOUCHE	794	1	2	2		3	8
LNG ENUGU	954					2	1	3	MURWAB	870				1	1
LNG FINIMA	860				1	2	3	MUSCAT	971			1			1
LNG IMO	961	1					1	NEO ENERGY	948	1					1
LNG JUPITER	988	2					2	NORMAN LADY	488			1	1	1	3
LNG LAGOS	780		2	1		2	5	ONAIZA	1.379	1					1
LNG OGUN	977				2	1	3	PROVALYS	884			3			3
LNG OYO	951				1		1	RAMDANE ABANE	830				1	1	2
LNG PORT HARCOURT	785				4	3	1	8	RIBERA DEL DUERO KNUITSEN	1.095			2	1	3
LNG PORTOVENERE	422				2		5	7	SALALAH LNG	957	1				1
LNG RIVER NIGER	936	1			1		2	SCF ARTIC	463			1			1
LNG RIVER ORASHI	947		2				2	SCF POLAR	440			2	1	1	4
LNG RIVERS	897	2	1		1	1	5	SERI ANGKASA	939				1		1
LNG SOKOTO	904			1	4	1	6	SERI BALQUIS	937	1					1
LUSAIL	933	1					1	SESTAO KNUITSEN	890				1		1
MADRID SPIRIT	802		6		1	1	8	SEVILLA KNUITSEN	1.075	2	1				3
MAERSK MAGELLAN	910	1					1	STX FRONTIER	948	1					1
MAERSK MERIDIAN	1.016	2					2	TRINITY ARROW	972			1			1
MAERSK METHANE	944		1	1			2	UMM BAB	915				1		1
MAERSK RAS LAFFAN	837				1	9	10	VALENCIA KNUITSEN	1.077	2	1			1	4
MARAN GAS CORONIS	882		1				1								

85 buques metaneros realizaron 349 descargas en el Sistema durante el año 2011.

*Se contempla la cantidad media descargada en el año 2011.

Suministro de Último Recurso:

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

La Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 28 de abril de 2011, que desarrolla la Orden ITC/863/2009, de 2 de abril, precisa las características concretas de los diferentes productos a subastar con destino al suministro de último recurso de gas natural, determinando los márgenes de flexibilidad.

- **Producto Gas de Base:** suministro de una cantidad preestablecida de gas a entregar mensualmente y que se materializará en suministros diarios de acuerdo a las flexibilidades de entrega desde el 1 de julio de 2011 hasta el 30 de junio de 2012.

Gas de Base: definición de producto y su flexibilidad

- **Producto: 5.100 GWh**

425 GWh/mes desde el 1 de julio de 2011 hasta el 30 de junio de 2012 en el porcentaje α que corresponde a cada CUR en base a su previsión de demanda.

- **Flexibilidad**

- $\pm 10\%$ en cantidad diaria
- $\pm 5\%$ de desviación acumulada en el periodo
- Si se incumplen los límites de flexibilidad, la cantidad diaria en GWh será $(425/n.º \text{ días mes}) \cdot \alpha$

- Cada vendedor de último recurso (VUR) suministrará a cada CUR la parte de la cantidad diaria proporcional a la cantidad de producto de Gas de Base de la que hubiera sido adjudicatario en la subasta.

- **Producto Gas de Invierno:** cantidad preestablecida de gas a entregar en los meses de noviembre y diciembre de 2011, y enero, febrero y marzo de 2012, con flexibilidad de entrega.

Gas de Invierno: definición de producto y su flexibilidad

- Producto: 4.045 GWh

Nov-11	Dic-11	Ene-12	Feb-12	Mar-12
320 GWh	1.100 GWh	1.100 GWh	1.100 GWh	425 GWh

Se entregarán estas cantidades en el porcentaje α que corresponda a cada CUR en base a su previsión de demanda.

- Flexibilidad

- $\pm 10\%$ en cantidad diaria
- $\pm 5\%$ de desviación acumulada en el periodo
- Si se incumplen los límites de flexibilidad, la cantidad diaria en GWh será $(\text{GWh/mes} \cdot \alpha) / (\text{n.º días mes})$

- Cada vendedor suministrará a cada uno de los compradores la parte de la cantidad diaria proporcional a la cantidad de producto de Gas de Invierno de la que hubiera sido adjudicatario en la subasta.

La Resolución de la DGPEyM de 18 de mayo de 2011 establece las reglas operativas 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 2011 y el 30 de junio de 2012:

- Porcentajes del producto α que corresponden a cada CUR:

	α_i	Gas de Base (GWh) (1)	Gas de Invierno (GWh) (2)				
			Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
Endesa Energía XXI, S.A.U.	3,60%	15,30	11,52	39,60	39,60	39,60	15,30
Gas Natural S.U.R. SDG, S.A.	82,40%	350,14	263,68	906,40	906,40	906,40	350,20
HC Naturgas Comercializadora de Último Recurso, S.A.	3,06%	13,00	9,79	33,66	33,66	33,66	13,01
Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.	0,16%	0,68	0,51	1,76	1,76	1,76	0,68
Madrialeña Suministro de Gas Sur 2010, S.L.	10,78%	45,81	34,50	118,58	118,58	118,58	45,82
Total	100%	425	320	1.100	1.100	1.100	425

(1) Cantidad nominal mensual de cada comercializador "i" que resulta del producto de "M" por α_i .

(2) Cantidades nominales mensuales de cada comercializador "i", que resulta del producto de "M_j" por α_i .

- Precio a ofertar por los participantes de la subasta en €/MWh.
- El precio resultante de la subasta se revisará de acuerdo con:
 - Gas de Base, trimestralmente y en función de las cotizaciones del crudo Brent (dólares/barril), el tipo de cambio dólar/euro y la revisión de peajes.
 - Gas de Invierno, como consecuencia de la revisión de los peajes de transporte y distribución, regasificación, descarga de buques y canon de GNL.

- Repercusión de las modificaciones de los peajes.
- Celebración de la subasta: 14 de junio de 2011.
- Contrato marco y reglas de la subasta.
- Comunicación de las cantidades diarias a suministrar:
 - Los CUR comunicarán las cantidades diarias en KWh a los vendedores de forma proporcional a la cantidad de cada producto que hubiera sido adjudicado a cada vendedor en la subasta.
 - Estas cantidades deberán cumplir los límites de flexibilidad indicados en la resolución de 4 de mayo y deberán comunicarse con una antelación de 24 horas respecto al plazo máximo para realizar las nominaciones.
 - Antes de las 12 horas del día de referencia, compradores y vendedores procederán a formalizar la correspondiente operación de traspaso de gas en el AOC utilizando la herramienta informática del GTS (SL-ATR). En caso de no coincidencia entre las cantidades introducidas en el Sistema, el GTS procederá a dar validez a la transacción antes de las 14 horas del día de referencia, considerando la cantidad introducida por el comprador.
- Información sobre el sistema de acceso de terceros español, disponible en el apartado de Gestión Técnica del Sistema de la página web de Enagás, donde se añada aquella información que fuera necesaria para el desarrollo de esta resolución.

Los comercializadores de último recurso de gas natural son:

- Endesa Energía XXI, S.A.U.
- Gas Natural S.U.R. SDG, S.A.
- HC Naturgas Comercializadora de Último Recurso, S.A.
- Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.
- Madrileña Suministro de Gas SUR 2010, S.L.

En la Resolución de 9 de junio de 2011, de la DGPEyM, se establecen determinados parámetros de la subasta, entre otros, los precios de salida y la información acerca del exceso de oferta global.

El 14 de junio de 2011 se realizó la cuarta subasta para la adquisición del gas natural que se utilizará como referencia para la fijación de la Tarifa de Último Recurso (TUR), llevada a cabo por OMEL, correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de julio de 2011 y el 31 de diciembre de 2011, para el Gas de Base, y entre el 1 de Noviembre de 2011 y el 31 de marzo de 2012 para el Gas de Invierno.

En la Resolución de 29 de septiembre de 2011, de la DGPEyM, se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la quinta subasta para la adquisición del suministro de Gas de Base destinado a la fijación de la Tarifa de Último Recurso para el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2012. En la Resolución de 19 de octubre de 2011, de la DGPEyM, se aprueban determinados parámetros de la subasta.

El pasado 25 de octubre, se realizó la quinta subasta, llevada a cabo por OMEL, correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de enero de 2012 y el 30 de junio de 2012 para el Gas de Base.

OMEL DIVERSIFICACION, SAU comunica las cantidades de derechos asignados y el precio resultado de la cuarta y quinta subasta, una vez que la CNE confirma que el proceso se ha realizado de forma objetiva, competitiva y no discriminatoria y los resultados han sido validados.

RESULTADO de la
4ª y 5ª SUBASTA
para la adquisición
de gas natural que se
utilizará como referencia
para la fijación de la TUR

Subastas TUR

Fecha de la subasta		
Cantidad subastada		
Precio de cierre		
N.º de rondas totales		
Cantidad adjudicada		
Subasta realizada por OMEL		
Adjudicatarios		

4ª Subasta jul-11/mar-12

Gas de Base	Gas de Invierno
14-jun-11	
100 Bloques/100%	100 Bloques/100%
28,80 €/MWh	29,96 €/MWh
20	20
100 Bloques /100%	100 Bloques /100%
425 GWh/mes (6 meses)*	nov-11 a mar-12
2.550 GWh/año	4.045 GWh/invierno
TOTAL: 6.595 GWh	

5ª Subasta ene-12/jun-12

Gas de Base
25-oct-11
100 Bloques/100%
29,60 €/MWh
12
100 Bloques /100%
425 GWh/mes (6 meses)**
–
TOTAL: 2.550 GWh

Diez comercializadoras

Siete comercializadoras

*Gas de Base para el periodo comprendido entre el 1-jul-11 y el 31-dic-11

**Gas de Base: 1-ene-12 al 30-jun-12

1ª Subasta jul-09/jun-10

Subastas TUR

Gas de Base	Gas de Invierno
16-jun-09	
100 Bloques/100%	100 Bloques/100%
16,18 €/MWh	19,77 €/MWh
13	13
100 Bloques /100%	100 Bloques /100%
300 GWh/mes (12meses)	nov-09 a mar-10
3.600 GWh/año	2.750 GWh/invierno
TOTAL: 6.350 GWh	

2ª Subasta jul-10/mar-11

Gas de Base	Gas de Invierno
16-jun-10	
100 Bloques/100%	100 Bloques/100%
21,67 €/MWh	24,44 €/MWh
15	15
100 Bloques /100%	100 Bloques /100%
400 GWh/mes (6 meses)*	nov-10 a mar-11
2.400 GWh/año	3.700 GWh/invierno
TOTAL: 6.100 GWh	

3ª Subasta ene-11/jun-11

Gas de Base
26-oct-10
100 Bloques/100%
21,30 €/MWh
11
100 Bloques /100%
400 GWh/mes (6 meses)**
–
TOTAL: 2.400 GWh

*Gas de Base para el periodo comprendido entre el 1-jul-10 y el 31-dic-10

**Gas de Base: 1-ene-11 al 30-jun-11

04

Plantas de regasificación





04 Plantas de regasificación

En 2011 España siguió manteniéndose a la cabeza de Europa tanto en capacidad de almacenamiento de GNL y vaporización, con el 38% y el 27% del total respectivamente, como en número de plantas, con seis de las veintidós terminales ubicadas en el continente. En el ránking mundial, España se situó en el tercer puesto en número de plantas de regasificación y, también, en cantidad de GNL importado.

Ampliaciones en plantas de regasificación

Las ampliaciones más significativas en el área de regasificación se produjeron con la incorporación al Sistema de dos nuevos tanques de almacenamiento de GNL de 150.000 m³ de capacidad en las plantas de Barcelona y Sagunto. Con la entrada en operación de estas nuevas instalaciones, la capacidad global de almacenamiento de GNL en el Sistema Gasista español se situó en 3.246.500 m³, lo que ha supuesto un aumento del 10% respecto al ejercicio anterior.

(miles m³ GNL)



El 2 de noviembre de 2011 se publicaron las nuevas “Normas de seguridad para la entrada, atraque, desatraque y salida de buques gasistas en la Ría de Ferrol”, emitidas por la Capitanía Marítima de Ferrol, por las que se autorizó a operar en la terminal de Mugaros a buques de dimensiones máximas de 315 metros de eslora y 50 metros de manga (buques tipo Q-Flex). Con esta autorización, el Sistema cuenta con cinco terminales capaces de gestionar buques de gran capacidad de tipo Q-Flex, y cuatro de ellas son capaces, además, de recibir buques de máxima capacidad de tipo Q-Max.

Evolución de la capacidad de almacenamiento de GNL

Unidad: m³ GNL

	a 31-dic-10	a 31-dic-11	Fecha incorporación	Δ m ³ GNL	Δ %
Barcelona	690.000	840.000	mar-11	+150.000	+22%
Cartagena	587.000	587.000		-	-
Huelva	619.500	619.500		-	-
Bilbao	300.000	300.000		-	-
Sagunto	450.000	600.000	dic-11	+150.000	+33%
Mugaros	300.000	300.000		-	-
Total Tk's	2.946.500	3.246.500		300.000	+10%

Producción en plantas de regasificación

Con el descenso de las entregas de gas para generación eléctrica y el incremento de los aprovisionamientos en forma de GN, la producción global de las plantas del Sistema en el año 2011 disminuyó un 18% con respecto a 2010. Las plantas de Cartagena y Mugarodos registraron los descensos de producción menos acusados.

Producción de las plantas de regasificación

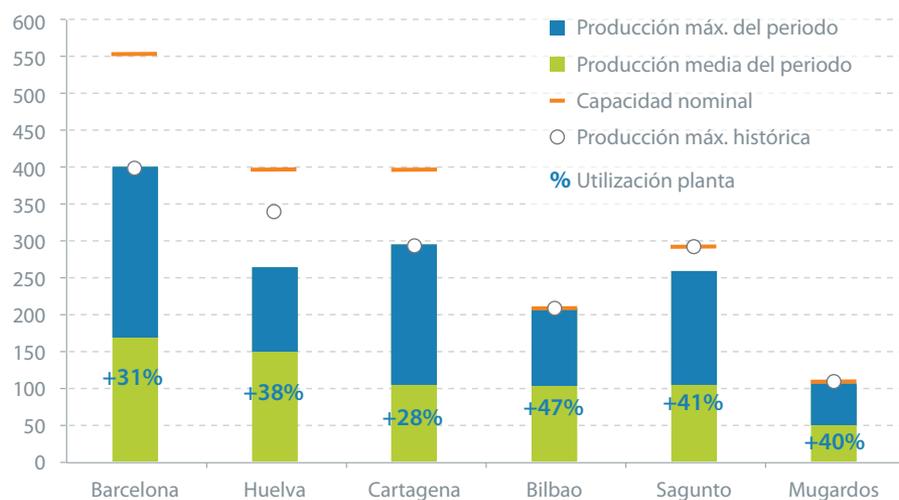
Unidad: GWh

	2010	2011	Δ % s/2010
Barcelona	77.423	62.522	-19%
Huelva	67.620	54.300	-20%
Cartagena	41.964	39.370	-6%
Bilbao	49.933	38.432	-23%
Sagunto	56.095	42.963	-23%
Mugarodos	19.330	17.779	-8%
Total	312.365	255.366	-18%

En línea con estos datos, los factores de utilización de las terminales españolas, definidos como el cociente entre la producción real y la producción nominal, también registraron descensos significativos respecto a años anteriores. No obstante, las plantas de regasificación del Sistema mantuvieron su papel fundamental en la cobertura del mercado y, a finales de enero de 2011, coincidiendo con una intensa "Ola de Frío" (Nota de Operación nº 2/2011), la Planta de Cartagena registró reiteradamente producciones máximas, hasta alcanzar, el 27 de enero de 2011, su actual récord de producción de 295 GWh/día. Esta cifra superó en un 22% el antiguo máximo de 242 GWh/día, registrado el 28 de noviembre de 2008.

Producciones registradas en las plantas de regasificación en el año 2011

Producción en GWh/día



Asimismo, a lo largo del año 2011, el Sistema requirió producciones importantes del resto de plantas de regasificación, que llegaron a alcanzar, en distintos momentos del año, entre el 75% y el 87% de sus producciones récord (ver tabla).

Unidad: GWh	Producción récord	Producción récord	Producción máxima 2011	Producción máxima 2011	% utilización s/ récord	N.º días en 2011 con producción >75% del récord
Barcelona	400	30-nov-10	338	26-ene-11	85%	16
Huelva	330	21-ener-06	252	24-ago-11	78%	11
Cartagena	295	27-ene-11	295	27-ene-11	100%	12
Bilbao	238	6-ene-10	179	28-jun-11	75%	1
Sagunto	292	16-abr-09	223	7-jul-11	76%	2
Mugaridos	118	11-sep-08	103	27-ene-11	87%	7

Plantas de regasificación

La carga de cisternas en terminales de GNL totalizó 13.224 GWh en 2011, lo que supuso un incremento del 10% respecto al ejercicio anterior. Destacó especialmente en este aspecto la Planta de Regasificación de Huelva, que registró el 35% del total de cargas realizadas y llegó a gestionar en un solo día hasta 21 GWh/día.

A mediados de diciembre de 2010, los cargaderos de cisternas de la Planta de Bilbao quedaron inhabilitados debido a las obras de construcción del tercer tanque de GNL y, por ello, durante el ejercicio 2011 no se produjeron cargas de cisternas en esta terminal. Está previsto que esta situación se prolongue hasta la finalización de los trabajos en 2013. Sus cargamentos contratados se distribuyeron entre las demás plantas del Sistema.

Carga de cisternas en plantas de regasificación

Unidad: GWh	2010	2011			Δ s/2010	
	Total	Total	% s/total	Carga máxima diaria	N.º equiv. cisternas	%
Barcelona	3.139	3.225	24%	17	56	3%
Huelva	4.067	4.651	35%	21	70	14%
Cartagena	2.510	2.994	23%	17	58	19%
Bilbao*	440	-	-	-	-	-
Sagunto	1.488	1.398	11%	9	30	-6%
Mugaros	383	956	7%	7	24	150%
Total	12.027	13.224	100%	-	-	10%

**Cargadero inhabilitado por las obras de construcción del tercer tanque de almacenamiento de GNL*

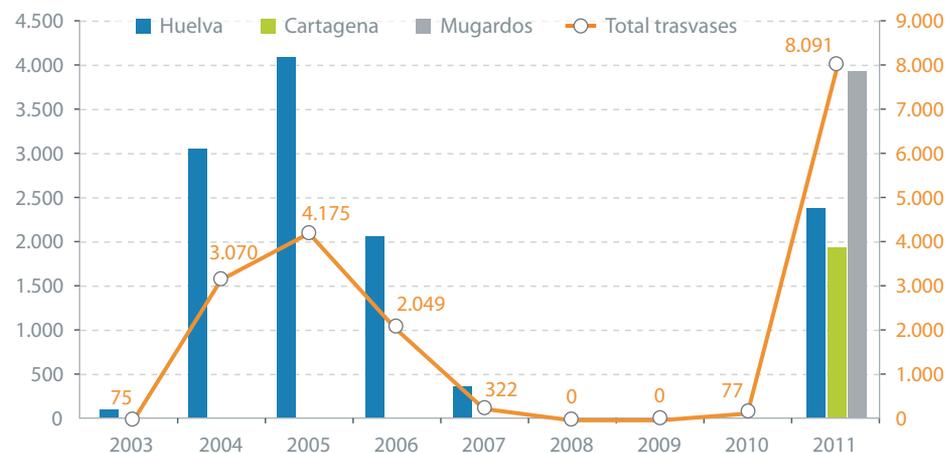
Operaciones de trasvase

El año 2011 destacó también por la recuperación de las operaciones de trasvase de GNL, entre las que se encuentran la carga de buques y la puesta en frío de tanques de metaneros. Durante este ejercicio no se realizaron cargas de GNL de buque a buque.

Las terminales de regasificación españolas realizaron 17 cargas internacionales por un total de 7.946 GWh, a los que hay que añadir 145 GWh correspondientes a seis puestas en frío de tanques de almacenamiento de buques metaneros. Esto hace un total de 8.091 GWh.

La cantidad de GNL destinada a operaciones de trasvase a lo largo de 2011 superó ampliamente los máximos históricos relacionados con esta actividad. Las plantas de regasificación que desarrollaron estas operaciones fueron Huelva, Cartagena y Mugardos, especialmente esta última, que gestionó el 39% de las operaciones con un total de 3.862 GWh.

(GWh/año)



Cargas internacionales

	N.º cargas	GWh
Barcelona	0	0
Huelva	5	2.274
Cartagena	6	1.882
Bilbao	0	0
Sagunto	0	0
Mugardos	6	3.791
Total	17	7.946

Puestas en frío

	N.º puestas	GWh
Barcelona	0	0
Huelva	2	53
Cartagena	1	21
Bilbao	0	0
Sagunto	0	0
Mugardos	3	71
Total	6	145

Existencias medias en tanques de GNL

El Sistema contó durante el ejercicio 2011 con un nivel medio de llenado de los tanques de GNL del 45%, inferior en 2 puntos porcentuales al registro de 2010.

Nivel medio de llenado

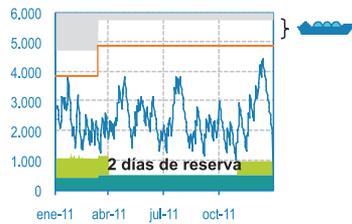
Unidad: GWh/día

	Capacidad de almacenamiento a 31-dic-11	Existencias medias	Nivel medio de llenado	Nivel medio de llenado en el Sistema
Barcelona	5.754	2.384	43%	45%
Huelva	4.244	2.078	49%	
Cartagena	4.021	1.600	40%	
Bilbao	2.055	1.190	58%	
Sagunto	4.110	1.348	43%	
Mugarodos	2.055	862	42%	

Continuando con la iniciativa del año anterior, el Plan Invernal aprobado en la Resolución de 23 de noviembre de 2011 ha promovido la utilización efectiva de las capacidades de almacenamiento durante el invierno, mediante el establecimiento de un límite superior de 10 días para incurrir en desbalance por exceso de GNL. Esta medida facilitó la gestión de existencias tanto por parte de las comercializadoras como por el propio Gestor del Sistema para garantizar la seguridad de suministro a lo largo de este periodo.

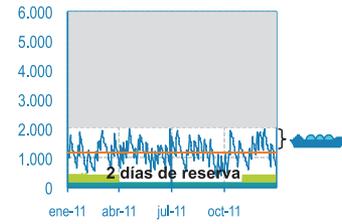
Gestión de existencias en tanques de GNL durante 2011

Capacidad: 5.754 GWh



Barcelona

Capacidad: 2.055 GWh



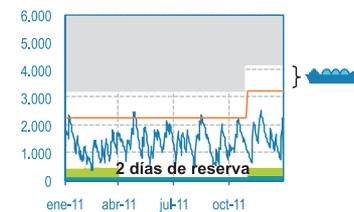
Bilbao

Capacidad: 4.244 GWh



Huelva

Capacidad: 4.110 GWh



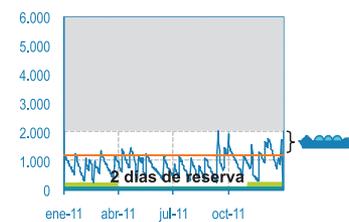
Sagunto

Capacidad: 4.021 GWh

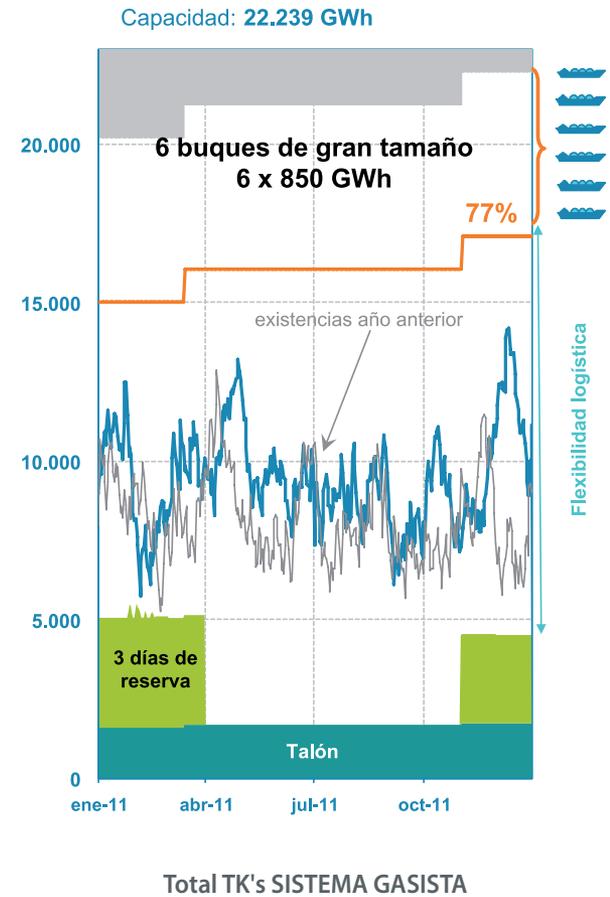


Cartagena

Capacidad: 2.055 GWh



Mugaridos



Total TK's SISTEMA GASISTA

Unidad: GWh

— Niveles diarios en TK's GNL

■ Talón

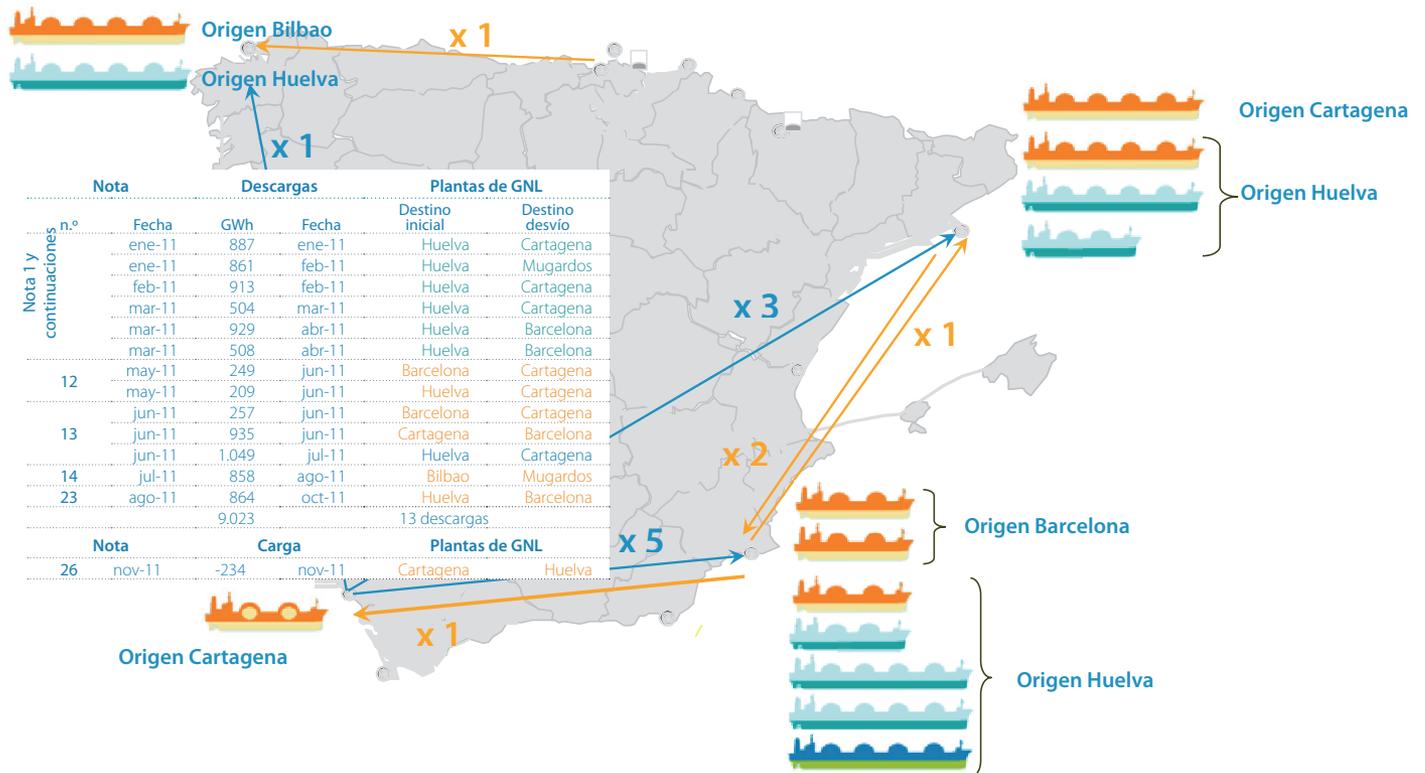
■ Ex. equivalentes a 2 días de la capacidad de regasificación por planta (3 días en el caso del Total de plantas)

— Capacidad nominal – 1 buque de 850 GWh (6 buques en el caso del Total de plantas)

■ 1 metanero de 850 GWh

Situaciones de Operación Excepcional en 2011

En 2011, la logística de las plantas de regasificación del Sistema se vio afectada por seis Situaciones de Operación Excepcional que modificaron el destino de trece cargamentos y la planta de carga de un buque metanero.



Desvío por afección en el gasoducto de 30" Sevilla-Córdoba

Desvío por existencias insuficientes de GNL

Desvío por operación de mantenimiento

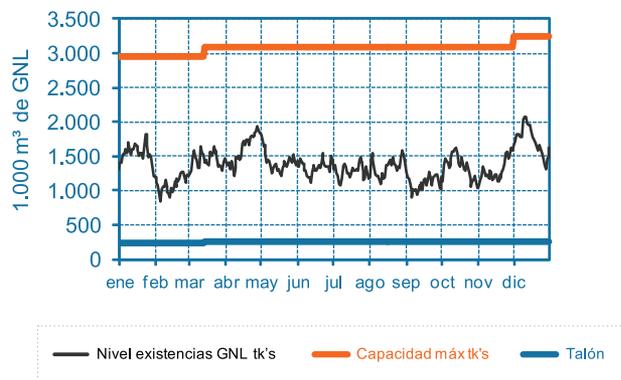
Desvío de carga por existencias insuficientes de GNL

Actividad en plantas de regasificación

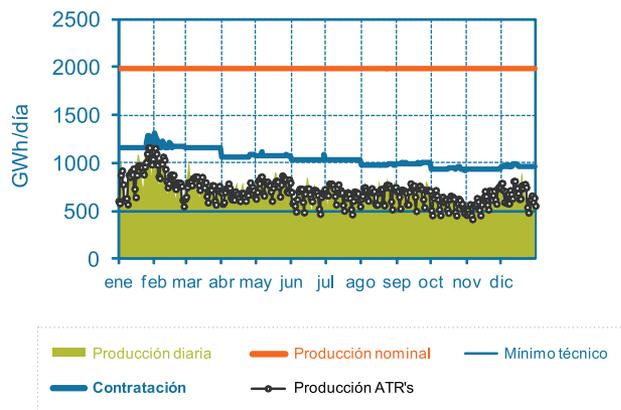
Total en plantas de regasificación

(Periodo: del 1 -ene- 2011 al 31 -dic- 2011)

Niveles diarios EXISTENCIAS en tanques de GNL



PRODUCCIONES diarias plantas



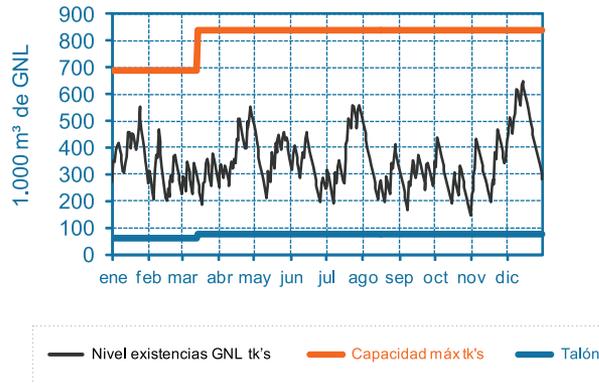
		inicio periodo	fin periodo		
Descarga buques GNL	GWh	265.332			
	n.º buques	349			
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad Máxima	m³ GNL	2.946.500	3.246.500	
	Existencias medias TK's	GWh	20.184	22.239	
		Talón m³ GNL (T)	234.450	254.205	
	(Ex)	m³ GNL	1.381.327		
		GWh	9.462		
Información CONTRATACION valor medio	Regasificación	GWh/día	996		
	Cisternas	GWh/día	48		
	% medio contratado vs. nominal		53%		
	% utilización media contratación		67%		
PRODUCCIÓN FÍSICA	Mínimo técnico	GWh/día	500	500	
	Nominal	Total (A)	m³ GNL/día	288.810	288.810
		Vaporización	GWh/día	1.978	1.978
		Cisternas	GWh/día	62,8	62,8
	Diaria	RÉCORD	GWh/día	1.421	09/01/2009
		Máxima (B)	GWh/día	1.320	
		Media (C)	GWh/día	700	
	Mínima	GWh/día	454		
PRODUCCIÓN periodo	GWh	255.366			
Días de autonomía	(Ex-T)/C	11,1 días			
RATIO UTILIZACIÓN planta	punta (B/A)	67%	67%		
	medio (C/A)	35%	35%		

04 Plantas de regasificación

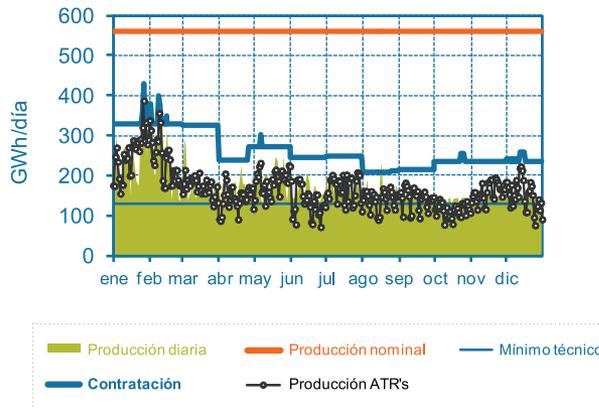
Planta de Barcelona

(Periodo: del 1 -ene- 2011 al 31 -dic- 2011)

Niveles diarios EXISTENCIAS en tanques de GNL



PRODUCCIONES diarias plantas

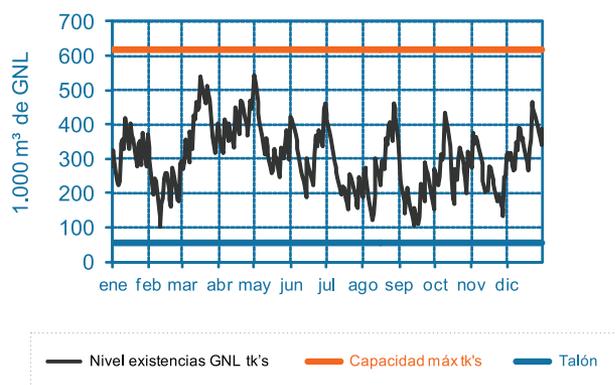


		inicio periodo	fin periodo		
Descarga buques GNL	GWh	62.382			
	n.º buques	76			
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad Máxima	m³ GNL	690.000 840.000		
		GWh	4.727 5.754		
	Talón (9%) m³ GNL (T)	62.100 75.600			
	Existencias medias TK's (Ex)	m³ GNL	347.973		
	GWh	2.384			
Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación	GWh/día	249		
	Cisternas	GWh/día	12		
	% medio contratado vs. nominal		46%		
	% utilización media contratación		63%		
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Mínimo técnico	GWh/día	128	128
		Total (A)	GWh/día	559	559
		Vaporización	1.000 Nm³/h	1.950	1.950
	Diaría	Cisternas	GWh/día	15,1	15,1
		RÉCORD	GWh/día	400	30/11/2010
		Máxima (B)	GWh/día	338	
		Media (C)	GWh/día	171	
		Mínima	GWh/día	104	
PRODUCCIÓN periodo	GWh	62.522			
Días de autonomía	(Ex-T)/C	11,3 días			
RATIO UTILIZACIÓN planta	punta (B/A)	60%	60%		
	medio (C/A)	31%	31%		

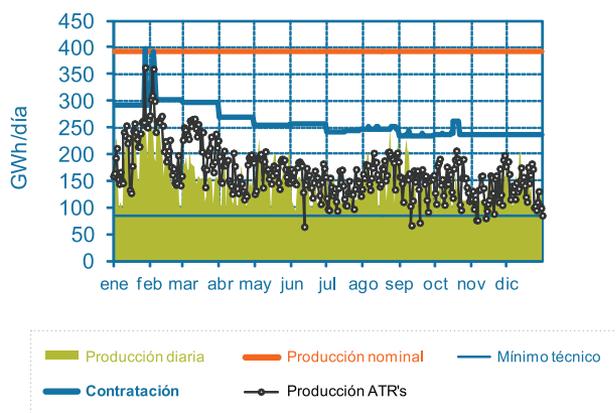
Planta de Huelva

(Periodo: del 1 -ene- 2011 al 31 -dic- 2011)

Niveles diarios EXISTENCIAS en tanques de GNL



PRODUCCIONES diarias plantas



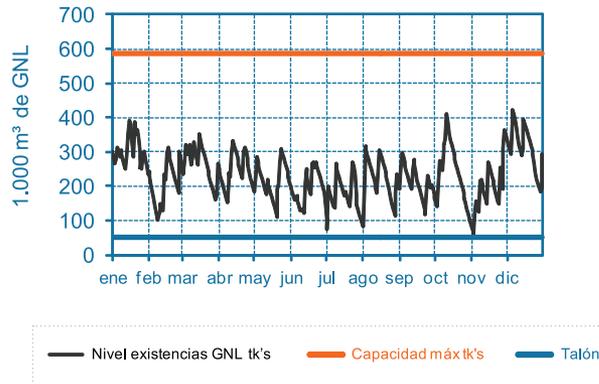
		inicio periodo	fin periodo	
Descarga buques GNL	GWh	57.737		
	n.º buques	81		
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad Máxima	m³ GNL	619.500	
		GWh	4.244	
		Talón (9%) m³ GNL (T)	55.755	
	Existencias medias TK's	m³ GNL	303.309	
	(Ex)	GWh	2.078	
Información CONTRATACION valor medio	Regasificación	GWh/día	245	
	Cisternas	GWh/día	15	
	% medio contratado vs. nominal		65%	
	% utilización media contratación		63%	
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Mínimo técnico	GWh/día	85
		Total (A)	GWh/día	392
		Vaporización	1.000 Nm³/h	1.350
	Diaría	Cisternas	GWh/día	15,1
		RÉCORD	GWh/día	330 21/12/2006
		Máxima (B)	GWh/día	252
		Media (C)	GWh/día	149
		Mínima	GWh/día	88
PRODUCCIÓN periodo	GWh	54.300		
Días de autonomía	(Ex-T)/C	11,2 días		
RATIO UTILIZACIÓN planta	punta (B/A)	64%		
	medio (C/A)	38%		

04 Plantas de regasificación

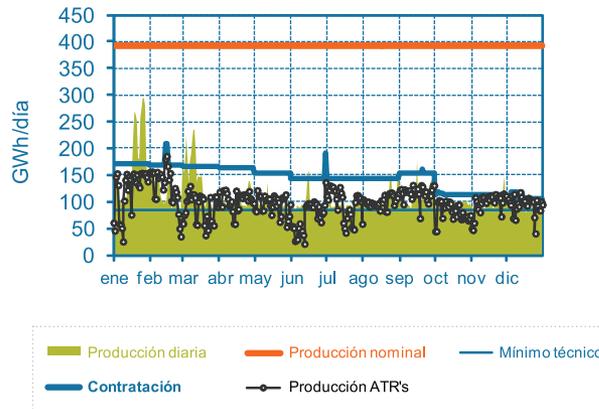
Planta de Cartagena

(Periodo: del 1 -ene- 2011 al 31 -dic- 2011)

Niveles diarios EXISTENCIAS en tanques de GNL



PRODUCCIONES diarias plantas

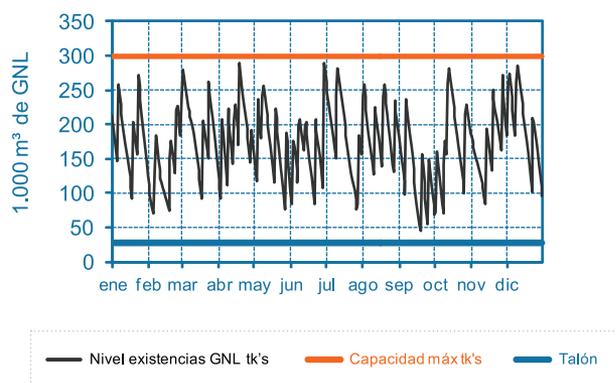


		inicio periodo	fin periodo	
Descarga buques GNL	GWh	40.934		
	n.º buques	55		
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad Máxima	m³ GNL	587.000	
		GWh	4.021	
	Talón (9%) m³ GNL (T)	52.830		
	Existencias medias TK's (Ex)	m³ GNL	233.580	
	GWh	1.600		
Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación	GWh/día	135	
	Cisternas	GWh/día	10	
	% medio contratado vs. nominal		36%	
	% utilización media contratación		67%	
PRODUCCIÓN FÍSICA	Mínimo técnico	GWh/día	85	
		Total (A)	392	
	Nominal	1.000 Nm³/h	1.350	
		Vaporización	377	
	Cisternas	GWh/día	15,1	
	RÉCORD	GWh/día	295 27/01/2011	
	Diaria	Máxima (B)	GWh/día	295
		Media (C)	GWh/día	108
Mínima		GWh/día	47	
PRODUCCIÓN periodo	GWh	39.370		
Días de autonomía	(Ex-T)/C	11,4 días		
RATIO UTILIZACIÓN planta	punta (B/A)	75%	75%	
	medio (C/A)	28%	28%	

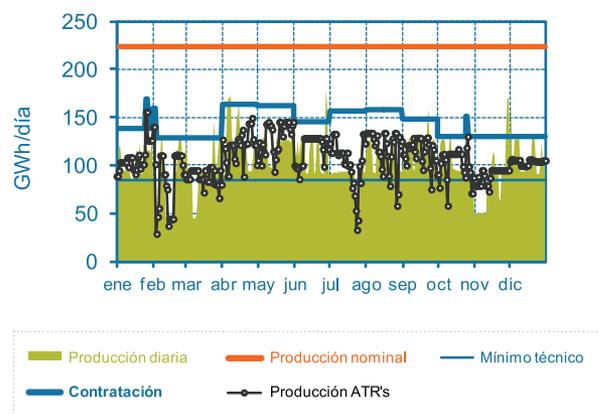
Planta de Bilbao

(Periodo: del 1 -ene- 2011 al 31 -dic- 2011)

Niveles diarios EXISTENCIAS en tanques de GNL



PRODUCCIONES diarias plantas



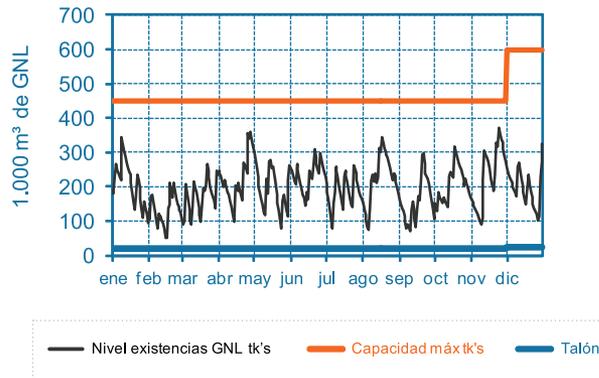
		inicio periodo	fin periodo	
Descarga buques GNL	GWh	37.507		
	n.º buques	42		
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad Máxima	m³ GNL	300.000	
		GWh	2.055	
	Talón (9%) m³ GNL (T)		27.000	
	Existencias medias TK's (Ex)	m³ GNL	173.766	
	GWh	1.190		
Información CONTRATACION valor medio	Regasificación	GWh/día	144	
	Cisternas	GWh/día	0	
	% medio contratado vs. nominal		65%	
	% utilización media contratación		74%	
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Mínimo técnico	GWh/día	85
		Total (A)	GWh/día	223
		Vaporización	1.000 Nm³/h	800
	Diaria	Cisternas	GWh/día	0,0
		RÉCORD	GWh/día	238 06/01/2010
		Máxima (B)	GWh/día	179
		Media (C)	GWh/día	105
		Mínima	GWh/día	44
PRODUCCIÓN periodo	GWh	38.432		
Días de autonomía	(Ex-T)/C	9,4 días		
RATIO UTILIZACIÓN planta	punta (B/A)	80%	80%	
	medio (C/A)	47%	47%	

04 Plantas de regasificación

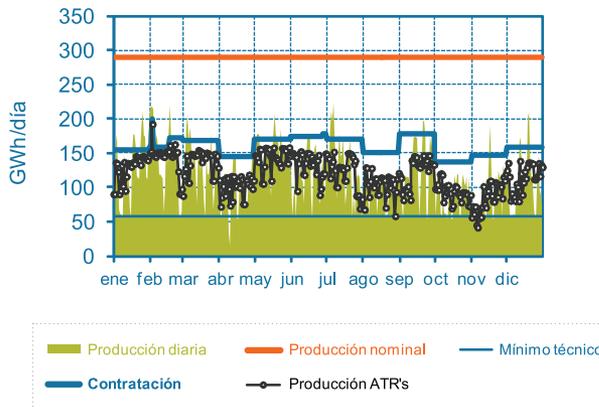
Planta de Sagunto

(Periodo: del 1 -ene- 2011 al 31 -dic- 2011)

Niveles diarios EXISTENCIAS en tanques de GNL



PRODUCCIONES diarias plantas

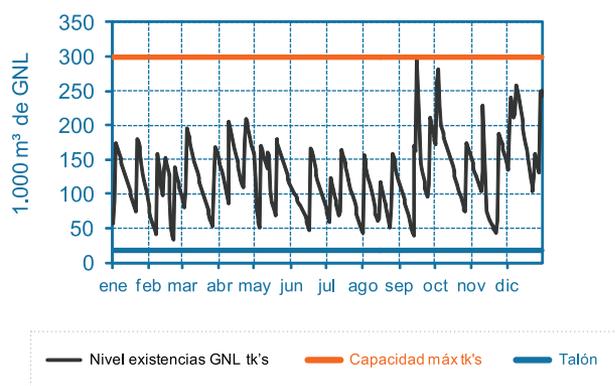


		inicio periodo	fin periodo		
Descarga buques GNL	GWh	43.965			
	n.º buques	66			
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad Máxima	m³ GNL	450.000	600.000	
		GWh	3.083	4.110	
	Talón (4,17%) m³ GNL (T)		18.765	25.020	
	Existencias medias TK's (Ex)	m³ GNL	196.859		
Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación	GWh/día	154		
	Cisternas	GWh/día	6		
	% medio contratado vs. nominal		55%		
	% utilización media contratación		75%		
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Mínimo técnico	GWh/día	57	57
		Total (A)	GWh/día	290	290
		Vaporización	1.000 Nm³/h	1.000	1.000
	Diaria	Cisternas	GWh/día	10,5	10,5
		RÉCORD	GWh/día	292	16/04/2009
		Máxima (B)	GWh/día	223	
		Media (C)	GWh/día	118	
Mínima	GWh/día	15			
PRODUCCIÓN periodo	GWh	42.963			
Días de autonomía	(Ex-T)/C	10,1 días			
RATIO UTILIZACIÓN planta	punta (B/A)	77%	77%		
	medio (C/A)	41%	41%		

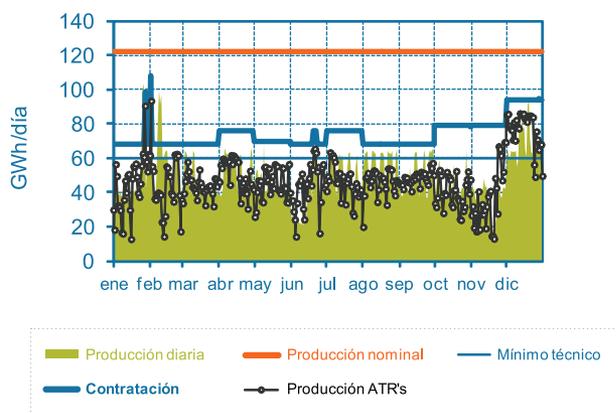
Planta de Mugaros

(Periodo: del 1 -ene- 2011 al 31 -dic- 2011)

Niveles diarios EXISTENCIAS en tanques de GNL



PRODUCCIONES diarias plantas

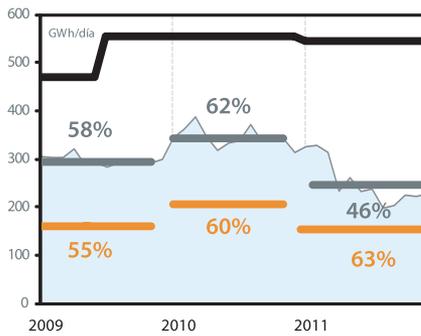


		inicio periodo	fin periodo		
Descarga buques GNL	GWh	22.807			
	n.º buques	29			
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad Máxima	m³ GNL	300.000		
		GWh	2.055		
	Talón (6%) m³ GNL (T)		18.000		
	Existencias medias TK's	m³ GNL	125.841		
	(Ex)	GWh	862		
Información CONTRATACION valor medio	Regasificación	GWh/día	70		
	Cisternas	GWh/día	4		
	% medio contratado vs. nominal		61%		
	% utilización media contratación		63%		
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Mínimo técnico	GWh/día	60	60
		Total (A)	GWh/día	122	122
		Vaporización	1.000 Nm³/h	413	413
	Diaria	Cisternas	GWh/día	7,0	7,0
		RÉCORD	GWh/día	118	11/09/2008
		Máxima (B)	GWh/día	103	
		Media (C)	GWh/día	49	
Mínima	GWh/día	17			
PRODUCCIÓN periodo	GWh	17.779			
Días de autonomía	(Ex-T)/C	14,9 días			
RATIO UTILIZACIÓN planta	punta (B/A)	84%	84%		
	medio (C/A)	40%	40%		

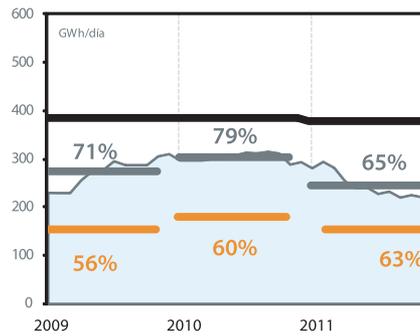
04 Plantas de regasificación

Utilización de la capacidad instalada y contratada de entrada

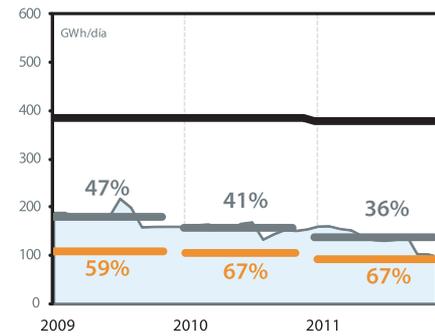
Planta BARCELONA



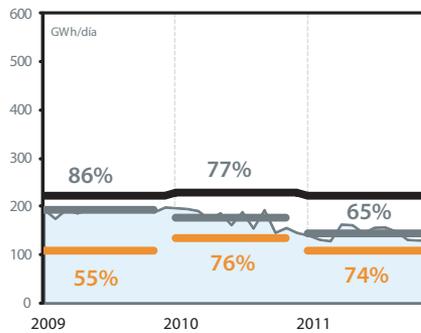
Planta HUELVA



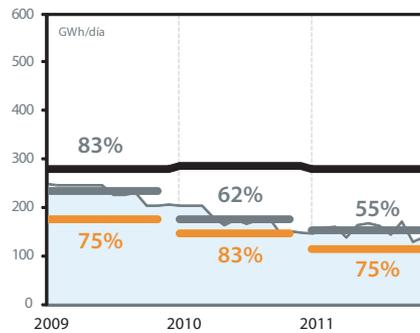
Planta CARTAGENA



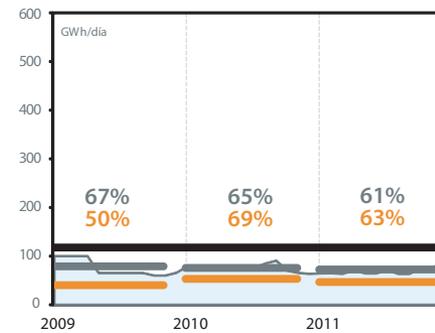
Planta BILBAO



Planta SAGUNTO



Planta MUGARDOS



— contratada

— % contratada vs. contractable

— máx. contractable

— % utilizada vs. contratada



Registro de producciones en plantas (últimos años)

			2001	2002	2003	2004
BARCELONA	A	Producción anual <i>GWh/año</i>	60.857	69.872	71.247	79.315
	B	Producción máxima <i>GWh/día</i>	333,0	326,2	336,0	321,0
		Fecha del máximo	19-dic-01	10-ene-02	19-feb-03	23-nov-04
	C = A/365	Producción media diaria <i>GWh/día</i>	166,7	191,4	195,2	216,7
	B/C	Factor de carga: máxima/media	2,00	1,70	1,72	1,48
HUELVA	A	Producción anual <i>GWh/año</i>	31.253	33.374	37.515	29.833
	B	Producción máxima <i>GWh/día</i>	138,6	129,7	144,8	194,2
		Fecha del máximo	29-mar-01	20-feb-02	30-jun-03	22-dic-04
	C = A/365	Producción media diaria <i>GWh/día</i>	85,6	91,4	102,8	81,5
	B/C	Factor de carga: máxima/media	1,62	1,42	1,41	2,38
CARTAGENA	A	Producción anual <i>GWh/año</i>	24.874	43.100	59.276	61.649
	B	Producción máxima <i>GWh/día</i>	90,7	129,7	222,9	211,4
		Fecha del máximo	30-nov-01	18-oct-02	18-feb-03	02-mar-04
	C = A/365	Producción media diaria <i>GWh/día</i>	68,1	118,1	162,4	168,4
	B/C	Factor de carga: máxima/media	1,33	1,10	1,37	1,26
BILBAO	A	Producción anual <i>GWh/año</i>			7.308	30.166
	B	Producción máxima <i>GWh/día</i>			88,0	189,0
		Fecha del máximo			11-sep-03	11-nov-04
	C = A/365	Producción media diaria <i>GWh/día</i>			50,7	82,4
	B/C	Factor de carga: máxima/media			1,73	2,29
SAGUNTO	A	Producción anual <i>GWh/año</i>				
	B	Producción máxima <i>GWh/día</i>				
		Fecha del máximo				
	C = A/365	Producción media diaria <i>GWh/día</i>				
	B/C	Factor de carga: máxima/media				
REGANOSA	A	Producción anual <i>GWh/año</i>				
	B	Producción máxima <i>GWh/día</i>				
		Fecha del máximo				
	C = A/365	Producción media diaria <i>GWh/día</i>				
	B/C	Factor de carga: máxima/media				

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
89.118	72.541	70.013	77.601	72.391	77.423	62.522
369,7	349,9	369,2	363,4	354,1	400,4	338,4
27-ene-05	12-ene-06	18-dic-07	27-nov-08	10-dic-09	30-nov-10	26-ene-11
244,2	198,7	191,8	212,0	198,3	212,1	171,2
1,51	1,76	1,92	1,71	1,79	1,89	1,98
51.810	62.344	58.468	61.101	59.997	67.620	54.300
308,4	330,5	323,2	277,3	297,9	301,3	252,3
28-ene-05	21-dic-06	21-mar-07	27-nov-08	21-dic-09	06-jul-10	24-ago-11
141,9	170,8	160,2	166,9	164,4	185,3	148,8
2,17	1,93	2,02	1,66	1,81	1,63	1,70
69.227	50.602	38.122	47.323	44.435	41.964	39.370
273,6	280,3	227,4	241,9	228,8	232,3	294,7
29-nov-05	31-ene-06	18-dic-07	28-nov-08	09-ene-09	30-nov-10	27-ene-11
189,7	138,6	104,4	129,3	121,7	115,0	108,4
1,44	2,02	2,18	1,87	1,88	2,02	2,72
38.441	50.132	45.532	56.278	49.285	49.933	38.432
222,4	206,1	215,7	231,1	237,6	237,9	179,4
21-dic-05	13-sep-06	18-dic-07	02-oct-08	16-dic-09	06-ene-10	28-jun-11
105,3	137,3	124,7	153,8	135,0	136,8	105,4
2,11	1,50	1,73	1,50	1,76	1,74	1,70
	41.884	45.532	66.586	65.300	56.095	42.963
	218,3	215,7	237,7	292,2	273,0	222,5
	24-mar-06	20-nov-07	10-dic-08	16-abr-09	17-mar-10	07-jul-11
	134,2	189,2	181,9	178,9	153,7	117,7
	1,63	1,14	1,31	1,63	1,78	1,89
		8.909	21.749	16.207	19.330	17.779
		63,6	118,1	100,8	109,0	103,2
		18-jul-07	11-sep-08	15-dic-09	27-sep-10	27-ene-11
		28,6	59,4	44,4	53,0	48,6
		2,23	1,99	2,27	2,06	2,12

05

Conexiones
internacionales



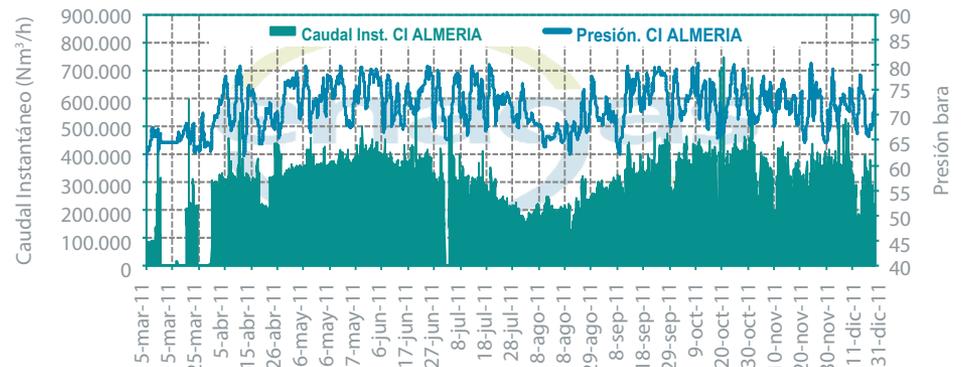


El 5 de marzo se iniciaron las importaciones desde el gasoducto Medgaz a través de la Conexión Internacional de Almería. Esta nueva entrada desde Argelia al Sistema español cuenta con una capacidad nominal de 8 bcm/año (266 GWh/día) y ha alcanzado, durante su primer año en operación, un volumen acumulado de 23,8 TWh, lo que representa una utilización próxima al 30%.

Inicio importaciones
MEDGAZ
Sábado 5-mar-2011
a las 12:00



Entradas al Sistema a través de C.I. ALMERÍA (Argelia)



Saldos físicos en conexiones de GN

Unidad: GWh

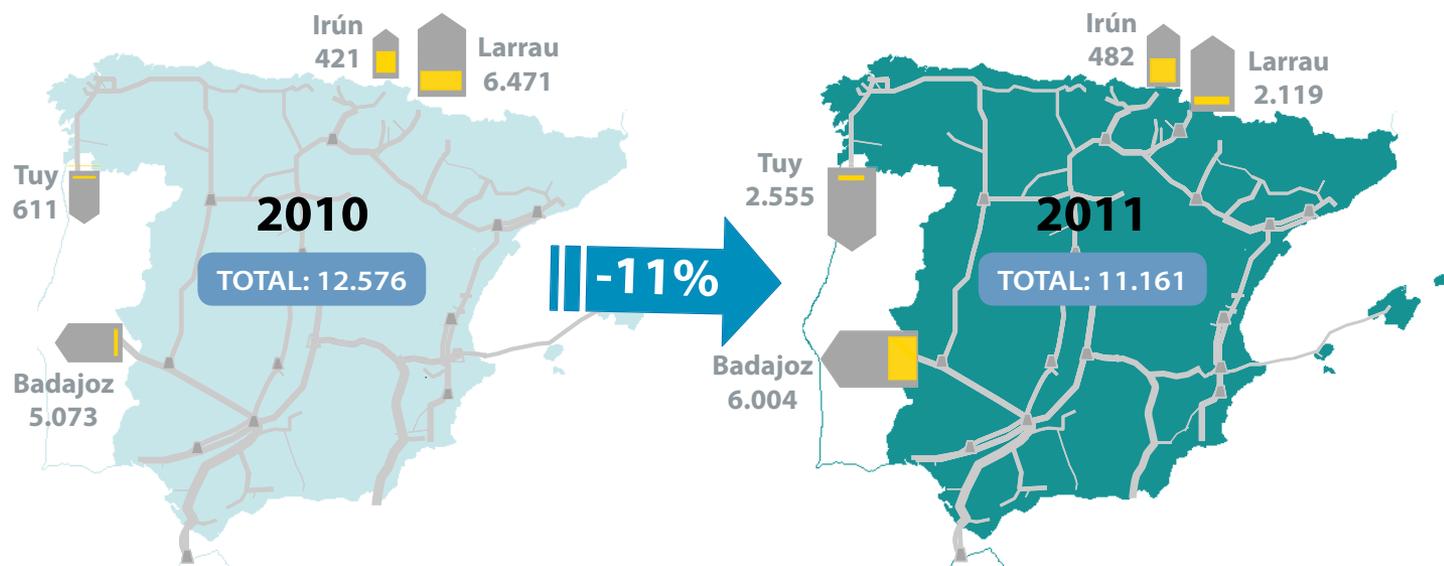
	2010	2011	Δ S/ AÑO 2010
	saldo	saldo	
Tarifa GME	79.398	80.220	+1%
Almería MEDGAZ	-	23.799	-
Larrau	12.166	23.152	+90%
Irún	-421	-327	-22%
Badajoz	-3.257	-3.451	+6%
Tuy	-611	-529	-14%
Total	87.276	122.865	+41%

Además del aumento significativo de las importaciones de gas procedente de Argelia, destaca la entrada de gas al Sistema por la Conexión Internacional de Larrau con Francia, que se incrementó un 90% con respecto al año anterior.

En 2011, el saldo físico (importación – exportación) por las conexiones de gas natural se elevó un 41% respecto al año 2010.

La exportación por conexiones internacionales disminuyó un 11%, reduciéndose sensiblemente la salida a Francia por Larrau, aunque aumentaron las exportaciones de gas a Portugal. Gran parte de las exportaciones contratadas por las conexiones hispano-portuguesas estuvieron destinadas al suministro de CTCC's en Portugal.

Unidad: GWh/año



Conexiones con Francia

Larrau

A finales de 2010 comenzó la posibilidad de reversibilidad del flujo de gas natural a través de la Conexión Internacional de Larrau, lo que permite a las empresas comercializadoras tanto importar como exportar físicamente gas natural a Francia.

El movimiento de gas a través de esta conexión internacional durante el año 2011 fue:

- Importación comercial de 24.220 GWh, un 29% más que en 2010.
- Exportación comercial de 2.119 GWh, lo que supuso una significativa disminución del 67% sobre el pasado año.
- Saldo físico importador de 23.152 GWh, un 90% superior que el de 2010, debido principalmente al aumento de la importación unido a un descenso de la exportación.

A partir del mes de junio de 2011 se incrementó notablemente el nivel de importación desde Francia a España a través de la Conexión Internacional de Larrau.

Irún

En el año 2011 disminuyó la exportación realizada por la Conexión Internacional de Irún, contabilizándose un saldo físico exportador de 327 GWh, un 22% menos que en 2010.

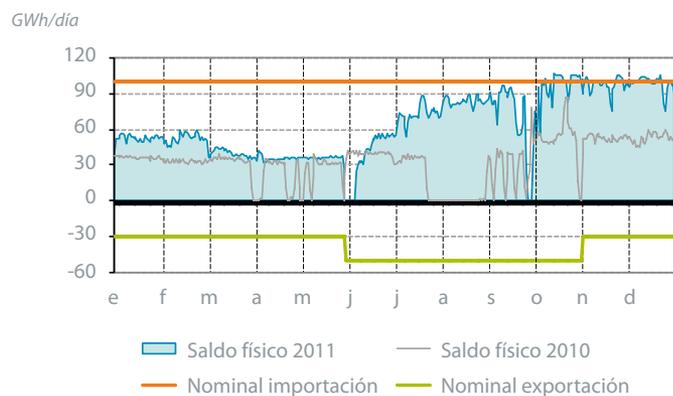
En la segunda mitad de 2011 el flujo por esta conexión pasó a ser importador, entrando gas al Sistema español en los meses de agosto, septiembre y octubre.

	Saldo físico		Importación comercial							Exportación comercial						
	2010	2011	2010			2011				2010			2011			
	En la información física, signo (+) indica saldo físico importador y signo (-) saldo físico exportador															
		Nominal	Contratado	Importación ATR's	Nominal	Contratado	Importación ATR's	Δ s/ import. ATR's	Nominal	Contratado	Exportación ATR's	Nominal	Contratado	Exportación ATR's	Δ s/ export. ATR's	
	GWh/año	GWh/año	GWh/día	GWh/año	GWh/año	GWh/día	GWh/año	GWh/año	GWh/día	GWh/año	GWh/año	GWh/día	GWh/año	GWh/año	GWh/año	
CI Larrau	12.166	23.152	100	34.916	18.705	100	34.480	24.220	29%	30 (W) / 0 (S)*	6.846	6.471	30 (W) / 50 (S)	7.703	2.119	-67%
CI Irún	-421	-327	0 (W) / 10 (S)	0	0	0 (W) / 10 (S)	1.130	1.113	-	5 (W) / 4 (S)	1.550	529	5 (W) / 9 (S)	1.460	482	-9%
Total	11.745	22.826	100 (W) / 110 (S)	34.916	18.705	100 (W) / 110 (S)	35.610	25.333	35%	35 (W) / 4 (S)	8.396	7.000	35 (W) / 59 (S)	9.163	2.602	-63%

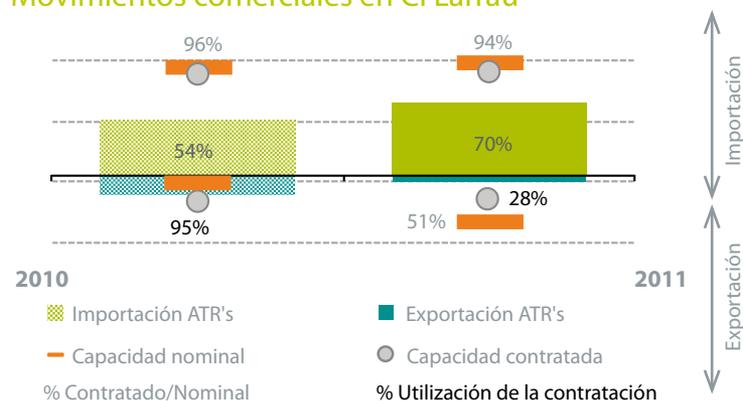
W: Capacidad durante los meses de noviembre, diciembre, enero, febrero y marzo. S: Capacidad durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto, septiembre y octubre.

(*) La CI Larrau no dispone de capacidad nominal de salida hasta nov.-10.

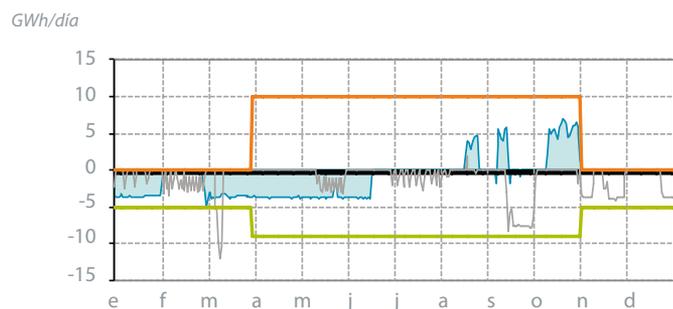
Saldo físico a través de CI Larrau



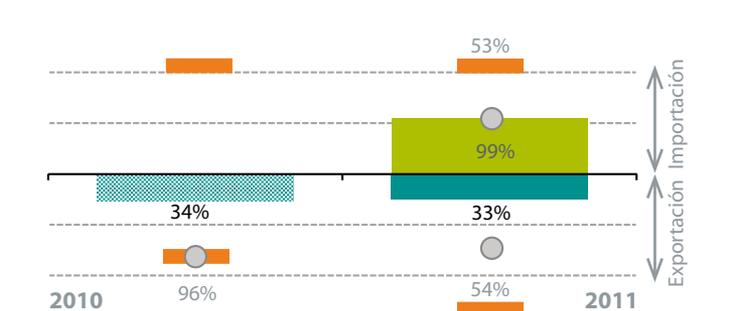
Movimientos comerciales en CI Larrau



Saldo físico a través de CI Irún



Movimientos comerciales en CI Irún



Conexiones con el norte de África

Tarifa

A través del Gasoducto internacional Magreb-Europa (GME), el Sistema Gasista español recibe gas natural de origen argelino en la Conexión Internacional de Tarifa, además de gas en tránsito para el sistema portugués.

Durante el año 2011 se registraron en esta conexión:

- Importaciones comerciales, destinadas a la cobertura del mercado español, de 80.181 GWh, con un factor de utilización de la capacidad contratada del 88%. Esta importación es similar a la alcanzada en 2010.

Almería

El 5 de marzo de 2011 se iniciaron las importaciones a través del Gasoducto Medgaz. Desde entonces, la importación comercial acumulada en esta nueva conexión internacional alcanzó los 23.773 GWh, con un factor de utilización de la capacidad contratada de 58%.

	Saldo físico		Importación comercial						
	2010	2011	2010			2011			
En la información física, signo (+) indica saldo físico importador			Nominal	Contratado	Importación ATR's	Nominal	Contratado	Importación ATR's	Δ s/ import. ATR's
	GWh/año	GWh/año	GWh/día	GWh/año	GWh/año	GWh/día	GWh/año	GWh/año	
CI Tarifa	79.398	80.220	355	107.738	79.422	355	91.360	80.181	1%
CI Almería	- (*)	23.799	266 (*)	37.116	-	266	40.811	23.773	-
Total	79.398	104.019	621	144.854	79.422	621	132.171	103.954	31%

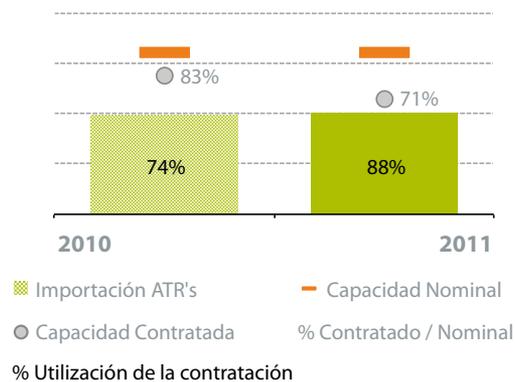
(*) La CI Almería / Medgaz disponible a partir del 5-mar de 2011.

Importaciones físicas a través del GME

GWh/día



Movimientos comerciales en CI Tarifa

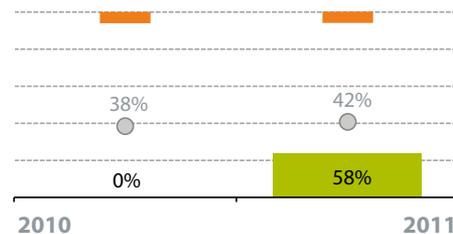


Importaciones físicas a través del Almería / Medgaz

GWh/día



Movimientos comerciales en CI Almería / Medgaz



Conexiones con Portugal

Badajoz

Por la Conexión Internacional de Badajoz se nominan simultáneamente flujos de importación y exportación prácticamente a diario.

Durante el año 2011 se registró el siguiente movimiento de gas natural:

- Importación comercial de 4.485 GWh, una cantidad 2,5 veces mayor que en el año anterior, con un factor de utilización de la capacidad contratada del 69%.
- Exportación comercial de 6.004 GWh, que supuso un incremento de las exportaciones del 20% con respecto a 2010, con un factor de utilización de la capacidad contratada de 36%.
- Saldo físico exportador de 3.451 GWh, muy próximo al que se registró en 2010.

Tuy

A lo largo de 2011 se contabilizó un notable aumento de las exportaciones comerciales de gas a Portugal, con un volumen 3,6 veces mayor que en el año 2010, acumulando una exportación total de 2.555 GWh y con un factor de utilización de la capacidad contratada del 46%.

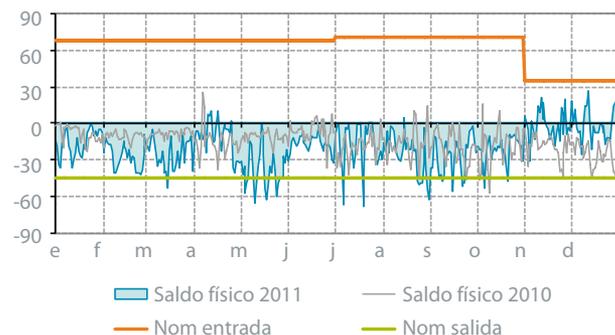
	Saldo físico		Importación comercial							Exportación comercial						
	2010	2011	2010			2011				2010			2011			
	En la información física, signo (+) indica saldo físico importador y signo (-) saldo físico exportador		Nominal	Contratado	Importación ATR's	Nominal	Contratado	Importación ATR's	Δ s/ import. ATR's	Nominal	Contratado	Exportación ATR's	Nominal	Contratado	Exportación ATR's	Δ s/ export. ATR's
	GWh/año	GWh/año	GWh/día	GWh/año	GWh/año	GWh/día	GWh/año	GWh/año		GWh/día	GWh/año	GWh/año	GWh/día	GWh/año	GWh/año	
CI Badajoz	-3.257	-3.451	68	2.944	1.816	35 (W) / 70 (S)*	6.496	4.485	147%	45	13.225	5.011	45	16.529	6.004	20%
CI Tuy	-611	-529	12	0	0	25*	0	0	-	36	1.416	716	30 (W) / 40 (S)*	5.514	2.555	257%
Total	-3.868	-3.979	80	2.944	1.816	60 (W) / 95 (S)	6.496	4.485	147%	81	14.642	5.728	75 (W) / 85 (S)	22.043	8.559	49%

W: Capacidad durante los meses de noviembre, diciembre, enero, febrero, marzo y abril. S: Capacidad durante los meses de mayo, junio, julio, agosto, septiembre y octubre.

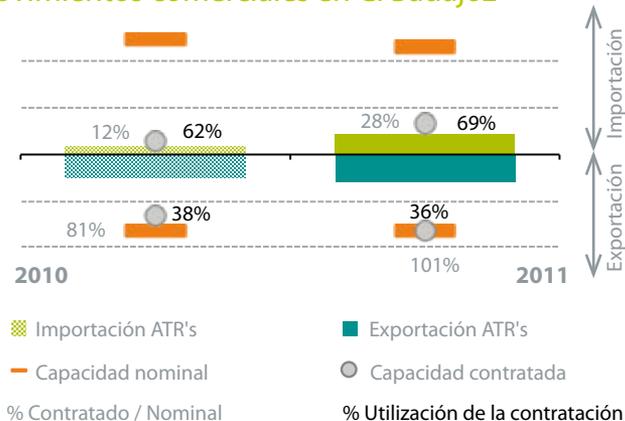
* Capacidades nominales hasta el 30-jun-2011: Nominal de importación por Badajoz: 68 GWh/día; Nominal de importación por Tuy: 12 GWh/día; Nominal de exportación por Tuy: 36 GWh/día

Saldo físico a través de CI Badajoz

GWh/día

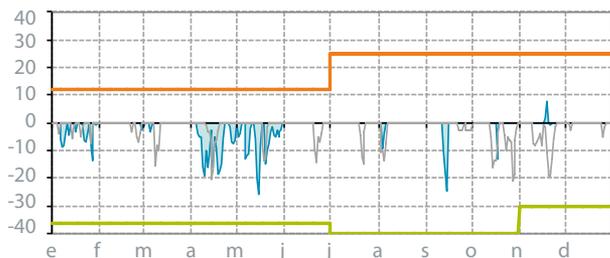


Movimientos comerciales en CI Badajoz

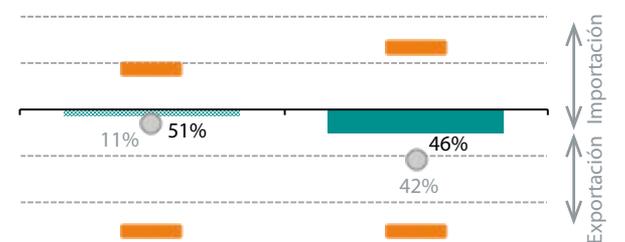


Saldo físico a través de CI Tuy

GWh/día



Movimientos comerciales en CI Tuy



Subgrupos de trabajo

A lo largo del año 2011 se formaron distintos grupos de trabajo entre REN-GTG y Enagás GTS, con los siguientes objetivos:

- Elaboración del acuerdo operativo de las conexiones internacionales de Tuy/Valença do Minho y Badajoz/Campo Maior, donde se contempla la operación conjunta de ambas conexiones hispano-portuguesas.
- Actualización de las capacidades en las conexiones internacionales entre España y Portugal en el horizonte 2011-2015. Los resultados se publicaron en las páginas web de REN y de Enagás y fueron remitidos al ENTSOG, apareciendo publicados en la última actualización de agosto de 2011.

	Punto conexión	Puesta en operación	Capacidad actual flujo importador	Capacidad actual flujo exportador
Francia	Larrau	1993	100 GWh/d	30 GWh/d en invierno 50 GWh/d en verano
	Irún	1998	0 GWh/d en invierno 10 GWh/d en verano	5 GWh/d en invierno 9 GWh/d en verano
Marruecos	Tarifa	1996	444 GWh/d = 355 GWh/d + 89 GWh/d	-
Portugal	Badajoz	1996	35 GWh/d en invierno 70 GWh/d en verano	45 GWh/d + 134 GWh/d = para España reserva Portugal 89 GWh/d
	Tuy	1996	25 GWh/d	30 GWh/d en invierno 40 GWh/d en verano
Argelia	Almería	2011	266 GWh/d	-

El 28 de septiembre de 2011 el GTS publicó la Nota de Operación nº 24 (actualización para el ejercicio 2011-2012 de la Nota nº 22 del 3 de septiembre de 2010), en la que informó de la evolución de los condicionantes para la exportación de la conexión internacional con Francia por Larrau. Con la puesta en marcha de la duplicación del tramo Tivissa-Villanueva de Alcolea en agosto de 2011, que constituye el tramo norte de la duplicación del Gasoducto Tivissa-Paterna, ha aumentado la capacidad de transporte a través del Eje de Levante desde 85 GWh/día hasta un máximo de 150 GWh/día. Esto ha permitido reducir los condicionantes para la exportación por Larrau desde la Zona I (ver Nota de operación nº 22 del 3 de septiembre de 2010).

Notas de operación

En 2011 el GTS publicó en las Notas de Operación nº 5 y nº 24, la información sobre la disponibilidad y condicionantes que rodean la exportación por la Conexión de Larrau:

Nota de Operación nº 5 (29-mar-11)

marzo
2011



Exportaciones por la CI Larrau. Condicionantes zona III – Verano 2011 (1 abril 2011 a 31 oct 2011)

El estado de disponibilidad de las nuevas infraestructuras gasistas precisas para garantizar el funcionamiento del sistema, compatible con una exportación de flujo físico Sur-Norte por Larrau de hasta 50 GWh/día a partir del próximo día 1º de abril y durante el periodo estival, tal como se detalla en las condiciones contractuales de acceso ATR acordados al efecto, son:

- Reversibilidad de flujo en la red de TIGF, flujo real Sur-Norte, disponible desde el 1º de septiembre 2010.
- Duplicación gasoducto Tivissa-Castelnou, en operación.
- Duplicación gasoducto Paterna-Tivissa, con terminación prevista en el segundo trimestre de 2012 con el siguiente detalle:
 - Tramo I: Tivissa-Vilanova d'Alcolea, en construcción, prevista su entrada en servicio en septiembre 2011
 - Tramo II: Vilanova d'Alcolea-Vila Real, obtenida Autorización Administrativa en diciembre de 2010, prevista su entrada en servicio en el segundo trimestre de 2012
 - Tramo III: Vila Real-Paterna, en construcción, prevista su entrada en servicio en diciembre 2011/enero 2012

Las necesidades de la zona III han de ser aportadas, bien por aprovisionamiento directo desde sus entradas (Planta de BBG, conexiones internacionales de Irún y Larrau o almacenamientos subterráneos) o bien por aportación de las zonas limítrofes.

Nota de Operación nº 5 (29-mar-11)marzo
2011

En condiciones normales de operación, con las infraestructuras ya disponibles, el aporte físico máximo continuo desde las zonas limítrofes podría alcanzar los 270 GWh/día, con las limitaciones siguientes:

- Un máximo de 50 GWh/día desde la zona V (por EC Haro). Duplicación gasoducto Tivissa-Castelnou, en operación.
- Un máximo de 220 GWh/día desde la EC Tivissa, que podrían ser aportados íntegramente desde la zona II (Planta de Barcelona) o complementariamente hasta un máximo de 85 GWh/día desde la zona I. Desde la entrada en operación del tramo I de la duplicación del Tivissa-Paterna, la cantidad aportable desde el sur podría ascender a 140 GWh/día.

Terminada la duplicación del gasoducto Paterna-Tivissa, el aporte físico máximo desde la zona I a la zona III podrá alcanzar los 220 GWh/día.

Por lo tanto, los transportes de gas para exportación por Larrau, en función del punto de entrada al sistema gasista, serán considerados viables:

- Sin limitaciones adicionales si la aportación de gas es por las entradas de la zona III al sistema.
- Sin limitaciones adicionales si la aportación de gas es por la Planta de Barcelona (zona II).
- Si las aportaciones de gas para exportación por Larrau fueran a través de las entradas de las zonas I ó V, estarán sometidas diariamente a las limitaciones citadas de flujos físicos máximos por la EC de Haro y Tivissa (desde el Sur).

Estos condicionantes serán reconsiderados y se actualizarán en función de la disponibilidad de las nuevas instalaciones, de la época del año, o de cualquier circunstancia que afecte a la operación en la zona.

Nota de Operación nº 24 (28-sep-11)septiembre
2011**Exportaciones por la CI Larrau (actualización nota nº 22 – 03.09.2010)**

- Con la puesta en marcha de la duplicación del tramo Tivissa-Villanueva de Alcolea (tramo norte de la duplicación del Tivissa-Paterna) aumenta la capacidad de transporte a través del eje de Levante desde 85 GWh/día hasta un máximo de 150 GWh/día, lo que permite reducir los condicionantes para la exportación por Larrau desde la zona I (ver nota de operación nº 22 - 03.09.2010).
- Con la entrada en operación de la duplicación del gasoducto Paterna-Villarreal (tramo sur de la duplicación del Tivissa-Paterna), previsto en el último trimestre del año 2011, quedará garantizada la capacidad de exportación a través de la CI Larrau en condiciones normales de operación segura, pudiéndose transportar un máximo de 180 GWh/día desde la EC Tivissa, que podrían ser aportados íntegramente desde la zona II o la zona I.
- Por tanto, el transporte de gas para la exportación por Larrau, en función del punto de entrada al sistema gasista, será considerado viable:
 - Sin limitaciones adicionales si la aportación de gas es por las entradas de la Zona II (Planta de Barcelona) o Zona III (Planta de Bilbao)
 - Sin limitaciones adicionales si la aportación de gas es por las entradas de la Zona I (Levante), a partir de la incorporación de la duplicación del tramo Paterna-Villarreal
- Si las aportaciones de gas para exportación por Larrau fueran a través de las entradas de la zona V, estarán sometidas diariamente a las limitaciones de flujos físicos máximos por la EC de Haro.

Conexión Internacional de Larrau: OSP STC 2011

Siguiendo los *Procedures for the commercialisation of existing and committed capacity at the cross border point of Larrau between France and Spain*, Enagás y TIGF lanzaron, por segundo año consecutivo, la *Open Subscription Period for Short-Term Capacity (OSP STC 2011)*, por la que se convocó el procedimiento de asignación coordinada de capacidad de interconexión de gas natural entre España y Francia en el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2012 y el 31 de marzo de 2013, para contratos a corto plazo.

El 25 de octubre se aprobó la Resolución de la DGPEyM por la que se convoca el procedimiento de asignación coordinada de capacidad de interconexión.

Finalmente, el 5 de diciembre de 2011 se publicó el resultado de la asignación de las capacidades en ambas direcciones:

- Sentido Francia -> España: Durante la primera fase, la demanda fue 5,6 veces mayor que la capacidad ofertada. Los resultados de la segunda fase se corresponden con las solicitudes realizadas por los comercializadores en la primera fase.
- Sentido España -> Francia: No se recibieron solicitudes para la capacidad ofertada de 10 GWh/día.

06

Almacенamientos
subterráneos





La inyección de gas en almacenamientos subterráneos durante 2011 fue superior a la registrada en 2010, mientras que la extracción se vio reducida en un volumen similar.

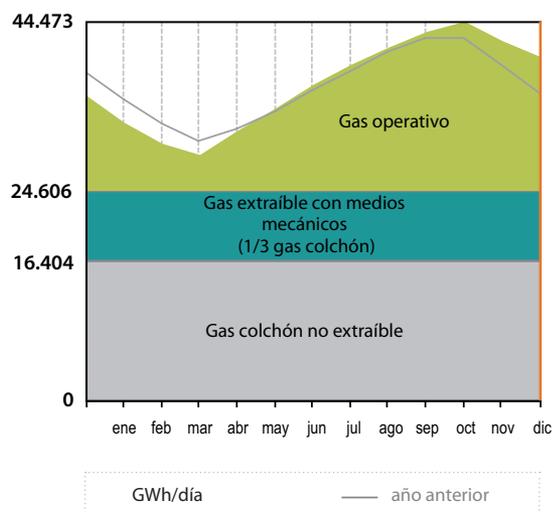
La extracción acumulada de los almacenamientos fue de 11.140 GWh, lo que supuso un descenso del 25% sobre el año anterior, y la inyección alcanzó los 15.681 GWh, aumentando un 28% sobre el año pasado, y arrojando un saldo a favor de la inyección de 4.541 GWh.

La campaña de inyección comenzó a finales de marzo y finalizó el 26 de octubre con un llenado completo de Serrablo y de la casi totalidad de Gaviota.

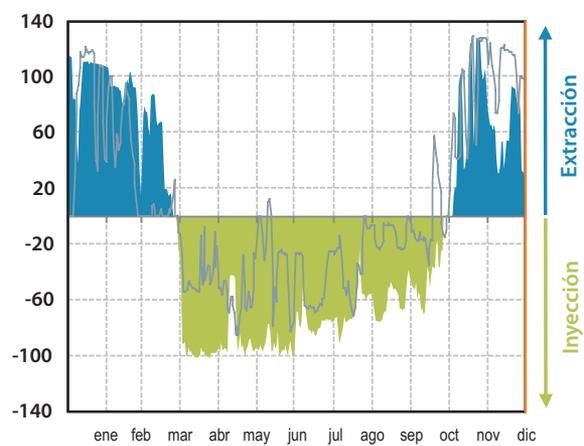
Seguimiento existencias AASS

		Unidad: GWh	2010	2011
		finales diciembre		cierre
		Capacidad AASS	44.473	44.473
A		Existencias totales	35.769	40.311
	A ₁	Gas colchón no extraíble (2/3)	16.404	16.404
	A ₂	Gas colchón extraíble (1/3)	8.202	8.202
	A ₃	Gas operativo	11.164	15.705
		% llenado gas operativo	56%	79%
	A ₁ +A ₂	Gas colchón	24.606	24.606
	A ₂ +A ₃	Gas útil	19.366	23.907
		Inyección física	12.224	15.681
		Extracción física	14.785	11.140

Existencias



Inyección/extracción



Parámetros máximos de los almacenamientos subterráneos

	Gaviota	Serrablo
Gas útil	1.546 m ³ (n)	820 m ³ (n)
Gas inmovilizado	1.135 m ³ (n)	280 m ³ (n)
TOTAL	2.681 m³(n)	1.100 m³(n)
Inyección máxima	4,5 millones de m ³ (n)/día	4,4 millones de m ³ (n)/día
Producción máxima	5,7 millones de m ³ (n)/día	6,8 millones de m ³ (n)/día

La Orden ITC/1767/2011 de 22 de junio de 2011 (BOE nº 152 del 27 de junio de 2011), autorizó la cesión de explotación del Almacenamiento Subterráneo de hidrocarburos denominado Gaviota, a la sociedad Enagás S.A.

Durante el año 2011 se avanzó considerablemente en la ejecución de los proyectos de los nuevos almacenamientos subterráneos de Yela y Castor, cuya incorporación al Sistema Gasista está prevista en el segundo trimestre del año 2012. Se comenzará con el primer ciclo de inyección de gas colchón en Yela y la inyección de la totalidad del colchón de Castor, y a su finalización se podría iniciar la inyección de gas operativo.

El 3 de agosto se publicó el Real Decreto 1088/2011, de 15 de julio (BOE nº 185), por el que se adaptan las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos denominadas «Marismas B-1», «Marismas C-2» y «Marismas A» a una concesión de explotación de almacenamiento subterráneo de gas natural.

El Almacenamiento Subterráneo «Marismas» fue recogido en el documento de «Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte», aprobado por el Consejo de Ministros de 30 de mayo de 2008, con categoría «A Urgente».

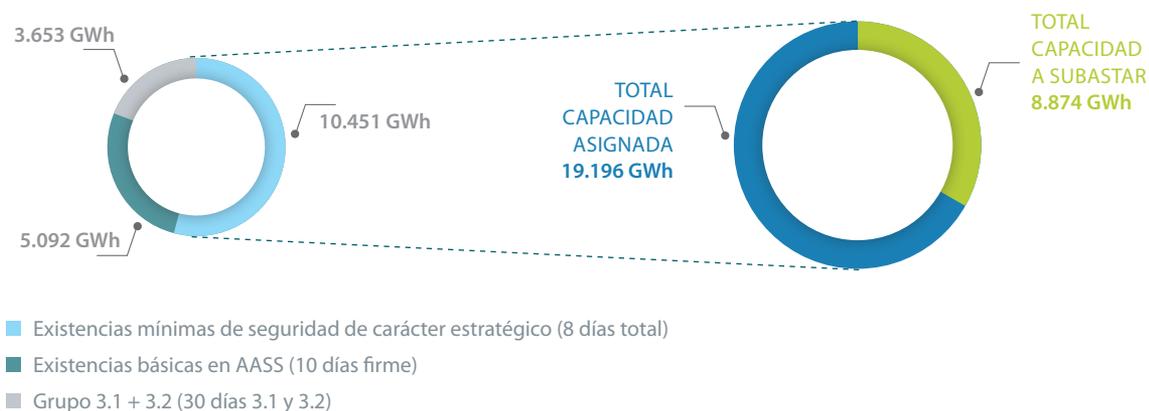
Este almacenamiento, desarrollo de un yacimiento de gas en operación, pasará a formar parte del almacenamiento básico del Sistema a lo largo de 2012.

Subasta para la asignación de capacidad de los almacenamientos subterráneos

En la Resolución de 25 de febrero, de la DGPEyM, se especificaron todos los aspectos relacionados con la subasta para la asignación de la capacidad de almacenamiento básico para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2011 y el 31 de marzo de 2012.

Tras consultas verbales a la DGPEyM y a CORES, se incorpora como venta adicional con carácter firme el gas vendido en subasta y destinado a Gas de Operación y Gas Talón del año 2011.

El aumento de la capacidad destinada a la subasta en el periodo 2011-2012 estuvo motivado por la renuncia de 3.686 GWh por parte de ocho comercializadores, mientras que en la subasta 2010-2011 la renuncia fue de 1.737 GWh.



El 29 de marzo de 2011 se realizó la cuarta Subasta de Asignación de Capacidad de AASS, llevada a cabo por OMEL, regulada en la sección segunda del Capítulo II de la Orden ITC 2863/2007 de 28 de diciembre, para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2011 y el 31 de marzo de 2012, donde once comercializadoras fueron las adjudicatarias de un total de 8.874 GWh, un 20% más que el año anterior.

El proceso se cerró en nueve rondas, con un precio de salida cuatro veces inferior al del año anterior, que implicaba un descuento de 4.100 euros por GWh sobre el peaje anual de almacenamiento subterráneo.

Características de la subasta

	1ª subasta abr-08/mar-09	2ª subasta abr-09/mar-10	3ª subasta abr-10/mar-11	4ª subasta abr-11/mar-12
Fecha de la subasta	10-abr-08	30-mar-09	25-mar-10	29-mar-11
Cantidad subastada	1.518 GWh	4.257 GWh	7.397 GWh	8.874 GWh
Precio de cierre	2.588 €/GWh	1.767 €/GWh	-1.000 €/GWh	-4.100 €/GWh
N.º de rondas totales	24	22	1	9
Cantidad adjudicada	1.518 GWh	4.257 GWh	7.397 GWh	8.874 GWh

Evolución de la capacidad subastada

Unidad: GWh





Gestión total del almacenamiento subterráneo 2011

<i>Unidad: GWh</i>			ene real	feb real	mar real	abr real
Capacidad del AASS MNm ³			3.781	3.781	3.781	3.781
Capacidad del AASS GWh			44.473	44.473	44.473	44.473
A	Existencias Iniciales AASS		35.769	32.594	30.143	28.819
	A ₁	- Gas colchón no extraíble (2/3)	16.404	16.404	16.404	16.404
	A ₂	- Gas colchón extraíble (1/3)	8.202	8.202	8.202	8.202
	A ₃	- Gas operativo	11.164	7.989	5.537	4.213
	A ₁ + A ₂	Gas colchón	24.606	24.606	24.606	24.606
	A ₂ + A ₃	Gas útil	19.366	16.191	13.739	12.415
Entradas: INYECCIÓN (neta)					60	2.845
Inyección diaria (media) GWh/día					1,9	94,8
Salidas: EXTRACCIÓN (bruta)			3.175	2.451	1.385	
Extracción diaria (media) GWh/día			102,4	87,6	44,7	
B	Existencias finales AASS		32.594	30.143	28.819	31.664
	B ₁	- Gas colchón no extraíble (2/3)	16.404	16.404	16.404	16.404
	B ₂	- Gas colchón extraíble (1/3)	8.202	8.202	8.202	8.202
	B ₃	- Gas operativo	7.989	5.537	4.213	7.058
	B ₁ + B ₂	Gas colchón	24.606	24.606	24.606	24.606
	B ₂ + B ₃	Gas útil	16.191	13.739	12.415	15.260

may real	jun real	jul real	ago real	sep real	oct real	nov real	dic cierre	AÑO
3.781	3.781	3.781	3.781	3.781	3.781	3.781	3.781	
44.473								
31.664	34.271	37.060	39.401	41.433	43.257	44.439	42.169	
16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	
8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	
7.058	9.666	12.454	14.795	16.827	18.651	19.834	17.564	
24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	
15.260	17.868	20.656	22.997	25.029	26.853	28.036	25.766	
2.608	2.788	2.341	2.032	1.824	1.183			15.681
84,1	92,9	75,5	65,5	60,8	38,2			
						2.270	1.859	11.140
						75,7	60,0	
34.271	37.060	39.401	41.433	43.257	44.439	42.169	40.311	
16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	
8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	
9.666	12.454	14.795	16.827	18.651	19.834	17.564	15.705	
24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	
17.868	20.656	22.997	25.029	26.853	28.036	25.766	23.907	

07

Transporte
de gas





El esfuerzo inversor en nuevas infraestructuras continuó a lo largo del ejercicio 2011 con la puesta en operación de nuevos gasoductos de alta presión, dos tanques de almacenamientos de GNL y tres estaciones de compresión.

Nuevas infraestructuras puestas en operación

Las principales incorporaciones han sido:

- El Gasoducto Algete-Yela hará posible el inicio de llenado del Almacenamiento Subterráneo Yela a lo largo de 2012.
- La Estación de Compresión de Villar de Arnedo amplía la capacidad de transporte en el Valle del Ebro, y conecta el Gasoducto Haro-Zaragoza con el eje de transporte hacia la Conexión Internacional de Larrau y el futuro Almacenamiento Subterráneo Yela, mediante el Gasoducto Yela-Villar de Arnedo.
- Los tramos norte y sur de la duplicación del Gasoducto Tivissa-Paterna amplían significativamente la capacidad de transporte en el Eje de Levante.
- La Estación de Compresión de Chinchilla, situada en el nudo que conecta el Eje Transversal y el Gasoducto Almería-Chinchilla, contribuirá a transportar el gas procedente de Medgaz.
- La Estación de Compresión de Denia, diseñada para reforzar el transporte en el gasoducto submarino a Baleares.

Plantas de regasificación

Infraestructura	Planif.	Estado del proyecto	Fecha Acta puesta en marcha	Características técnicas		
				Tanques (m ³ GNL)	Δemisión (Nm ³ /h)	Total emisión (Nm ³ /h)
8º Tk GNL Barcelona	A	En operación	feb-11	150.000	-	1.950.000
4º Tk GNL Sagunto	A	En operación	dic-11	150.000	-	1.000.000

Refuerzo Eje Central

Infraestructura	Planif.	Estado del proyecto	Fecha Acta puesta en marcha	Características técnicas		
				Longitud (km)	Presión (bar)	Diámetro (")
Gasoducto Algete-Yela	A Urg.	En operación	ago-11	87	80	26

Infraestructura	Planif.	Estado del proyecto	Fecha Acta puesta en marcha	Características técnicas	
				Grupos Compresores	Potencia instalada (kW)
Estación de Compresión de Villar Arnedo	A	En operación	feb-11	(2+1)	36.300

Gasoductos regionales primarios

Infraestructura	Planif.	Estado del proyecto	Fecha Acta puesta en marcha	Características técnicas		
				Longitud (km)	Presión (bar)	Diámetro (")
Corvera - Tamón	A Urg.	En Pruebas	dic-10	5	80	16
Segovia - Otero de los Herreros	A	En operación	dic-10	22	80	12
Linares - Úbeda - Villacarrillo	A	En operación	sep-11	72	80	8
Gasoducto a Besós	A	En operación	ago-11	23	80	26
Otero de los Herreros - Ávila	A	En operación	sep-11	57	80	12

Conexión con Medgaz

Infraestructura	Planif.	Estado del proyecto	Fecha Acta puesta en marcha	Características técnicas	
				Grupos compresores	Potencia instalada (kW)
Estación de Compresión de Chinchilla	A Urg.	En Pruebas	sep-11	(2+1)	45.870

Refuerzo Nudo de Tivissa

Infraestructura	Planif.	Estado del proyecto	Fecha Acta puesta en marcha	Características técnicas		
				Longitud (km)	Presión (bar)	Diámetro (")
G. Tivissa - Paterna: Tramo Norte	A Urg.	En operación	jun-11	113	80	40
G. Tivissa - Paterna: Tramo Sur	A Urg.	En operación	dic-11	61	80	40

Resto de proyectos

Infraestructura	Planif.	Estado del proyecto	Fecha Acta puesta en marcha	Características técnicas		
				Longitud (km)	Presión (bar)	Diámetro (")
Gasoducto al AASS de Castor	A Urg.	En operación	nov-11	12	80	30

Gasificación Islas Baleares

Infraestructura	Planif.	Estado del proyecto	Fecha Acta puesta en marcha	Características técnicas	
				Grupos compresores	Potencia instalada (kW)
Estación de Compresión de Denia	A Urg.	En pruebas	dic-11	(2+1)	14.760

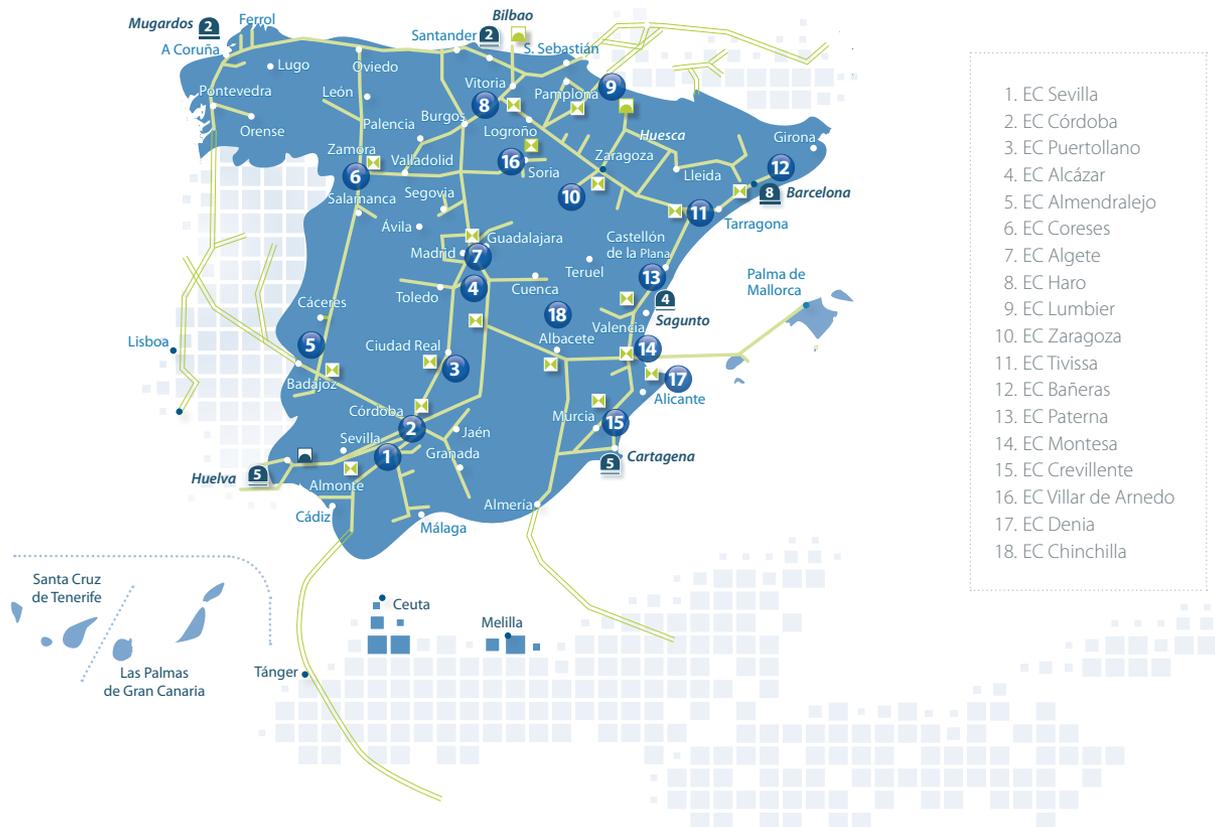


Estaciones de Compresión y Flujos de Transporte

El gas se vehicula a través de la red de gasoductos gracias a las 18 estaciones de compresión con las que cuenta el Sistema actualmente.

Estas estaciones elevan la presión del gas hasta 72/80 bar, aumentando la capacidad de transporte de los gasoductos.

EECC en operación 2011



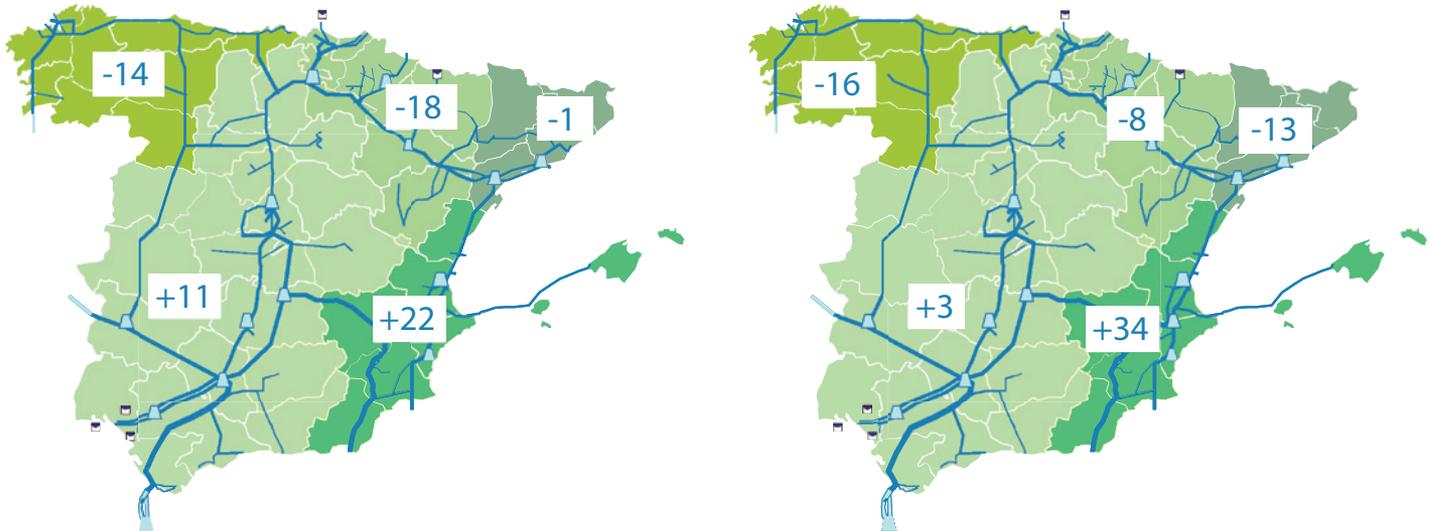
Nombre		Fecha de puesta en marcha	N.º de Unidades	Potencia (kW)	
Tivissa		Septiembre, 2006	3	33.498	
Haro		Febrero, 1991	3	22.371	
Bañeras	uds. 1, 2 y 3	TC 1-2 Abril, 1991 TC 3 Julio, 2004	3	27.041	
	uds. 4 y 5	TC4-5 Septiembre 2006	2		
Sevilla		Octubre, 2005	3	43.619	
Algete		Octubre, 1996	2	8.216	
Almodóvar		Diciembre, 1996	3	10.515	
Almendralejo	uds. 1, 2, 3 y 4	TC 1,2 y 3 Dic,1998 TC 4 Abr, 2001	4	21.818	
	unidad 5	Junio, 2005	1		
Zamora		Diciembre, 1999	3	12.631	
Paterna	uds. 1, 2 y 3	Agosto, 2001	3	21.782	
	unidad 4	Agosto, 2004	1		
Córdoba		Enero, 2005	5	57.605	
Crevillente		Marzo, 2005	2	22.400	
Zaragoza		Marzo, 2008	3	14.013	
Alcázar San Juan		Agosto, 2008	3	45.870	
Navarra		Mayo, 2009	2	37.176	
Montesa		Enero, 2010	2	33.555	
Villar de Arnedo		Febrero, 2011	2	36.300	
Chinchilla		Septiembre, 2011	2	45.870	
Denia		Diciembre, 2011	2	14.760	
Total			18	54	509.040

Transporte de gas

La cantidad de gas comprimido por las estaciones de compresión en 2011 descendió un 8% respecto a 2010. Esto se ha debido, principalmente, al incremento de la entrada de gas por la Conexión Internacional de Larrau en la zona norte y a la disminución de entradas en la zona sur, reduciendo significativamente los requerimientos de las estaciones de compresión de Alcázar y Córdoba.

En cuanto a los flujos interzonales registrados en el Sistema, cabe destacar el aumento de la cantidad de gas evacuado desde la Zona I hacia el resto de zonas, debido al comienzo de las importaciones a través de Medgaz en marzo de 2011. Además, descendieron las necesidades de la Zona III por el aumento de las importaciones con Francia a través de las Conexión Internacional de Larrau.

Evolución de los flujos zonales 2010 y 2011 (TWh/año)



Flujo (+) para zonas que evacúan gas

Flujo (-) para zonas receptoras de gas

La zona centro del país es la más vulnerable en invierno desde el punto de vista de la cobertura, puesto que es un núcleo de gran concentración de mercado doméstico y comercial y, a la vez, una de las regiones más alejadas de cualquier punto de entrada al Sistema. Esta zona requiere una adecuada red de transporte, que se ha ido reforzando progresivamente a través de las distintas Planificaciones, capacitándola para suministrar elevados caudales de gas incluso en horas punta invernales.

Por otro lado, 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 GTS coordina las entradas por los distintos puntos de suministro, optimizando en lo posible el uso de las diferentes instalaciones.

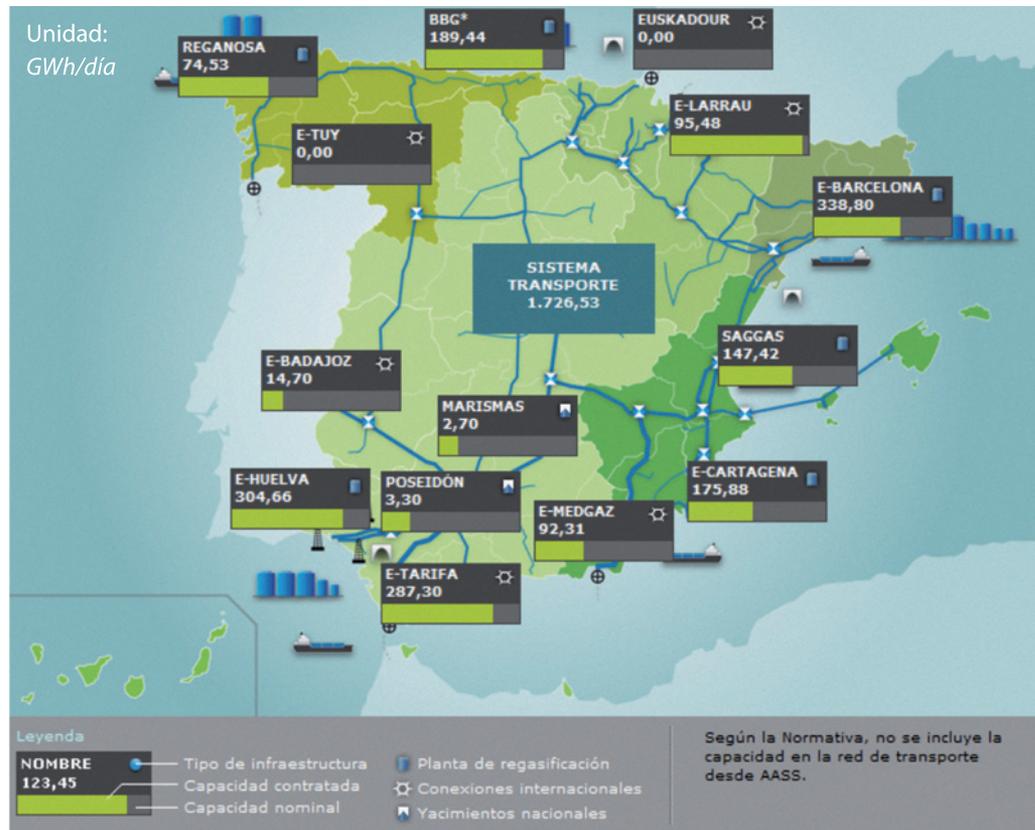
Atendiendo a la Regla 2ª del Plan de Actuación Invernal 2011-2012, en los periodos declarados como Situación Excepcional de nivel 0 por "Ola de Frío", las comercializadoras realizan contrataciones a corto plazo en los puntos de entrada para así satisfacer la demanda extraordinaria de sus clientes doméstico/comerciales.

Uno de los mejores ejemplos de esta situación se registró el 26 de enero de 2011, día en el que se alcanzó el valor máximo de demanda transportada (1.761 GWh/día) que coincidió con las entregas máximas de gas para generación eléctrica del año (614 GWh/día). Ese día, la contratación de los puntos de entrada fue de 1.727 GWh/día, lo que supuso el 66% de la capacidad nominal teórica de los puntos de entrada y el 70% del total de la capacidad transportable.



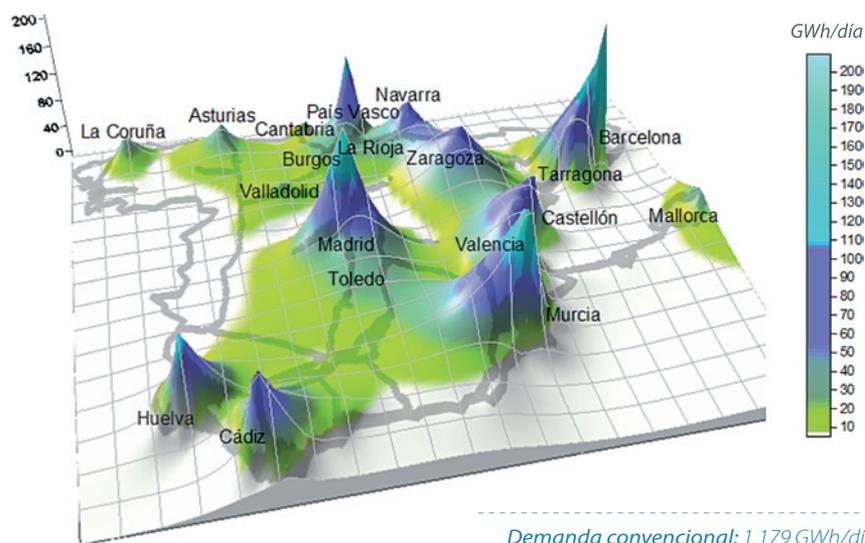
Transporte de gas

Capacidad contratada en la red de transporte el día 26 de enero de 2011



Otro día destacable en cuanto a gas natural transportado fue el 24 de enero de 2011, día en el que se alcanzó el récord de demanda convencional del invierno 2010-2011, y en el que a las 21 h, hora punta de demanda horaria, la presión de la red de transporte en el anillo de Madrid registró valores cercanos a 54 bar, claramente superiores a los mínimos de garantía establecidos en las NGTS.

Ubicación geográfica de la demanda punta. 24 de enero de 2011



En 2011 el Gestor Técnico del Sistema continuó desarrollando su papel de garante de la continuidad, calidad y seguridad del suministro, bajo los principios de objetividad, transparencia y no discriminación, siempre buscando el correcto funcionamiento del Sistema con criterios de eficacia, eficiencia y mejor servicio al cliente.

Utilización del sistema de transporte y margen de seguridad

Con la entrada en servicio de las nuevas infraestructuras, en 2011 se amplió el margen de seguridad en la cobertura del mercado y la capacidad de transporte del Sistema.

La red de transporte de gas se dimensiona en función de múltiples criterios de seguridad, entre los que figura dar cobertura a la demanda punta del sector convencional simultáneamente con el consumo punta invernal de los ciclos combinados y las exportaciones a Francia y Portugal. Para analizar el margen de cobertura utilizado en 2011 bajo este supuesto, habría que considerar la simultaneidad del máximo de demanda convencional, registrado el 24 de enero con 1.179 GWh/día, el máximo invernal de los ciclos, registrado el 26 de enero con 614 GWh/día y el máximo de exportación registrado el 3 de enero de 2011 con 72 GWh/día. Esto suma un total de 1.865 GWh/día, lo que supone el uso del 69% de la capacidad transportable del Sistema a finales de 2011, en un año marcado por la baja pluviosidad.

Siguiendo los criterios establecidos en el reglamento europeo de seguridad de suministro, la previsión de demanda punta para determinar el dimensionamiento de las infraestructuras se realiza suponiendo que se presentan las temperaturas del día más frío de los últimos 20 años y, simultáneamente, un escenario de ausencia de viento y baja pluviosidad. Con estas premisas, la punta de demanda nacional prevista para el invierno 2011-2012 se valoró en 1.965 GWh/día. Considerando unas exportaciones diarias de 110 GWh/día, el margen de seguridad resultante se sitúa en el 27%.

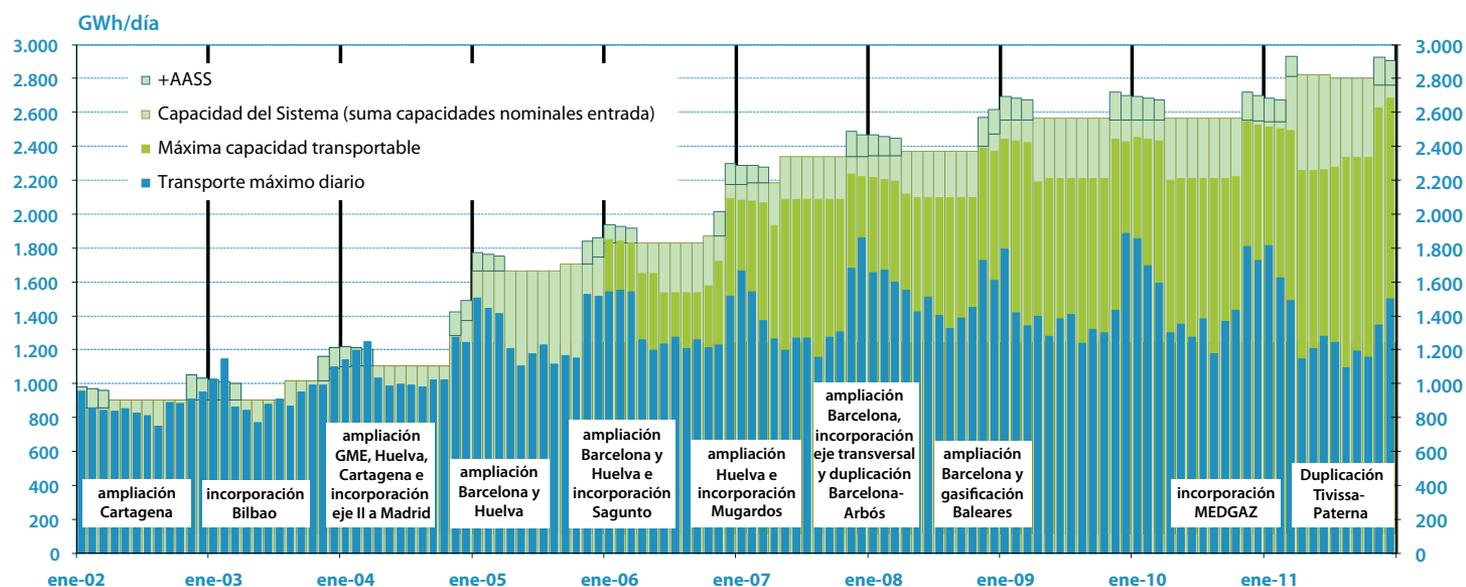
Enagás y el resto de operadores del Sistema ponen a disposición de las compañías comercializadoras que operan en el mercado liberalizado su red de infraestructuras para regasificar, almacenar y transportar el gas hasta las redes de distribución. Durante el ejercicio 2011 no se ejecutó ningún corte de los 150 GWh de peaje interrumpible asignado y tampoco se registraron incidencias en entradas o transporte en alta presión con repercusión en las entregas a distribución ni a clientes directos.

Capacidad y margen de seguridad en el Sistema Gasista

Unidad: GWh/día	invierno 02-03	invierno 03-04	invierno 04-05	invierno 05-06	invierno 06-07	invierno 07-08	invierno 08-09	invierno 09-10	invierno 10-11	invierno 11-12
	real	previsto								
Capacidad máxima transportable	1.011	1.200	1.771	1.841	2.080	2.218	2.443	2.424	2.514	2.627
Transporte máximo	1.148	1.247	1.503	1.552	1.665	1.863	1.792	1.885	1.815	2.075^(*)
Margen de seguridad	-12%	-4%	18%	19%	25%	19%	36%	29%	39%	27%

(*) El transporte máximo previsto se calcula como la demanda punta prevista para el invierno 2011-2012 más la capacidad máxima de exportación del Sistema

Utilización del Sistema de Transporte de gas natural



Notas de Operación

A lo largo de 2011 se publicaron 29 Notas de Operación:

- Dieciséis correspondieron a roturas en gasoductos de transporte y distribución que se subsanaron en pocas horas.
- Una correspondió a una declaración de “Ola de Frío”, durante el mes de enero.
- Seis correspondieron a desvíos de buques para mantener producciones y existencias mínimas de plantas.
- Dos correspondieron a interrupciones no programadas en las entradas de gas por la Conexión Internacional de Medgaz, en sus primeros meses de operación.
- Las cuatro restantes correspondieron a:
 - Una explicativa de las medidas adoptadas para preservar la seguridad después del terremoto acontecido en la región de Lorca.
 - Una por las incidencias que afectaban a la programación del mes de enero, debido a la parada durante cinco días de las plantas de licuefacción de Bonny en Nigeria y por la afección en el gasoducto de 30" Sevilla-Córdoba, por desbordamiento del río Guadajoz.
 - Dos explicativas de los condicionantes en las exportaciones por la Conexión Internacional de Larrau en el verano de 2011 e invierno 2011-2012.

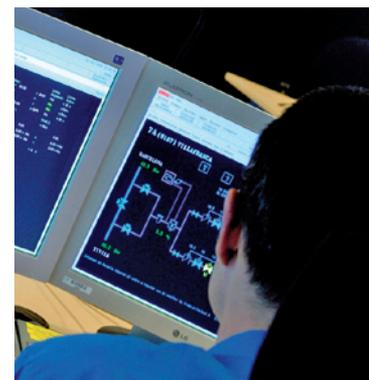
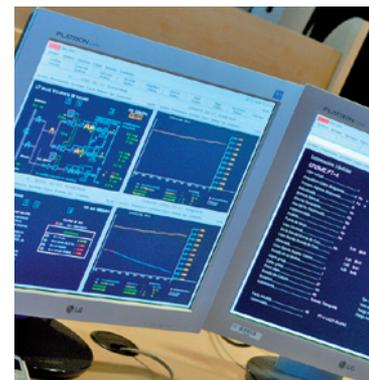
Subasta Gas Talón y Gas de Operación

La Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, establece los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la tarifa de último recurso y determinados aspectos relativos a las actividades reguladas del sector gasista. En su artículo 16 se detalla la adquisición de Gas Talón y Gas de Operación:

“...Los transportistas adquirirán anualmente el gas natural necesario para su autoconsumo (gas de operación) y para el nivel mínimo de llenado de los gasoductos de la red de transporte y de las plantas de regasificación (gas talón). Asimismo, se adquirirá mediante este procedimiento el gas necesario para el desarrollo de almacenamientos subterráneos de la red básica (gas colchón).”

“Para la adquisición de dicho gas se organizará una subasta anual, cuyas reglas se establecerán por Resolución de la Secretaría General de Energía...”

Antes del 1 de febrero de 2011, los transportistas comunicaron al Gestor Técnico del Sistema sus necesidades mensuales de gas para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2011 y el 30 de junio de 2012. El Gestor Técnico comunicó a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía el programa mensual de compras de gas de cada transportista antes del 15 de febrero y que se detalla a continuación.



Necesidades de Gas Talón y Gas de Operación

Unidad: MWh	Concepto	Año 2011		Año 2012		TOTAL
		julio-11 a septiembre-11	octubre-11 a diciembre-11	enero-12 a marzo-12	abril-12 a junio-12	
Enagás, S.A.	Talón	0	3.753	30.960	0	34.713
	Operación	233.913	281.095	321.867	259.073	1.095.948
	Total	233.913	284.848	352.827	259.073	1.130.661
Ripsa y Murphy Spain Oil Company	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	131.080	27.837	10.614	68.540	238.071
	Total	131.080	27.837	10.614	68.540	238.071
Gas Natural Transporte S.D.G, S.L.	Talón	142	0	0	0	142
	Operación	33	127	175	43	378
	Total	174	127	175	43	519
Gas Natural Castilla La Mancha, S.L.	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	176	430	511	294	1.411
	Total	176	430	511	294	1.411
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	9	31	25	34	98
	Total	9	31	25	34	98
Cegas	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	48	80	92	58	278
	Total	48	80	92	58	278
Escal UGS	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	0	0	0	86.708	86.708
	Total	0	0	0	86.708	86.708
Endesa Gas Transportista, S.L.	Talón	440	2.316	0	647	3.403
	Operación	580	1.474	1.772	920	4.746
	Total	1.020	3.791	1.772	1.566	8.149
Transportista Regional del Gas, S.A.	Talón	585	0	0	0	585
	Operación	344	948	1.555	808	3.655
	Total	929	948	1.555	808	4.240

Concepto	Año 2011		Año 2012		TOTAL	
	julio-11 a septiembre-11	octubre-11 a diciembre-11	enero-12 a marzo-12	abril-12 a junio-12		
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	Talón	0	0	0	0	
	Operación	2.285	3.500	4.000	3.170	12.955
	Total	2.285	3.500	4.000	3.170	12.955
Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.A.	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	0	0	0	0	0
	Total	0	0	0	0	0
Saggas	Talón	48.475	0	0	0	48.475
	Operación	3.390	2.390	570	570	6.920
	Total	51.865	2.390	570	570	55.395
Reganosa	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	3.900	900	900	900	6.600
	Total	3.900	900	900	900	6.600
Bahia Bizkaia Gas	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	7.500	18.600	12.900	7.500	46.500
	Total	7.500	18.600	12.900	7.500	46.500
Iberdrola Infraestructuras Gasistas, S.L.	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	0	0	0	0	0
	Total	0	0	0	0	0
Gas Extremadura Transportista, S.L.	Talón	0	2.040	0	0	2.040
	Operación	82	151	250	136	620
	Total	82	2.192	250	136	2.660
Σ Talón	49.641	8.110	30.960	647	89.358	
Σ Operación	383.340	337.562	355.231	428.754	1.504.887	
TOTAL	432.981	345.672	386.191	429.401	1.594.245	

Datos tomados de la Resolución de 6 de mayo de 2011, de la DGPEyM por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta.

La Resolución de 6 de mayo de 2011, de la DGPEyM, 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 de 2011 y el 30 de junio de 2012 detalló:

- Gas de OPERACIÓN: 1.505 GWh
- Gas TALÓN: 89 GWh
- El exceso de gas de maniobra que supere el volumen equivalente a 300 GWh se destinará a cubrir las necesidades de Gas de Operación o de Gas Talón (ITC/1890/2010): a 31 de diciembre de 2010 el exceso de gas de maniobra ascendía a 330 GWh, destinándose 89 GWh a cubrir las citadas necesidades de Gas Talón.
- Las importantes necesidades de gas colchón para los futuros almacenamientos subterráneos de Yela y Castor a partir del 1 de enero de 2012 hacen aconsejable realizar una segunda subasta con este fin exclusivo y en una fecha más próxima a la entrega.
- El gas utilizado por ESCAL UGS, S.A. para las pruebas previas a la puesta en operación del Almacenamiento Subterráneo Castor tendrá la consideración de Gas de Operación y será incluido en la cantidad ofertada en la presente subasta (87 GWh desde abril a junio de 2012).

El 24 de mayo de 2011 se realizó la quinta subasta para la adquisición del Gas de Operación y Gas Talón, llevada a cabo por OMEL DIVERSIFICACION, SAU. Una vez que la CNE confirma que el proceso se ha realizado de forma objetiva, competitiva, no discriminatoria y que los resultados han sido validados, comunica las cantidades de derechos asignados y el precio de compra de acuerdo a la Resolución de la DGPEyM de 6 de mayo de 2011.

La subasta se realizó siguiendo el método de reloj descendente en múltiples rondas, y cuatro comercializadoras resultaron las adjudicatarias.

Subastas Gas Talón + Operación

RESULTADO de la 5ª SUBASTA para la adquisición de Gas Talón y de Operación en el periodo 01/07/2011 a 30/06/2012	5ª Subasta jul-11/jun-12		Subasta realizada por OMEL. Adjudicatarios cuatro comercializadoras.
	Fecha de la subasta	24-may-11	
	Cantidad subastada	20 Bloques/100%	
	Precio de cierre	26,16 €/MWh	
	N.º de rondas totales	14	
	Cantidad adjudicada	20 Bloques/100%	
	Gas Talón	89 GWh	
	Gas de Operación	1.505 GWh	
	Total	1.594 GWh	

Subastas Gas Talón + Operación	1ª Subasta jul-07/jun-08	2ª Subasta jul-08/jun-09	3ª Subasta jul-09/jun-10	4ª Subasta jul-10/jun-11
Fecha de la subasta	29-may-07	12-jun-08	28-may-09	25-may-10
Cantidad subastada	–	20 Bloques/100%	20 Bloques/100%	20 Bloques/100%
Precio de cierre	20,75 €/MWh	30,94 €/MWh	14,65 €/MWh	19,37 €/MWh
N.º de rondas totales	–	–	13	7
Cantidad adjudicada	–	20 Bloques /100%	20 Bloques /100%	20 Bloques /100%
Gas Talón	431 GWh	26 GWh	358 GWh	417 GWh
Gas de Operación	1.192 GWh	1.059 GWh	1.259 GWh	1.519 GWh
Total	1.623 GWh	1.085 GWh	1.617 GWh	1.936 GWh

Calidad media de los gases de emisión. Año 2011

Producción (GWh)	Barcelona Red 35	Barcelona Red 72	Barcelona Red 35L	Barcelona Red 72N	Huelva 72	Cartagena H00	Reganosa Reganosa	Sagunto 15.11 ENA
Producción (GWh)	27.188	30.283	110	1.734	46.642	36.315	16.923	41.690

Fracciones molares (%)	B35X	B72	B35L	B72N	16/72	H00	Reganosa	15.11 ENA
Nitrógeno (N ₂)	0,183	0,245	2,022	0,260	0,234	0,176	0,142	0,340
Dióxido de carbono (CO ₂)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,030	0,005

Calidad del gas

P.C.S. [MJ/m ³ (n)]	43,267	43,096	40,200	43,096	43,097	43,027	42,901	42,433
P.C.S. [kWh/m ³ (n)]	12,019	11,971	11,167	11,971	11,971	11,952	11,917	11,787
P.C.I. [kWh/m ³ (n)]	10,837	10,792	10,050	10,793	10,793	10,772	10,742	10,621
Densidad relativa	0,6110	0,6087	0,5808	0,6088	0,6089	0,6069	0,6051	0,5991

BBG BBG	Yacimiento Marismas F05.01	Yacimiento Palancares F06	Conexión Francia G00	Gasoducto Magreb K01	Medgaz M00	Yacimiento Poseidón (pos. F03A.1)	Total producción (GWh)
38.091	1.480	603	23.112	101.998	23.795	443	390.408
BBG	pos F05.01	pos F06	pos. E15	pos. K01	Medgaz M00	(pos. F03A.1)	Fracciones molares
0,112	0,316	0,383	0,575	1,898	2,899	0,422	0,840
0,000	0,053	0,055	0,253	1,704	1,146	0,068	0,532
							Calidad media ponderada del sistema español
42,533	42,398	42,355	42,590	42,597	42,208	39,778	42,745
11,815	11,777	11,765	11,831	11,832	11,724	11,049	11,873
10,646	10,612	10,602	10,664	10,676	10,577	9,934	10,706
0,5982	0,5991	0,5992	0,6082	0,6457	0,6410	0,5580	0,6180

08

Desarrollo
legislativo





El Gestor Técnico del Sistema continuó en 2011 afianzando y desarrollando las funciones encomendadas en la Ley del Sector de Hidrocarburos, garantizando la continuidad y seguridad de suministro, así como la correcta coordinación entre los puntos de acceso, almacenamiento, transporte y distribución.

Las novedades legislativas más destacadas, publicadas a lo largo del año, son las siguientes:

- Real Decreto 21/2011, de 7 de enero (BOE nº 8 del 10 de enero de 2011), por el que se nombra a don Fabrizio Hernández Pampaloni Secretario de Estado de Energía.
- Orden ITC/4/2011, de 10 de enero (BOE nº 12 del 14 de enero de 2011), por la que se dispone el nombramiento de don Jorge Manuel Blázquez Lidoy como Presidente de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.
- Orden ITC/38/2011, de 14 de enero (BOE nº 16 del 19 de enero de 2011), por el que se nombra Director de Gabinete del SEE a Don Manuel García Hernández.
- Resolución de 28 de diciembre de 2010 (BOE nº 18 del 21 de enero de 2011), de la DGPEyM por la que se otorga a Enagás, S.A. autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública para la construcción de las instalaciones del gasoducto denominado Duplicación del gasoducto Tivissa-Paterna. Tramo 2: posición 15.12.D (término municipal de Vilanova D'Alcolea) posición 15.18.D (término municipal de Vila Real).
- Orden ITC/67/2011 de 24 de enero (BOE nº 21 del 25 de enero de 2011), por la que se establece la disponibilidad y los servicios mínimos del sector energético ante la convocatoria de huelga general en el ámbito geográfico de la Comunidad Foral de Navarra y de la Comunidad Autónoma del País Vasco para el día 27 de enero de 2011.
- Orden ITC/72/2011 de 24 de enero (BOE nº 22 del 26 de enero de 2011), por la que se establece la disponibilidad y los servicios mínimos del sector energético ante la convocatoria de huelga general en el ámbito geográfico de la Comunidad Autónoma de Galicia para el día 27 de enero de 2011.

- Orden ITC/73/2011 de 24 de enero (BOE nº 22 del 26 de enero de 2011), por la que se establece la disponibilidad y los servicios mínimos del sector energético ante la convocatoria de huelga general en el ámbito geográfico de la Comunidad Autónoma de Cataluña para el día 27 de enero de 2011.
- Resolución de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental (BOE nº 26 del 31 de enero de 2011), por la que se inicia periodo de consultas a las administraciones públicas afectadas y público interesado en el procedimiento de evaluación ambiental estratégico de la “Planificación de los sectores de electricidad y gas 2012-2020”, y se acuerda por razones de interés público y eficacia administrativa proceder a su publicación.
- Resolución de 31 de enero, de la DGPEyM (BOE nº 33 del 8 de febrero de 2011), por la que se publica la capacidad disponible en los almacenamientos básicos de gas natural para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2011 y el 31 de marzo de 2012.
- Resolución de 8 de febrero de 2011, de la SEE (BOE nº 35 del 10 de febrero de 2011), por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2011 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro. (Precio gas natural para la central de gasificación – 19,44 €/MWh)
- Orden ITC/247/2011, de 10 de febrero (BOE nº 38 del 14 de febrero de 2011), por la que se establecen los servicios mínimos del sistema gasista en Enagás, S.A., ante la huelga convocada a partir de las 06:00 horas del día 15 de febrero de 2011 hasta las 06:00 horas del día 16 de febrero de 2011.
- Sentencia de 24 de enero de 2011, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo (BOE nº 41 del 17 de febrero de 2011), por la que se anula la D.A. Tercera de la orden ITC/3863/2007, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2008 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.
- Resolución de 25 de febrero de 2011, de la DGPEyM por la que se establecen determinados aspectos relacionados con la subasta para la asignación de la capacidad de almacenamiento básico para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2011 y el 31 de marzo de 2012.



- Orden ITC/433/2011, de 21 de febrero (BOE nº 51 de 1 de marzo de 2011), por la que se extinguen los permisos de investigación de hidrocarburos denominados "Lóquiz", "Urederra", "Marismas Marino Norte" y "Naranjalejo".
- Corrección de errores de la Resolución de 10 de diciembre de 2010, de la DGPEyM (BOE nº 52 de 2 de marzo de 2011), por la que se otorga a "Enagás S.A." autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública para la construcción de las instalaciones del gasoducto denominado "Yela- El Villar de Arnedo".
- Resolución de 8 de febrero de 2011, de la Dirección General de Industria (BOE nº 53 del 3 de marzo de 2011), por la que se publica la relación de normas europeas que han sido ratificadas durante el mes de enero de 2011 como normas españolas.
 - EN62282-6-100.2010 Tecnologías de pilas de combustible.
 - EN ISO 13500:2008/A1:2010 Industrias del petróleo y del gas natural. Fluidos de perforación.
- Resolución de 14 de marzo 2011, de la DGPEyM por la que se determina con carácter definitivo la capacidad ofertada y el precio de salida mínimo de la subasta de almacenamiento subterráneo básico para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2011 y el 31 de marzo de 2012.
- Resolución de 4 de marzo de 2011, de la Secretaría de Estado de Cambio Climático (BOE nº 66 del 18 de marzo de 2011), por la que se formula declaración de impacto ambiental del proyecto Gasoducto de red básica de transportes en alta presión B Treto-País Vasco.
- Sentencia de 15 de febrero de 2011, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo (BOE nº 69 del 22 de marzo de 2011), por la que se anula el punto 2 del apartado segundo del anexo denominado "Peaje de descarga de buques y de entrada por conexiones internacionales" de la Orden ITC/1724/2009, de 26 de junio, sobre los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.
- Resolución de la DGPEyM de 25 marzo 2011, por la que se determinan ciertos parámetros de la subasta para la asignación de capacidad de almacenamiento básico para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2011 y el 31 de marzo de 2012.

- Resolución de 4 de marzo de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 74 del 28 de marzo de 2011), por la que se otorga a “Enagás, S.A.” autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública para la construcción de las instalaciones del gasoducto denominado “Gasoducto de conexión al Almacenamiento Subterráneo Castor y sus instalaciones auxiliares”.
- Resolución de 7 de marzo de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 74 del 28 de marzo de 2011), por la que se otorga a “Enagás, S. A.” autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública para la construcción de las instalaciones del gasoducto denominado “Martorell-Figueras. Tramo sur: posición 5D (término municipal de Castellví de Rosanes) – posición 5D.06 (término municipal de Hostalric)”.
- Resolución de 4 de mayo de 2009, de la DGPEyM (BOE nº 75 del 29 de marzo de 2011), por la que se autoriza a E.ON Generación, S.L., el cierre y desmantelamiento de la CT de carbón de lecho fluido presurizado de Escatrón, en el término municipal de Escatrón (Zaragoza), con una potencia de 80 MW.
- Resolución de 28 de octubre de 2010, de la DGPEyM (BOE nº 75 del 29 de marzo de 2011), por la que se autoriza a Gas Natural SDG, S.A. el cierre de los grupos I y II de la CT de Sabón, en el término municipal de Arteixo (A Coruña).
- Resolución de 23 de marzo de 2011, de la SEE (BOE nº 76 del 30 de marzo de 2011), por la que se publican los valores del coste de la materia prima y del coste base de la materia prima del gas natural para el primer trimestre de 2011, a los efectos del cálculo del complemento de eficiencia y los valores retributivos de las instalaciones de cogeneración y otras en el RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Sentencia de 8 de marzo de 2011, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo (BOE n.º 77 del 31 de marzo de 2011), por la que se anula el inciso «como máximo un año» contenido en el párrafo primero del punto 1 de la disposición adicional undécima de la Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre.
- Sentencia de 28 de febrero de 2011, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo (BOE nº 77 del 31 de marzo de 2011), por la que se anula la creación del “peaje aplicable por la introducción de gas natural por las



conexiones internacionales por gasoducto" contenido en Anexo I de la Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre.

- Resolución de 22 de marzo de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 77 del 31 de marzo de 2011), por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.
- Resolución de 22 de marzo de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 78 del 1 de abril de 2011), por la que se modifica el Protocolo de Detalle PD-05 "Procedimiento de determinación de energía descargada por buques metaneros".
- Resolución de 21 de marzo de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 83 del 7 de abril de 2011), por la que se otorga a Enagás, S.A., autorización administrativa y aprobación de proyecto de ejecución para la ampliación de la posición B-21 del Gasoducto Semianillo de Madrid, mediante la instalación de una nueva estación de medida del tipo G-65 (80) en el término municipal de Madrid (D.M. Vallecas).
- Resolución de 4 de abril de 2011, de la Secretaría de Estado de Cambio Climático (BOE nº 90 del 15 de abril de 2011), por la que se formula declaración de impacto ambiental del proyecto gasoducto de transporte básico a la comarca del Barbanza, Galicia.
- Resolución de 12 de abril de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 94 del 20 de abril de 2011), por la que se aprueba el procedimiento marco de contratación telefónica, electrónica y telemática para el mercado del gas natural.
- Sentencia de 28 de marzo de 2011, dictada por la Sala Tercera del Tribunal Supremo (BOE nº 96 del 22 de abril de 2011), por la que anulamos el inciso 0,8 del artículo 13 de la Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la tarifa de último recurso y determinados aspectos relativos a las actividades reguladas del sector gasista.
- Resolución de 10 de febrero de 2011, de la Comisión Nacional de Energía (BOE nº 100 del 27 de abril de 2011), por la que se establecen y publican, a los efectos de lo dispuesto en el artículo 34 del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, las relaciones de operadores principales en los sectores energéticos.

- Ley 8/2011, de 28 de abril de 2011 (BOE nº 102 del 29 de abril de 2011), por la que se establecen medidas para la protección de las infraestructuras críticas.
- Resolución de 6 de mayo de 2011, de la DGPEyM, 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 de 2011 y el 30 de junio de 2012.
- Resolución de 28 de abril de 2011, de la SEE (BOE nº 112 del 11 de mayo de 2011), por la que se establecen determinados aspectos 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 2011 y el 30 de junio de 2012.
- Resolución de 6 de mayo de 2011, de la SEE (BOE nº 112 del 11 de mayo de 2011), por la que se publica la Resolución del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, de 8 de marzo de 2011, por la que se establecen las bases reguladoras y convocatoria 2011 del Programa de ayudas IDAE a proyectos estratégicos de inversión en ahorro y eficiencia energética dentro del Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4).
- Resolución de 29 de abril de 2011, de la Dirección General de Industria (BOE nº 113 del 12 de mayo de 2011), por la que se actualiza el listado de normas de instrucción técnica complementaria ITC-ICG 11 del reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos, aprobado por Real Decreto 919/2006, de 28 de julio.
- Ley sobre responsabilidad civil por daños nucleares (Aprobado por Congreso y Senado el 12 de mayo de 2011, pendiente de publicación en el BOE).

Disposición que modifica la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos por la que Enagás constituirá dos sociedades filiales:

- *Gestor Técnico del Sistema Gasista*
- *Transportista*



- Resolución de la DGPEyM de 12 mayo de 2011, por la que se aprueban los formatos oficiales para la presentación del análisis de inversión y de mercado en las solicitudes de retribución específica de instalaciones de distribución para el año 2011.
- Resolución de la DGPEyM de 18 mayo de 2011, por la que se establecen las reglas operativas 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 2011 y el 30 de junio de 2012.
- Resolución de la DGPEyM de 18 mayo de 2011, 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 de 2011 y el 30 de junio de 2012.
- Sentencia de 21 de marzo de 2011, dictada por la Sala Tercera del Tribunal Supremo (BOE nº 119 del 19 de mayo de 2011), por la que se anula el inciso «factor 0,8» que figura en el artículo 14 de la Orden ITC/3863/2007, de 28 de diciembre, cuyo tenor es el siguiente: En el caso de suministro de gas natural mediante redes de distribución suministradas desde una planta satélite de gas natural licuado, se procederá a multiplicar tanto el término fijo como el variable del término de conducción establecido en el Anexo I que correspondan a cada usuario por el factor 0,8.
- Real Decreto 704/2011 de 20 de mayo de 2011 (BOE nº 121 del 21 de mayo de 2011), por el que se aprueba el Reglamento de protección de las infraestructuras críticas.
- Resolución de 10 de mayo de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía (BOE nº 123 del 24 de mayo de 2011), por la que se publica la Resolución de 28 de abril de 2011, del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, por la que se modifica la de 23 de febrero de 2010, por la que se establecen las líneas de apoyo económico e incentivación a la participación de las empresas de servicios energéticos en el Plan de activación de la eficiencia energética en los edificios de la Administración General del Estado.
- Ley 12/2011 de 27 de mayo de 2011 (BOE nº 127 del 28 de mayo de 2011), sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos.

Disposición sexta. *Modificación de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos “Constitución de sociedades filiales de ENAGÁS, S.A.”*

Enagás constituirá dos sociedades filiales en las que ostente la totalidad del capital social y a las que correspondan las funciones de Gestor Técnico del Sistema y Transportista respectivamente...

Ninguna persona física o jurídica podrá participar directa o indirectamente en el accionariado de la sociedad matriz, en una proporción superior al 5% del capital social, ni ejercer derechos políticos por encima del 3%...

Antes de que transcurra un año desde la entrada en vigor de la presente ley (29 mayo 2011), Enagás, S.A. constituirá las sociedades filiales...

El Director Ejecutivo de la sociedad filial de Enagás, S.A. que ejerza las funciones del Gestor Técnico del Sistema será nombrado y cesado por el Consejo de Administración de la sociedad, con el visto bueno del Ministro de Industria, Turismo y Comercio.

- Resolución de 19 de mayo de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 131 del 2 de junio de 2011), por la que se otorga a «Enagás, S.A.» autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento de utilidad pública del proyecto «unidad de interconexión entre el Almacenamiento Subterráneo Castor y el gasoducto de conexión con el Almacenamiento Subterráneo Castor».
- Sentencia de 6 de mayo de 2011, dictada por la Sala Tercera del Tribunal Supremo (BOE nº 134 del 6 de junio de 2011), por la que establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, que anulamos, debiendo ser sustituido por otro factor ajustado a lo dispuesto en el artículo 92.5 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, en los términos fundamentados.
- Real Decreto 643/2011 de 9 de mayo de 2011 (BOE nº 136 del 8 de junio de 2011), por el que se establecen cuatro certificados de profesionalidad de la familia profesional Energía y Agua que se incluyen en el Repertorio Nacional de certificados de profesionalidad.
- Resolución de la DGPEyM de 9 junio 2011, por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta destinada a la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso entre el 1 de julio de 2011 y el 30 de junio de 2012.



- Resolución de 10 de junio de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 147 del 21 de junio de 2011), por la que se otorga a «Enagás, S.A.» autorización administrativa, aprobación de proyecto y reconocimiento de utilidad pública, para la construcción de las instalaciones relativas a la Adenda 2 al proyecto del gasoducto «Duplicación del Gasoducto Tivissa–Paterna. Tramo 3: posición 15.18.d (término municipal de Vila Real) - posición 15.25.d (término municipal de Paterna)».
- Resolución de 14 de junio de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía (BOE nº 147 del 21 de junio de 2011), por la que se publican los valores del coste de la materia prima y del coste base de la materia prima del gas natural para el segundo trimestre de 2011, a los efectos del cálculo del complemento de eficiencia y los valores retributivos de las instalaciones de cogeneración y otras en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Orden ITC/1767/2011 de 22 de junio de 2011 (BOE nº 152 del 27 de junio de 2011), por la que se autoriza la cesión de explotación del almacenamiento subterráneo de hidrocarburos denominado Gaviota, a la sociedad Enagás, S.A.
- Resolución de 24 de junio de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía (BOE nº 154 del 29 de junio de 2011), por la que se publica el Acuerdo de Consejo de Ministros, de 24 de junio de 2011, por el que se liberan existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos en el marco de una acción coordinada de la Agencia Internacional de la Energía.
- Resolución de 22 de junio de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 155 del 30 de junio de 2011), por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.
- Resolución de 5 de julio de 2011, de la Comisión Nacional de Energía (BOE nº 159 del 5 de julio de 2011), de delegación de competencias.
- Real Decreto-ley 8/2011, de 1 de julio (BOE nº 161 del 7 de julio de 2011), de medidas de apoyo a los deudores hipotecarios, de control del gasto público y cancelación de deudas con empresas y autónomos contraídas por las entidades locales, de fomento de la actividad empresarial e impulso de la rehabilitación y de simplificación administrativa.

- Orden ITC 1930/2011 de 11 de julio (BOE nº 165 del 12 de julio de 2011), por la que se dispone el cese y nombramiento de vocales de la Junta Directiva de la CORES.
- Real Decreto 1066/2011, de 15 de julio (BOE nº 170 del 16 de julio de 2011), por el que se dispone el cese de doña María Teresa Costa Campí como Presidenta de la Comisión Nacional de Energía.
- Real Decreto 1067/2011, de 15 de julio (BOE nº 170 del 16 de julio de 2011), por el que se dispone el cese de don Luis Albentosa Puche como Consejero de la Comisión Nacional de Energía.
- Real Decreto 1068/2011, de 15 de julio (BOE nº 170 del 16 de julio de 2011), por el que se dispone el cese de don Jorge Fabra Utray como Consejero de la Comisión Nacional de Energía.
- Real Decreto 1069/2011, de 15 de julio (BOE nº 170 del 16 de julio de 2011), por el que se dispone el cese de don Jaime González González como Consejero de la CNE.
- Real Decreto 1070/2011, de 15 de julio (BOE nº 170 del 16 de julio de 2011), por el que se dispone el cese de don Sebastià Ruscadella i Gallart como Consejero de la CNE.
- Real Decreto 1071/2011, de 15 de julio (BOE nº 170 del 16 de julio de 2011), por el que se nombra Presidente de la Comisión Nacional de Energía a don Alberto Lafuente Félez.
- Real Decreto 1072/2011, de 15 de julio (BOE nº 170 del 16 de julio de 2011), por el que se nombra Consejera de la Comisión Nacional de Energía a doña Marina Serrano González.
- Real Decreto 1073/2011, de 15 de julio (BOE nº 170 del 16 de julio de 2011), por el que se nombra Consejero de la Comisión Nacional de Energía a don Juan Batalla Bejerano.
- Real Decreto 1074/2011, de 15 de julio (BOE nº 170 del 16 de julio de 2011), por el que se nombra Consejero de la Comisión Nacional de Energía a don Josep María Guinart i Solá.



- Real Decreto 1075/2011, de 15 de julio (BOE nº 170 del 16 de julio de 2011), por el que se nombra Consejera de la Comisión Nacional de Energía a doña María Teresa Baquedano Martín.
- Resolución de la DGPEyM de 19 julio 2011, por la que se determinan los puntos pertinentes del sistema sobre los que deberá publicarse información.
- Anuncio de la Secretaría de Estado de Energía (BOE nº 179 del 27 de julio de 2011), por el que se efectúa el proceso de información pública del documento Planificación Energética Indicativa 2012-2020.
- Real Decreto 1088/2011, de 15 de julio (BOE nº 185 del 3 de agosto de 2011), por el que se adaptan las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos denominadas "Marismas B-1", "Marismas C-2" y "Marismas A" a una concesión de explotación de almacenamiento subterráneo de gas natural.
- Real Decreto 1215/2011, de 26 de agosto, del Ministerio de Asuntos Exteriores y de Cooperación (BOE nº 206 del 27 de agosto de 2011), por el que se designa Embajador en Misión Especial para Asuntos Energéticos a don Antonio Pérez-Hernández y Torra.
- Resolución de 29 de agosto de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 216 del 8 de septiembre de 2011), 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 ITC/2452/2011, de 13 de septiembre (BOE nº 223 del 16 de septiembre de 2011), por la que se revisan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- Resolución de 11 de julio de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 225 del 19 de septiembre de 2011), por la que se otorga a la empresa Reganosa, autorización administrativa y aprobación de proyecto para la modificación de las instalaciones de la nueva posición O5B.1 del Gasoducto Abegondo-Sabón.
- Resolución de 2 de septiembre de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 228 del 22 de septiembre de 2011), por la que se declara, en concreto, la utilidad pública del camino de acceso a la base de Marismas-3 en la concesión de explotación de yacimientos de hidrocarburos denominada "Marismas B-1".

- Resolución de 20 de septiembre de 2011, de la SEE (BOE nº 234 del 28 de septiembre de 2011), por la que se publican los valores del coste de la materia prima y del coste base de la materia prima del gas natural para el tercer trimestre de 2011, a los efectos del cálculo del complemento de eficiencia y los valores retributivos de las instalaciones de cogeneración.
- Resolución de 12 de septiembre de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 234 del 28 de septiembre de 2011), por la que se otorga a Enagás, S.A., autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública del proyecto "Anexo al Gasoducto Semianillo suroeste de Madrid. Tramo II. Ampliación de la posición T-07 para un punto de entrega de gas natural en Navalcarnero".
- Resolución de 14 de septiembre de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 234 del 28 de septiembre de 2011), por la que se otorga a Enagás, S.A., autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública del proyecto "Anexo al Gasoducto Rivas-Loeches-Arganda-Alcalá de Henares. Ampliación de la posición B-20.05 para un punto de entrega en Alcalá de Henares".
- Resolución de 14 de septiembre de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 234 del 28 de septiembre de 2011), por la que se otorga a Endesa Gas Transportista, SL, autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública del proyecto "Posición Sanson-02.1 del Gasoducto Insular a la Isla de Mallorca San Juan de Dios - Ca's Tresorer - Son Reus".
- Resolución de 21 de septiembre de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 236 del 30 de septiembre de 2011), por la que se publica la Tarifa de Último Recurso de gas natural, a partir del 1 de octubre incremento del 2,70% Cmp - 1,34% TUR 1 - 1,51% TUR 2.
- Resolución de 13 de septiembre de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 236 del 30 de septiembre de 2011), por la que se otorga a Enagás, S.A., autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública del proyecto Adenda 1 al anexo al Gasoducto Algete-Manoteras, nueva posición B-18.01A en Alcobendas.
- Resolución de 22 de septiembre de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 238 del 3 de octubre de 2011), por la que se modifica el protocolo de detalle PD-01 "Medición" de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.



- Orden ITC/2639/2011, de 20 de septiembre (BOE nº 239 del 4 de octubre de 2011), por la que se dispone cese y nombramiento de vocales de la Junta Directiva de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.
- Resolución de 29 de septiembre de 2011, 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 de gas de base para la fijación de la tarifa de último recurso de gas natural en el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2012.
- Resolución de 25 de abril de 2011, de la SEE (BOE nº 240 del 5 de octubre de 2011), por la que se otorga a Enagás, S.A., autorización administrativa y aprobación del proyecto para la modificación de la posición M-05 del Gasoducto Almería-Chinchilla, en el TM de Huercal Overa (Almería).
- Resolución de 7 de julio de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 240 del 5 de octubre de 2011), por la que se otorga a Enagás, S.A., autorización administrativa y aprobación del proyecto para la modificación de la posición 15.24 del Gasoducto "Valencia-Alicante".
- Resolución de 15 de septiembre de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 240 del 5 de octubre de 2011), por la que se otorga a Transportista Regional del Gas, autorización administrativa y aprobación del proyecto para la instalación de una ERM en la posición Boemedi-05 del Gasoducto Olmedo-Medina del Campo.
- Resolución de 16 de septiembre de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 240 del 5 de octubre de 2011), por la que se otorga a Enagás, S.A., autorización administrativa y aprobación del proyecto Adenda Técnica nº 1 al proyecto denominado "Anexo al Gasoducto Burgos- Cantabria-Asturias. Ampliación de la posición D-15 para un punto de entrega en Caseres".
- Resolución de 4 de octubre de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 245 del 11 de octubre de 2011), por la que se otorga a Enagás, S.A., una prórroga del plazo de construcción de las instalaciones del proyecto denominado Anexo al Gasoducto Granada-Motril.

- Real Decreto 1390/2011, de 14 de octubre (BOE nº 249 del 15 de octubre de 2011), por el que se regula la indicación del consumo de energía y otros recursos por parte de los productos relacionados con la energía, mediante el etiquetado y una información normalizada.
- Resolución de 19 de octubre de 2011, de la DGPEyM, por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta destinada a la adquisición de gas natural de base para la fijación de la TUR entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2012.
- Real Decreto 2/2011, de 5 de septiembre, del Ministerio de Fomento (BOE nº 253 del 20 de octubre de 2011), por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Puertos del Estado y de la Marina Mercante.
- Real Decreto 1383/2011, de 7 de octubre (BOE nº 253 del 20 de octubre de 2011), por el que se modifica el Real Decreto 855/2008, de 16 de mayo, por el que se otorga a Escal UGS, SL, la concesión de explotación para el Almacenamiento Subterráneo de gas natural denominado “Castor”.
- Orden ITC/2844/2011, de 19 de octubre (BOE nº 254 del 21 de octubre de 2011), por la que se regulan las transferencias de fondos, con cargo a las empresas productoras de energía eléctrica y a los peajes de acceso a terceros a las instalaciones gasistas, de la cuenta específica de la CNE al IDAE.
- Orden ITC/2914/2011, de 27 de octubre (BOE nº 262 del 31 de octubre de 2011), por la que se modifica la Orden ITC/522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.
- Real Decreto 1554/2011, de 31 de octubre (BOE nº 263 del 1 de noviembre de 2011), por el que se dispone el cese de don Antonio Hernández García como Director General de Política Energética y Minas.
- Orden ITC/2955/2011, de 29 de octubre (BOE nº 263 del 1 de noviembre de 2011), por la que se modifica la orden ITC/371/2011, de 24 de febrero, por la que se delegan competencias del MITyC y por la que se aprueban las delegaciones de competencias de otros órganos superiores y directivos del departamento.



- Real Decreto 1494/2011, de 24 de octubre, del Ministerio de Medio Ambiente, y Medio Rural y Marino (BOE nº 270 del 9 de noviembre de 2011) por la que se regula el Fondo de Carbono para una Economía Sostenible.
- Resolución de 7 de octubre de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 271 del 10 de noviembre de 2011), por la que se otorga a Endesa Gas Transportista, S.L., autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución "Posición Maeje-01 para punto de entrega al gasoducto secundario a Borja en el TM de Magallón (Zaragoza)".
- Resolución de 11 de octubre de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 271 del 10 de noviembre de 2011), por la que se otorga a Reganosa, autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución "Ampliación de la posición O4B.1 en el TM de Cerceda (A Coruña)".
- Resolución de 13 de octubre de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 271 del 10 de noviembre de 2011), por la que se otorga a Transportista Regional del Gas, S.A., autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública para la construcción de las instalaciones del gasoducto denominado "Segovia Norte".
- Resolución de 10 de octubre de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 273 del 12 de noviembre de 2011), por la que se otorga a Reganosa, autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución del proyecto "Ampliación de la posición O3A con instalación de ERM en el TM de As Pontes de García Rodríguez (A Coruña)".
- Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre (BOE nº 278 del 18 de noviembre de 2011), por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.
- Resolución de 16 de noviembre de 2011, de la SEE (BOE nº 279 del 19 de noviembre de 2011), por la que se publican los valores del coste de la materia prima y del coste base de la materia prima del gas natural para el cuarto trimestre de 2011, a los efectos del cálculo del complemento de eficiencia y valores retributivos de las instalaciones de cogeneración.

- Corrección de errores de la Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre (BOE nº 279 del 19 de noviembre de 2011), por la que se aprueba el programa anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural.
- Resolución de 26 de octubre de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 280 del 21 de noviembre de 2011), por la que se otorga a Naturgas Energía Transporte SAU, autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública para la construcción de las instalaciones del gasoducto denominado "Planta de Bilbao- Treto".
- Resolución de 27 de octubre de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 280 del 21 de noviembre de 2011), por la que se otorga a la empresa Enagás, S.A. autorización administrativa y aprobación del proyecto Anexo al Gasoducto Llanera-Villalba. Modificación de la posición I-001 con EM para el punto de entrega en el TM de Corvera (Asturias).
- Orden ITC/3190/2011, de 18 de noviembre (BOE nº 282 del 23 de noviembre de 2011), por la que se restablece la obligación de los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos una vez finalizada la "acción colectiva Libia" de la Agencia Internacional de la Energía.
- Orden ITC/3215/2011, de 18 de noviembre (BOE del 24 de noviembre de 2011), por la que se determina la retribución del año 2011 correspondiente a la actividad de distribución de gas natural realizada por las sociedades Madrileña Red de Gas II, S.A. y Gas Natural distribución SDG.
- Resolución de 23 de noviembre de 2011, de la DGPEyM (BOE del 2 de diciembre de 2011), por la que se aprueba el Plan de Actuación Invernal para la operación del Sistema Gasista.
- Decreto 1734/2011, de 18 de noviembre (BOE del 9 de diciembre del 2011), por el que se designa a la empresa GEM Suministro de Gas Sur 3, S.L. como suministrador de último recurso de gas natural.
- Resolución de 31 de octubre de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 287 del 29 de noviembre de 2011), por la que se otorga a "Enagás, S.A." autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública, para la construcción de las instalaciones del gasoducto denominado "Marismas-Almonte".



- Resolución de 3 de noviembre de 2011, de la SE de Cambio Climático (BOE nº 288 del 30 de noviembre de 2011), por la que se formula declaración de impacto ambiental del proyecto Gasoducto Zarza de Tajo-Yela (Cuenca, Guadalajara y Madrid).
- Circular 2/2011, de 3 de noviembre, de la CNE (BOE nº 292 del 5 de diciembre de 2011), mediante la que se comunica la cuenta abierta en régimen de depósito a los efectos previstos en la Orden ITC/2844/2011, de 19 de octubre.
- Resolución de 15 de noviembre de 2011, de la SE de Cambio Climático (BOE nº 295 del 8 de diciembre de 2011), sobre la evaluación de impacto ambiental del proyecto Modificación del proyecto de planta de regasificación de gas natural licuado de El Musel, Gijón (Asturias).
- Real Decreto 1524/2011, de 31 de octubre (BOE nº 300 del 14 de diciembre de 2011), por el que se establecen tres certificados de profesionalidad de la familia profesional Energía y agua que se incluyen en el Repertorio Nacional de certificados de profesionalidad.
- Sentencia de 11 de octubre de 2011, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo (BOE nº 301 del 15 de diciembre de 2011), por la que se anula el último párrafo del apartado segundo del Anexo I (Peajes y cánones de los servicios básicos) de la Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, Recurso contencioso-administrativo interpuesto por Medgaz, S.A.
- Real Decreto 1823/2011, de 21 de diciembre (BOE nº 307 del 22 de diciembre de 2011), por el que se reestructuran los departamentos ministeriales.

Artículo 10. Ministerio de Industria, Energía y Turismo

1. *Corresponde al Ministerio de Industria, Energía y Turismo la propuesta y ejecución de la política del Gobierno en materia de energía, desarrollo industrial, turismo, telecomunicaciones y de la sociedad de la información.*

2. *Este Ministerio se estructura en los siguientes órganos superiores:*

- a. *La Secretaría de Estado de Energía*
- b. *La Secretaría de Estado de Telecomunicaciones y para la Sociedad de la información*
- c. *La Secretaría de Estado de Turismo*

- Orden ITC/3486/2011, de 14 de diciembre (BOE 24 de diciembre de 2011), por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2012.
- Corrección de errores de la Resolución de 23 de noviembre de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 309 del 24 de diciembre de 2011), por la que se aprueba el Plan de Actuación Invernal para la operación del Sistema Gasista.

En la página 128424, primera y segunda línea de la página, donde dice: «Exceso inferior a igual a medio día dos días: dos veces y medio el canon de almacenamiento de GNL en vigor», debe decir: «Exceso inferior o igual a dos días: dos veces y medio el canon de almacenamiento de GNL en vigor».

- Real Decreto-ley 20/2011, de 30 de diciembre (BOE nº 315 del 31 de diciembre de 2011), de medidas urgentes en materia presupuestaria, tributaria y financiera para la corrección del déficit público.

Con carácter excepcional para el año 2012, la fijación conforme al Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, de los precios de retribución de la energía, el volumen máximo de producción que puede ser programado en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro y las cantidades de carbón autóctono a adquirir por los titulares de las centrales para cada central se determinarán con carácter trimestral por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

- Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre (BOE nº 315 del 31 de diciembre de 2011), por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.



- Orden IET/3587/2011, de 30 de diciembre (BOE nº 315 del 31 de diciembre de 2011), 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. Los peajes y cánones se incrementan el 4,35%.
 - El canon de AASS no varía respecto al periodo anterior.
 - Desaparece el peaje de entrada por conexiones internacionales.
 - Se prorroga para el año 2012 el peaje de materia prima.
- Resolución de 30 de diciembre de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 315 del 31 de diciembre de 2011), por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural. Incremento medio del 0,5%.
- Resolución de 30 de diciembre de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía (BOE nº 315 del 31 de diciembre de 2011), por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía para el año 2012 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.
- Real Decreto 1999/2011, de 30 de noviembre (BOE nº 315 del 31 de diciembre de 2011), por el que se dispone el cese de D. Fabricio Hernández Pampaloni como Secretario de Estado de Energía.
- Real Decreto 2000/2011, de 30 de noviembre (BOE nº 315 del 31 de diciembre de 2011), por el que se dispone el cese de Dña. Amparo Fernández González como Subsecretaría de Industria, Turismo y Comercio.
- Real Decreto 2005/2011, de 30 de noviembre (BOE nº 315 del 31 de diciembre de 2011), por el que se dispone el cese de Dña. María José Gómez como Secretaria General Técnica.
- Real Decreto 2006/2011, de 30 de noviembre (BOE nº 315 del 31 de diciembre de 2011), por el que se nombra Secretario de Estado de Energía a D. Fernando Martí Scharfhausen.
- Real Decreto 2009/2011, de 30 de noviembre (BOE nº 315 del 31 de diciembre de 2011), por el que se nombra Subsecretario de Industria, Energía y Turismo a D. Enrique Hernández Bento.

- Real Decreto 2010/2011, de 30 de noviembre (BOE nº 315 del 31 de diciembre de 2011), por el que se nombra Secretario General Técnico del Ministerio de Industria, Energía y Turismo a D. José María Jover Gómez-Ferrer.
- Real Decreto 2011/2011, de 30 de noviembre (BOE nº 315 del 31 de diciembre de 2011), por el que se nombra Directora del Gabinete del Ministro de Industria, Energía y Turismo a Dña. María Rodríguez de la Rúa Beristain.

Legislación comunitaria

- Reglamento (UE) de 25 de octubre de 2011 (Nº 1227/2011), del Parlamento Europeo y del Consejo (DOUE 8 de diciembre de 2011), sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía.
- Reglamento (UE) de 23 de noviembre de 2011 (Nº 1210/2011), de la Comisión (DOUE 24 de noviembre de 2011), por el que se modifica el Reglamento (UE) nº 1031/2010, en particular con el fin de determinar el volumen de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero por subastar antes de 2013.
- DIRECTIVA 2011/70/EURATOM DEL CONSEJO de 19 de julio de 2011 (DOCE 2 de agosto de 2011), por la que se establece un marco comunitario para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y de los residuos radiactivos.

09

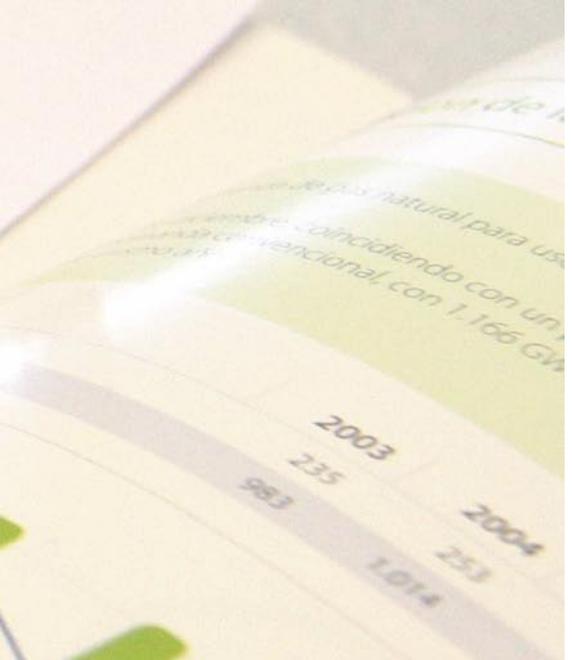
Marcadores



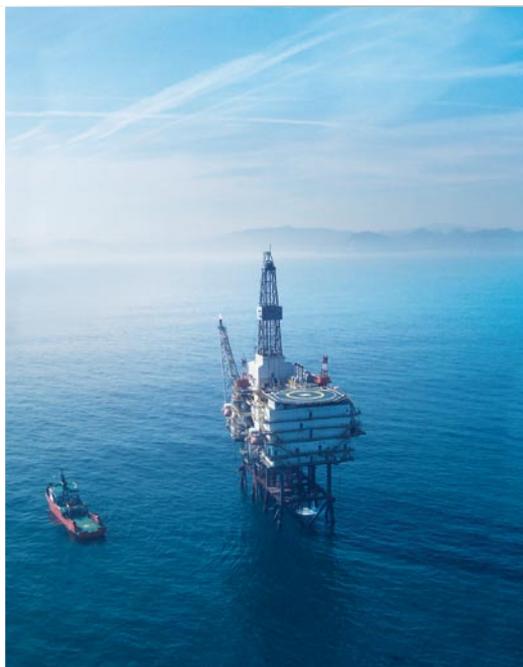
CLASS

2012

2012-2013
COPRE



Marcadores actividad del Sistema Gasista Español en 2011



2.066

+57% vs. año 2010

Solicitudes de Acceso ATR gestionadas, equivalentes a un volumen en energía de 18.801 TWh

610

Se mantiene el número de asistentes a los Comités de Seguimiento del Sistema Gasista

45%

Se mantiene el llenado medio de los tanques de GNL

6

Conexiones internacionales con la inclusión de Medgaz, igualando en número a las plantas de regasificación

29

Publicaciones de Notas de Operación, con una declaración de "Ola de Frío" en el Sistema Gasista

22

Nuevos desarrollos puestos en funcionamiento en el SL-ATR

6

Años consecutivos con continuidad del suministro firme e interrumpible en la red de transporte (desde marzo de 2005)



1.179

GWh alcanzó la demanda convencional de gas natural el 24 de enero, el récord histórico

45.259

+15% vs. año 2010

Transacciones en el Mercado Secundario de gas, por un volumen de 566 TWh, equivalente al 144% de la demanda

17

Buques cargados de GNL en plantas de regasificación con destino mercados internacionales



99.355

+35% vs. año 2010

Visitas al apartado GTS de la web de Enagás

149.800.000

Transacciones efectuadas por el sector en el SL-ATR

54%

Utilización de la capacidad instalada y contratada de entrada

7.101

Llamadas atendidas en CPC

21.480

Actualizaciones de información en el apartado GTS de la web de Enagás

En este capítulo se muestran distintos marcadores que dan medida de la actividad del sector gasista durante el año 2011.

Solicitudes de Acceso ATR

2.066
+57% vs. año 2010

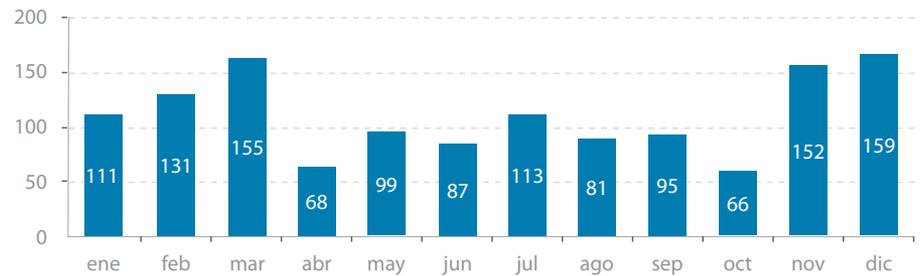
Solicitudes de Acceso ATR gestionadas, equivalentes a un volumen en energía de 18.801 TWh

N° solicitudes registradas en el año

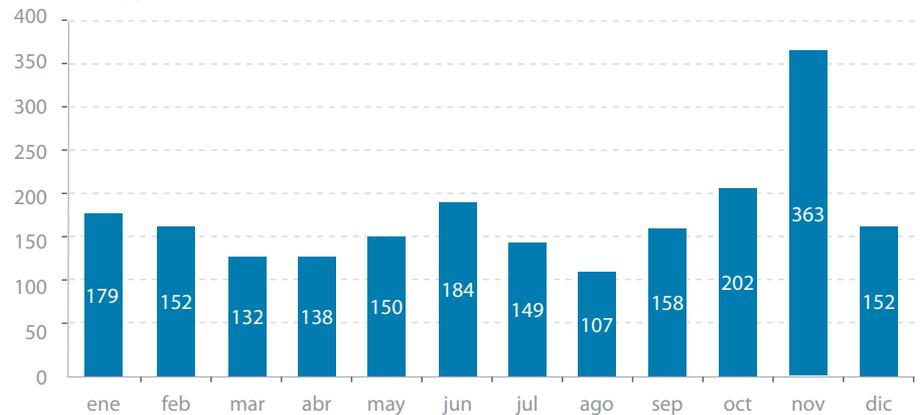
2.066 por 18.801 TWh* Año 2011

* Acumulado de energía solicitada en todos los servicios.

2010 1.317 solicitudes

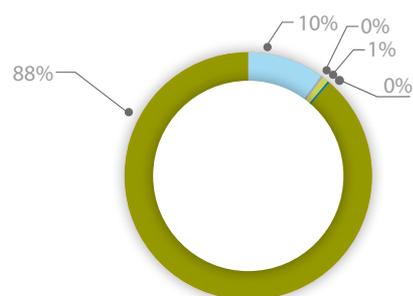


2011



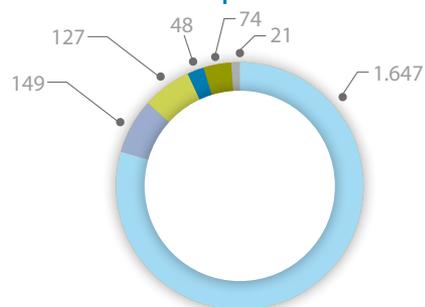
Detalle de solicitudes gestionadas en el año

Respuestas a las solicitudes de viabilidad



- Positivas
- Positivas con condición
- Pendientes
- Negativas
- Anulada

Por transportista



- Enagás
- SAGGAS
- Reganosa
- BBG
- Naturgas
- Otros

Por servicio solicitado

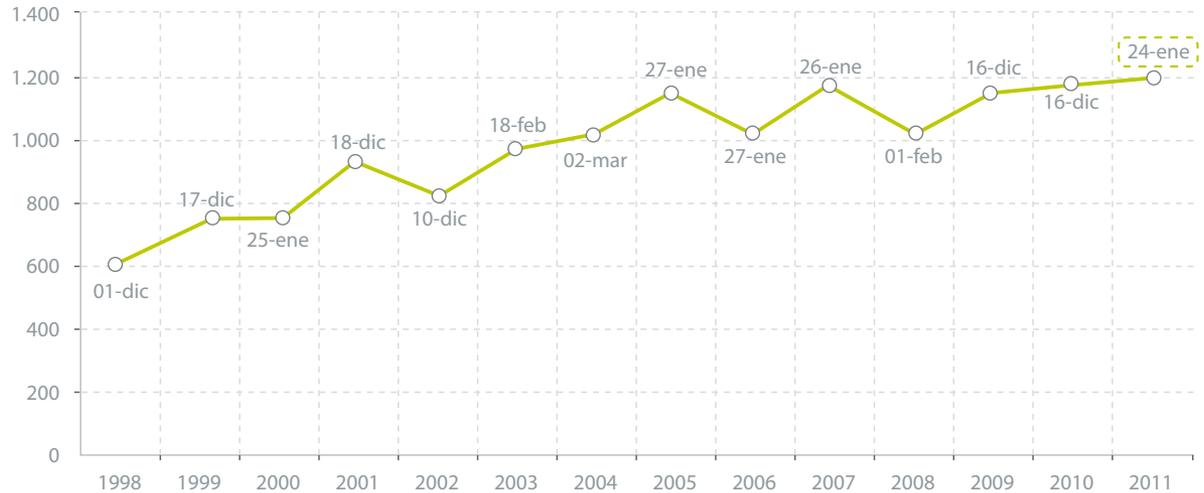
AASS (Almacenamiento subterráneo)	21
CC (Carga de cisternas)	134
R (Regasificación)	455
RCT (Reserva de capacidad transporte)	537
TB (Puesta en frío)	1
TC (Término de conducción)	843
TIE (Tránsito internacional entrada)	20
TIS (Tránsito internacional salida)	22
Otros servicios	33
Total	2.066

Evolución de las puntas de demanda convencional

1.179

GWh alcanzó la demanda convencional de gas natural el 24 de enero, el récord histórico

La demanda convencional de gas natural, destinada a los consumos doméstico-comercial, industrial y cogeneración, alcanzó el pasado 24 de enero el récord histórico de 1.179 GWh, debido principalmente al efecto de las bajas temperaturas. Esta cifra supera en un 1,1% al anterior máximo de 1.166 GWh, registrado el 16 de diciembre de 2010, y en un 2,5% al récord del invierno pasado de 1.150 GWh.



Transacciones en el mercado secundario de gas

45.259 +15% vs. año 2010
 Transacciones en el Mercado Secundario de gas, por un volumen de 566 TWh, equivalente al 144% de la demanda

Intercambios año 2011

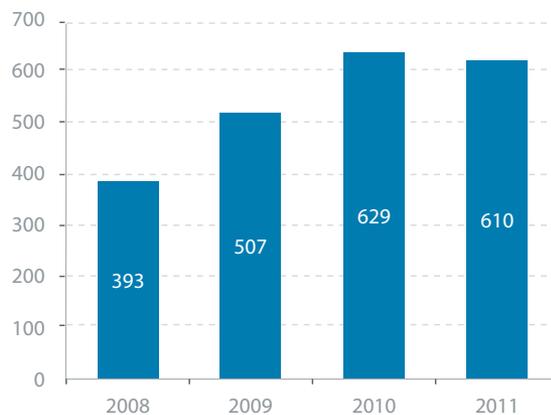
Mes	Intercambios confirmados		Energía intercambiada GWh		GWh
	2010	2011	2010	2011	
Enero	3.154	4.061	79.220	68.400	
Febrero	3.770	4.256	115.415	86.421	
Marzo	3.791	4.476	94.712	53.082	
Abril	2.264	2.988	81.713	50.675	
Mayo	2.718	2.719	86.162	49.588	
Junio	2.296	3.291	68.376	37.644	
Julio	2.935	3.404	66.260	43.056	
Agosto	2.652	3.356	59.068	33.279	
Septiembre	2.956	3.808	83.754	35.719	
Octubre	3.178	3.458	80.445	34.626	
Noviembre	4.315	4.512	86.974	36.287	
Diciembre	5.174	4.930	102.596	36.888	
Totales	39.203	45.259	1.004.695	565.664	

Energía intercambiada en 2010: 1.004.695 GWh Demanda transportada en 2011: 392.018 GWh
 Energía intercambiada vs. Demanda: **243%** Energía intercambiada vs. Demanda: **144%**

Hasta Junio de 2011, el antiguo proceso de eliminación de intercambios incrementaba ficticiamente los registros de actividad, tanto en número como en volumen de energía.

Acumulado dic-11	Nº Intercambios confirmados		Energía intercambiada	
			GWh	%
Plantas	10.824	23,9%	480.821	85,0%
Barcelona	3.320	7,3%	140.124	24,8%
Cartagena	2.092	4,6%	51.498	9,1%
Huelva	2.850	6,3%	128.433	22,7%
BBG	1.183	2,6%	80.153	14,2%
Saggas	775	1,7%	38.181	6,7%
Reganosa	604	1,3%	42.431	7,5%
AOC (incluye intercambios TUR)	34.342	75,9%	82.805	14,6%
AASS	93	0,2%	2.039	0,4%
Total	45.259	100%	565.664	100%

Asistentes CSSG



610

Se mantiene el número de asistentes a los Comités de Seguimiento del Sistema Gasista

Se mantiene constante el número de asistentes a los Comités de Seguimiento del Sistema Gasista respecto al año anterior, confirmándose así su consolidación como un medio de comunicación del sector.

Llenado medio de los tanques de GNL

El Sistema ha contado durante el ejercicio 2011 con un nivel medio de llenado de los tanques de GNL del 45%, inferior al registrado en 2010.

45%

Se mantiene el llenado medio de los tanques de GNL

Plantas	Existencias Tk's %	Media	Nº días con existencias < 50%
Barcelona	43%	45%	261
Huelva	49%		192
Cartagena	40%		290
Bilbao	58%		124
Sagunto	43%		247
Mugardos	42%		251

Entrada CI Medgaz

La puesta en marcha de la Conexión Internacional de Almería (Medgaz) abre una nueva vía de entrada de gas en la Península.

El 5 de marzo de 2011, alrededor de las 13h, tuvo lugar la entrada de gas natural en la red de Enagás desde las nuevas instalaciones de MEDGAZ, que conectan con el Gasoducto Almería-Chinchilla, ya operativo desde agosto de 2009. Así culminó un singular proyecto de ingeniería iniciado en 2001, que transporta gas natural desde la estación de Benisaf, en Argelia, hasta la playa de El Perdigal, en Almería, a través de un gasoducto submarino de 210 kilómetros, y desde allí a Chinchilla y Lorca, y que supuso una nueva vía de entrada en el Sistema Gasista español.

6

Conexiones internacionales con la inclusión de Medgaz, igualando en número a las plantas de regasificación



GN de Argelia a través del Gasoducto Medgaz 2011

Unidad: GWh

Entradas GN por Almería		ene real	feb real	mar real	abr real	may real	jun real	jul real	ago cierre	sep cierre	oct cierre	nov cierre	dic PO	Año
Total entradas MEDGAZ				413	2.470	2.886	3.151	2.388	1.599	2.260	3.054	2.882	2.849	23.951
Capacidad Física	Nominal (1.000 x Nm ³ /h)	913	913	913	913	913	913	913	913	913	913	913	913	
	Nominal (GWh/día)	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	
	Factor utilización de la CI			5%	31%	35%	39%	29%	19%	28%	37%	36%	35%	31%
Conexiones	Total Contratado (GWh/día)	92	92	92	107	112	125	109	102	104	135	135	135	
	Uso Contratación			14%	77%	83%	84%	71%	50%	72%	73%	71%	68%	68%



Notas de Operación

Las Notas de Operación constituyen una vía formal de comunicación de:

A priori: Declaración de Situación de Operación Excepcional, SOE* según cap. 10 NGTS.

- "Olas de Frío".
- Desvío de buques por cambios relevantes en la programación: régimen de producción en plantas, entradas por las conexiones internacionales o mantenimientos singulares

A posteriori: Incidentes en el sistema de transporte/distribución con repercusión en la atención de la demanda (corte a clientes).

Se dirigen al MITyC (Dirección General de Política Energética y Minas y Subdirección General de Hidrocarburos), con copia a la CNE, REE, UME y a los afectados. Se publican en la web.

Su numeración, seguimiento y cierre están sistematizadas.

Se complementa con información relevante.



- 7 declaraciones de SOE tipo "0"
 - 1 por "Olas de Frío"
 - 6 por desvío de buques
- 21 por incidentes en el sistema de transporte/distribución, subsanadas en pocas horas
- 1 por otros motivos

*Todas las SOE's declaradas hasta la fecha han sido tipo "0". Nunca se han declarado tipo "1" ó "2"

Nuevos desarrollos puestos en funcionamiento en el SL-ATR

22

Nuevos desarrollos puestos en funcionamiento en el SL-ATR



39 Desarrollos Informáticos

22 SL-ATR

17 Web apartado GTS

24

Notas de comunicación al sector sobre puestas en producción de nuevos desarrollos

3

Recomendaciones al sector de mejores prácticas en los sistemas de información

11

Informes de estado de los sistemas de información del GTS presentados ante el GT NGTS

3

Notas informativas sobre temas puntuales de interés relacionados con los sistemas de información

4

Informes de estado/ avance de los sistemas presentados en el CSSG

1

Reunión de coordinación con comercializadores sobre aspectos relacionados con el proyecto de Mejora de Intercambios

4

Jornadas de formación dirigidas a comercializadores, distribuidores y transportistas sobre la renovación del SL-ATR

3

Reuniones de coordinación con distribuidores y transportistas sobre el impacto del PD-01

2

Sesiones para aclaración y aspectos técnicos relacionados con la renovación del SL-ATR

Carga de buques

17

Buques cargados de GNL en plantas de regasificación con destino mercados internacionales

En 2011 las terminales de regasificación españolas realizaron 17 cargas internacionales en las que se destinaron un total de 7.946 GWh. A estos hay que añadirles 145 GWh correspondientes a 6 puestas en frío de tanques de almacenamiento de buques metaneros, lo que acumula un total de 8.091 GWh.

Salidas mercados internacionales

- Pasan de 12.653 GWh a 19.825 GWh → **+57%**
 - CI Irún: de 421 a 577 GWh
 - CI Badajoz: de 5.073 a 7.947 GWh
- } Ligeramente incremento
- Cargas GNL: de 77 a 8.086 GWh (x105 vs año 2010)

	Cargas internacionales	
	n.º cargas	GWh
Barcelona	0	0
Huelva	5	2.274
Cartagena	6	1.882
Bilbao	0	0
Sagunto	0	0
Mugardos	6	3.791
Total	17	7.946

Visitas al apartado GTS de la web de Enagás

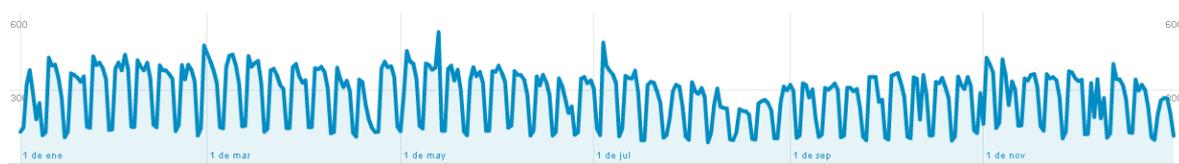
A lo largo del año 2011, se han contabilizado un total de 99.355 visitas al apartado del GTS de la web de Enagás. Esta cifra supone un incremento del 35% respecto al año 2010*.

99.355
+35% vs. año 2010

Visitas al apartado GTS de la web de Enagás

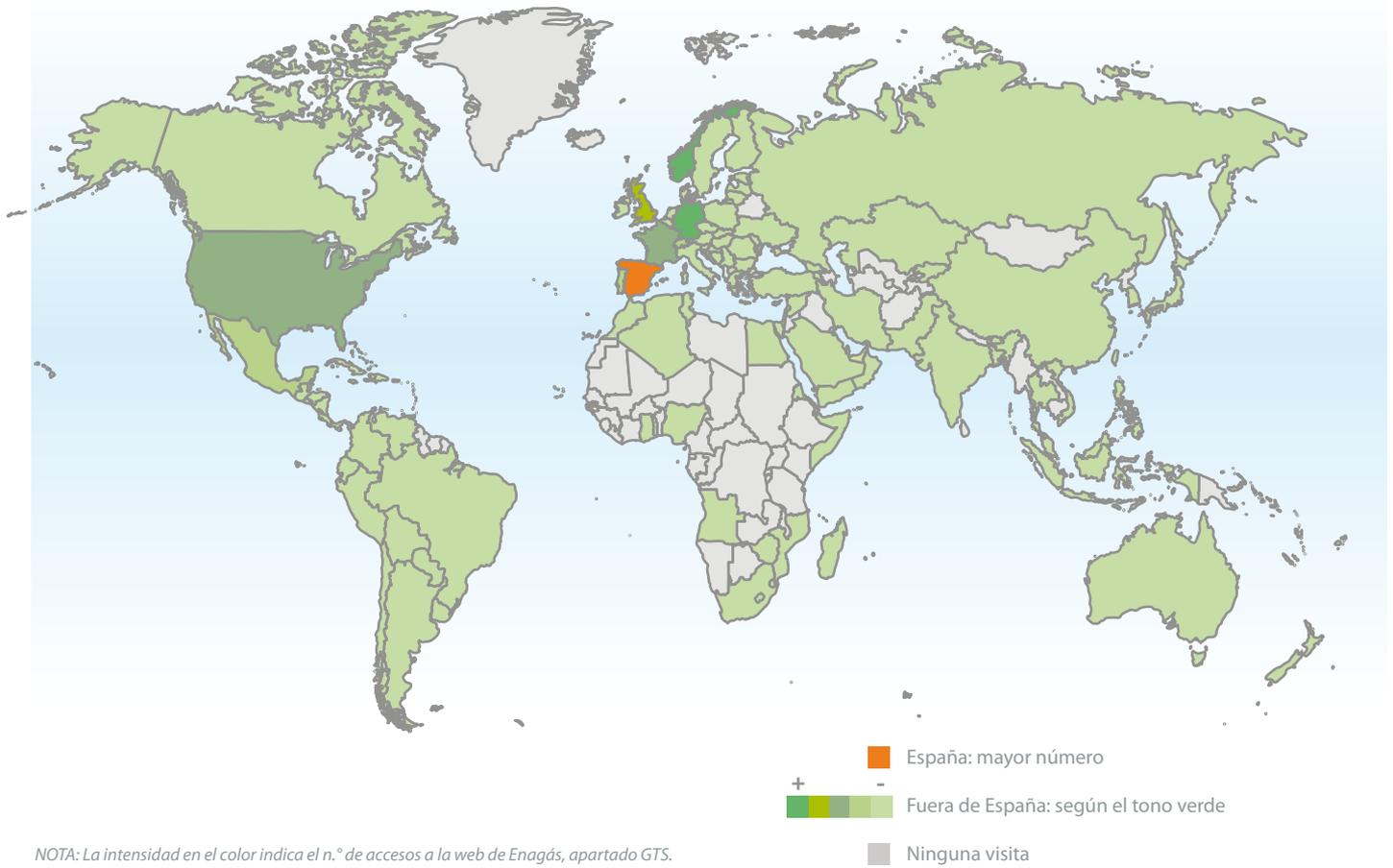
Un 31,96% del total corresponde a nuevos usuarios (31.758).

Visitas por día durante el 2011



	País/territorio	Visitas
1.	España	55.392
2.	Noruega	13.862
3.	Alemania	13.819
4.	Reino Unido	5.265
5.	Estados Unidos	2.352
6.	Francia	1.374
7.	México	802
8.	Suiza	636
9.	Portugal	596
10.	No especificado	508

* Estadísticas disponibles para el año 2010 desde el 16 de febrero.



Desglose de las visitas por contenidos

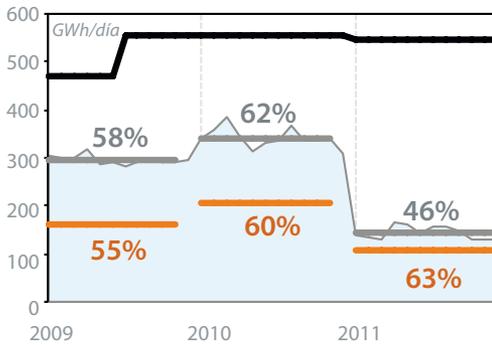
	Visitas	
Demanda Horaria (Augur)	27.618	28%
Plan de Operación	16.114	16%
Resto	15.024	15%
Funciones del GTS	8.730	9%
Parte Preliminar (Estado Físico del Sistema)	6.746	7%
Infraestructuras en Operación	4.685	5%
Calidad de gas	3.986	4%
Informes del Sistema Gasista	3.659	4%
CSSG	2.374	2%
NGTS y PD	2.075	2%
Planificación	1.964	2%
Capacidades	1.740	2%
Snapshot (Flujo de caudales instantáneos)	1.313	1%
Repartos y Balances	1.241	1%
Seguimiento de Demanda diario	856	1%
Plan Anual de Mantenimiento	766	1%
Grupo de Trabajo NGTS	361	0,4%
Rangos Admisibles	78	0,1%
Consideraciones a la Programación y Nominaciones	25	0,03%
Total	99.355	100%

Utilización de la capacidad instalada y contratada de entrada

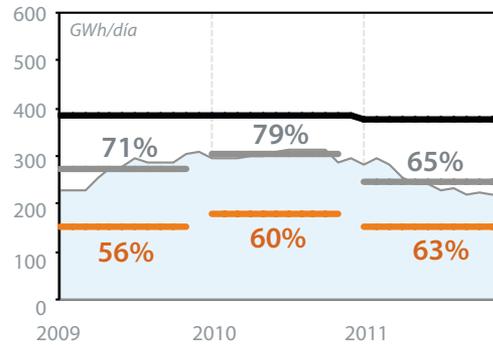
54%

Utilización de la capacidad instalada y contratada de entrada

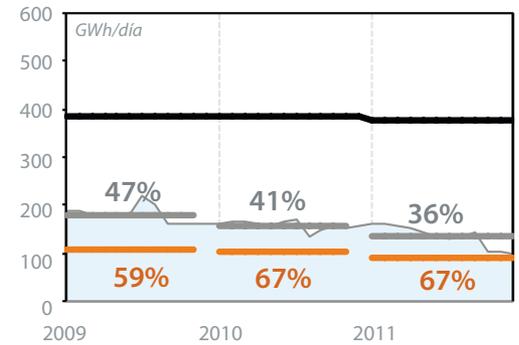
Planta BARCELONA



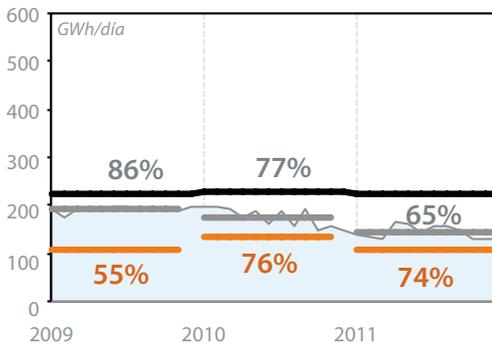
Planta HUELVA



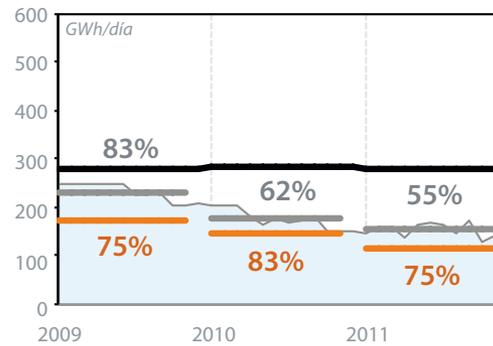
Planta CARTAGENA



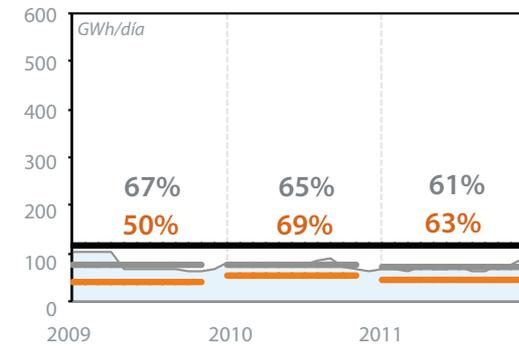
Planta BILBAO



Planta SAGUNTO



Planta MUGARDOS



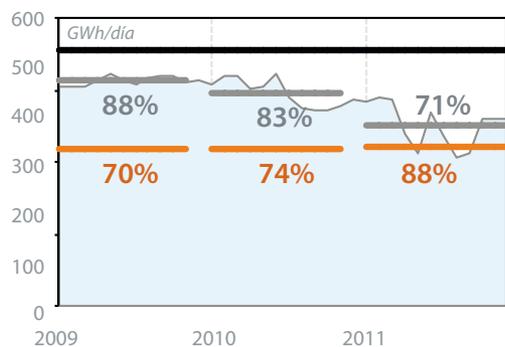
contratada

máx. contratable

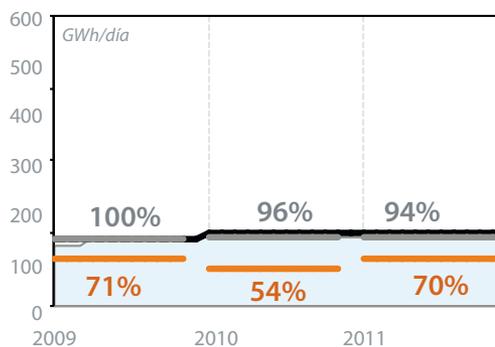
% contratada vs. contratable

% utilizada vs. contratada

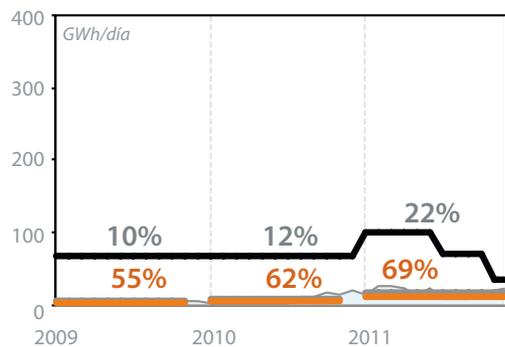
TARIFA



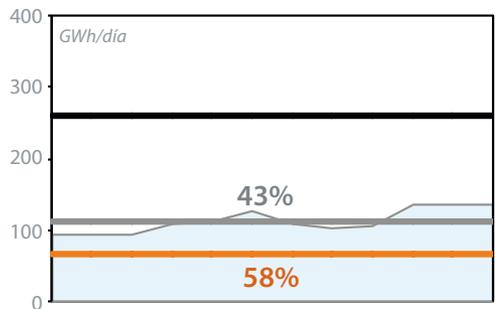
LARRAU Importación



BADAJOS Importación



MEDGAZ



contratada

máx. contractable

% contratada vs. contractable

% utilizada vs. contratada

Informes nuevos o actualizados en el apartado GTS de la web de Enagás

Durante el año 2011, se han actualizado con nuevos contenidos 21.480 informes en el apartado GTS de la web de Enagás, unos 60 diarios.

Se ha realizado una labor muy importante para adaptar este apartado al inglés con el objetivo de facilitar el acceso a informes y aplicaciones a los mercados europeos y agentes internacionales.

Como resultado del trabajo del equipo multidisciplinar formado por el propio GTS, el gestor de cuenta de la web de la DSI y la Dirección de Comunicación, se han puesto en producción nuevas aplicaciones. Las más significativas son:

- Flujos de caudales instantáneos
- Capacidad contratada
- Capacidad disponible

21.480

Actualizaciones de información en el apartado GTS de la web de Enagás



Capacidades disponibles y oferta interrumpible

Aplicación en la que se pueden consultar las capacidades disponibles en los puntos pertinentes del Sistema Gasista con detalle diario (plantas de regasificación –regasificación y cisternas– y conexiones internacionales –importaciones y exportaciones–).

Esta información se extrae diariamente del SL-ATR (capacidad contratada y nominada/programada), SIVOGAS (capacidad nominal), ORIÓN (datos físicos) y algunos datos que se introducen manualmente. Se puede ver tanto de forma gráfica como en tabla de datos.

- Plantas de regasificación: Se puede consultar, tanto de regasificación como de cisternas, la capacidad nominal, mínimo técnico, capacidad contratada, nominado, capacidad disponible, capacidad contratada y no utilizada, y la utilización.
- Conexiones internacionales: Se puede consultar la capacidad nominal, la nominal viable, mínimo técnico, capacidad contratada (firme e interrumpible), la capacidad nominada, la oferta (firme e interrumpible a flujo o contraflujo) y la utilización.



Capacidades contratadas en redes de transporte

Aplicación en la que se puede consultar la capacidad contratada diaria en las redes de transporte del Sistema, tanto por punto de entrada como global en la red de transporte. Esta información se puede ver tanto de forma gráfica como en tabla de datos.

La información se extrae del SL-ATR (capacidad contratada) y del sistema SIVOGAS (capacidad nominal).

Incluye un simulador que permite al usuario calcular, en función de su capacidad particular contratada, los días de almacenamiento operativo comercial incluido en su peaje de transporte y distribución.

La actualización se hace diariamente de forma automática.



Transacciones efectuadas por el sector en el SL-ATR

El número de transacciones en el SL-ATR ha experimentado un incremento sustancial respecto al año 2010, del entorno de un +65%.

Se ha pasado:

- de 90.900.000 transacciones en 2010, (249.041 por día)
- a 149.800.000 en 2011, (410.411 por día)

El incremento está motivado fundamentalmente por:

- Los repartos N+1, que han estado operativos durante todo 2011 mientras que en 2010 sólo estuvieron operativos en el último cuatrimestre.
- El cálculo de repartos n+2, con las actualizaciones de distribuidores y balances asociados 3 veces al día durante todo 2011 (en 2010 sólo 2 actualizaciones diarias).
- La puesta en producción de un nuevo módulo "Gestión y control integral de descargas físicas y comerciales. Intercambios vinculados a descargas", que ha posibilitado una mayor flexibilidad y precisión en la gestión de la información sobre buques y que ha ocasionado un aumento de las actualizaciones de la información asociada.

149.800.000

Transacciones efectuadas por el sector en el SL-ATR



ELEMENTAL
CHLORINE
FREE
GUARANTEED



Edición

Enagás, S.A.

Dirección de Comunicación

Diseño y maquetación

Global Diseña, S. L.

Impresión

Global Diseña, S. L.

Impreso en papel ecológico libre de cloro



Enagás GTS

Paseo de los Olmos, 19 · 28005 Madrid

Tel.: +34 917 099 400

gts@enagas.es · www.enagas.es