

# El Sistema Gasista Español

Informe 2009



# Índice

Resumen movimientos de gas	3
Aprovisionamientos GN y GNL	13
Plantas de regasificación	37
Almacenamientos subterráneos	55
Transporte de gas	61
Mercado del gas natural	81
Desarrollo legislativo	99
Evolución conexiones internacionales	109





1

**Resumen  
movimientos  
de gas**

**En este informe se presentan los datos estadísticos de la evolución del Sistema Gasista español durante 2009, un año que ha estado marcado por la evolución de la economía y el sustancial aumento de la aportación de las fuentes renovables en la generación de energía eléctrica**

- La demanda de gas natural en España se sitúa en los 401.855 GWh, un 10,6% inferior a la de 2008. Esta contracción se produce tanto en el sector convencional como en las entregas de gas para generación eléctrica.
- La demanda convencional registra una caída del 8% respecto a 2008; consecuencia del continuo descenso de la actividad industrial que se viene constatando desde noviembre del pasado año, y que se manifiesta en casi todos los sectores, siendo los principales afectados los ligados a la construcción.
- Paralelamente a la evolución del PIB, se aprecia una ralentización del decrecimiento de la demanda convencional a partir del segundo semestre de 2009, registrándose ya en diciembre de 2009 un crecimiento del consumo de gas natural frente a diciembre de 2008.
- Las entregas de gas natural para generación eléctrica experimentan también un descenso acumulado del 14,2%, debido en gran parte a la menor demanda eléctrica nacional, al incremento del régimen especial y a la mayor generación hidráulica de 2009 frente al año anterior.
- En 2009 el 31% de la cobertura de la demanda anual de energía eléctrica en España se realiza a partir de ciclos combinados de gas natural.

Una vez más se constata el papel de los ciclos combinados como pieza fundamental para la integración de las energías renovables no gestionables, tales como la eólica o la solar-fotovoltaica, en el mix de generación eléctrica. Muestra de ello es su indiscutible liderazgo en los servicios de ajuste ligados a la operación del sistema eléctrico.

El gran reto energético para los países de la UE en los próximos años, es avanzar en el cumplimiento del objetivo común para 2020 de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en un 20%, generar el 20% de la energía eléctrica a partir de fuentes renovables y aumentar la eficiencia energética un 20%. Para la consecución de estos objetivos es fundamental el papel de los ciclos combinados y su labor como generación articuladora para la integración de fuentes de energía renovables.

- Se produce un notable aumento de las exportaciones a Francia y Portugal, multiplicándose por 5,4 respecto al año 2008.
- Se mantiene la gran diversificación en los orígenes de los aprovisionamientos. En 2009 se recibe gas de hasta 10 países diferentes, lo que proporciona una mayor seguridad de suministro en un país con una dependencia energética tan alta.
- Paralelamente a la contracción de la demanda de gas, los aprovisionamientos de gas natural descienden un 10% respecto a 2008. El 74% de los aprovisionamientos han sido en forma de gas natural licuado (GNL) y el 26% restante en forma de gas natural (GN) a través de las conexiones internacionales de Larrau, Tarifa y Badajoz-Tuy.

Los suministros de GNL al Sistema se reducen en 26 TWh, de forma generalizada en todas las plantas del Sistema, lo que representa el 8% menos que en 2008.

El volumen de GN se reduce en 21 TWh respecto a 2008, lo que supone un descenso del 16%. Destaca la bajada en la entrada de gas argelino por el gasoducto del Magreb.

- En 2009, la extracción acumulada de los almacenamientos subterráneos (*Serrablo y Gaviota*) es de 10.265 GWh y la inyección de 7.579 GWh, lo que arroja un saldo a final del año de -2.686 GWh de existencias almacenadas por debajo de las existentes al comenzar el año 2009.
- Continúa el refuerzo de infraestructuras del Sistema Gasista, tanto en plantas de regasificación como en gasoductos de transporte y estaciones de compresión. Destaca la incorporación del gasoducto que conecta la Península con las Islas Baleares en septiembre de 2009. Esta conexión refuerza la seguridad del sistema eléctrico de las Islas, además de suponer mejoras desde el punto de vista medioambiental, puesto que se reducirán las emisiones de CO<sub>2</sub>.
- En 2007 se acordó llevar a cabo, conjuntamente en Francia y España, el proceso de Open Season (OS) 2013 y 2015 para ofertar nuevas capacidades en las interconexiones de ambos países. El proceso OS 2013 finalizó el pasado 15 de septiembre de 2009, concluyendo con la decisión de desarrollar la infraestructura de Larrau, mientras que no hubo ninguna postura común sobre la ampliación de la conexión de Irún.

■ REN y Enagás continúan trabajando conjuntamente en el impulso y creación de MIBGAS desde que, en marzo de 2007, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio de España y el Ministro de Economía e Innovación de Portugal, acordaron el "Plan para compatibilizar la regulación del sector energético entre España y Portugal". Concretamente, en la última cumbre hispano-portuguesa, celebrada en enero de 2009, los Gobiernos de ambos países acordaron estudiar la ampliación de la capacidad de interconexión de gas entre el Nordeste de Portugal y la zona Norte de España con la construcción de un nuevo gasoducto de alta presión.

■ La crisis del gas entre Ucrania y Rusia desatada en enero de 2009 pone de manifiesto la imperiosa necesidad de una mayor diversificación de los orígenes del gas en Europa mediante la integración de los mercados en los diferentes países de la UE. Para ello es fundamental el fortalecimiento de las interconexiones reforzando las existentes e incorporando nuevos corredores de gas.

España goza de una posición privilegiada con seis terminales de regasificación capaces de recibir gas desde cualquier parte del mundo, y dos grandes gasoductos que importan gas desde Argelia (GME y MEDGAZ).

La mayor integración del gas natural procesado en España en los mercados de la UE proporcionará una mayor garantía en materia de seguridad del suministro ante una situación como la acontecida en el primer trimestre de 2009. Con este objetivo, España está trabajando junto con Francia y Portugal en el desarrollo de sus conexiones.

■ A lo largo del ejercicio se realizan tres procesos de subasta, llevados a cabo por OMEL:

**-30 de marzo de 2009:** segunda subasta de Asignación de Capacidad de Almacén Subterráneos (AASS) para el periodo 1-abr-2009 a 31-mar-2010. La cantidad adjudicada es de 4.257 GWh, con un precio de cierre de 1.767 €/GWh. (Más detalle en el apartado Almacén Subterráneos).

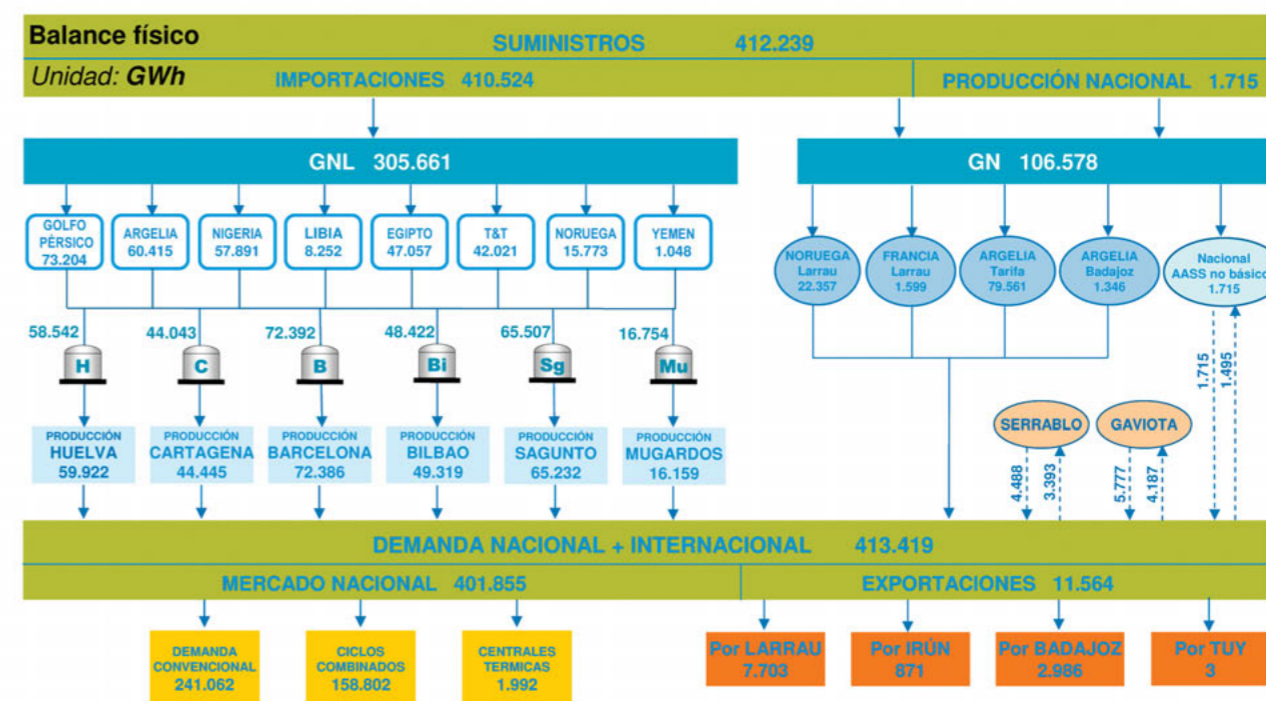
**-28 de mayo de 2009:** tercera subasta para la adquisición de gas de operación y gas talón para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2009 y el 30 de junio de 2010. La cantidad adjudicada es de 1.617 GWh, de los cuales 358 GWh son de gas talón y el resto, 1.259 GWh, de gas de operación. El precio de cierre es de 14.650 €/GWh. (Más detalle en el apartado Transporte de Gas).

**-16 de junio de 2009:** primera subasta para la adquisición del gas natural que se utilizará como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso (TUR), correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de julio de 2009 y el 30 de junio de 2010. Se subastan dos conceptos diferentes:

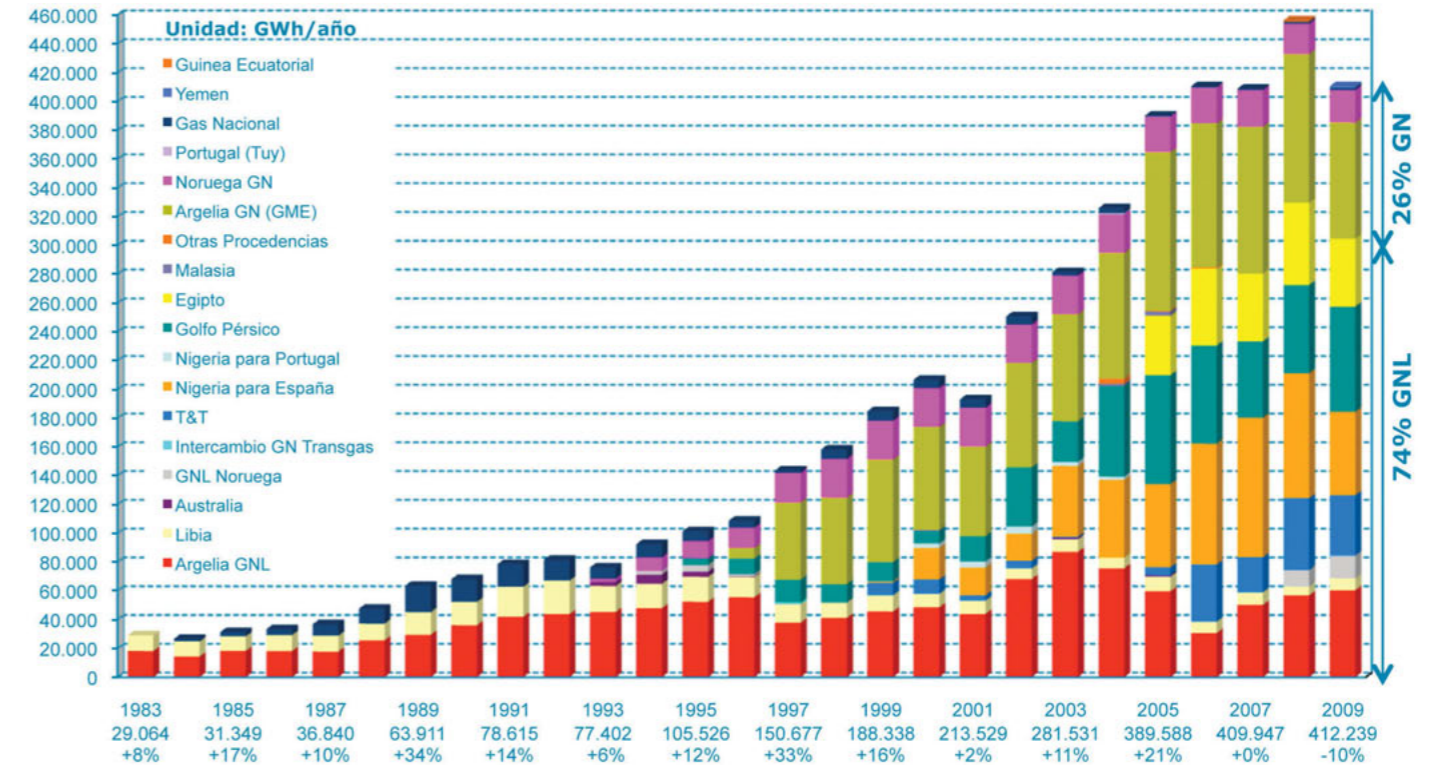
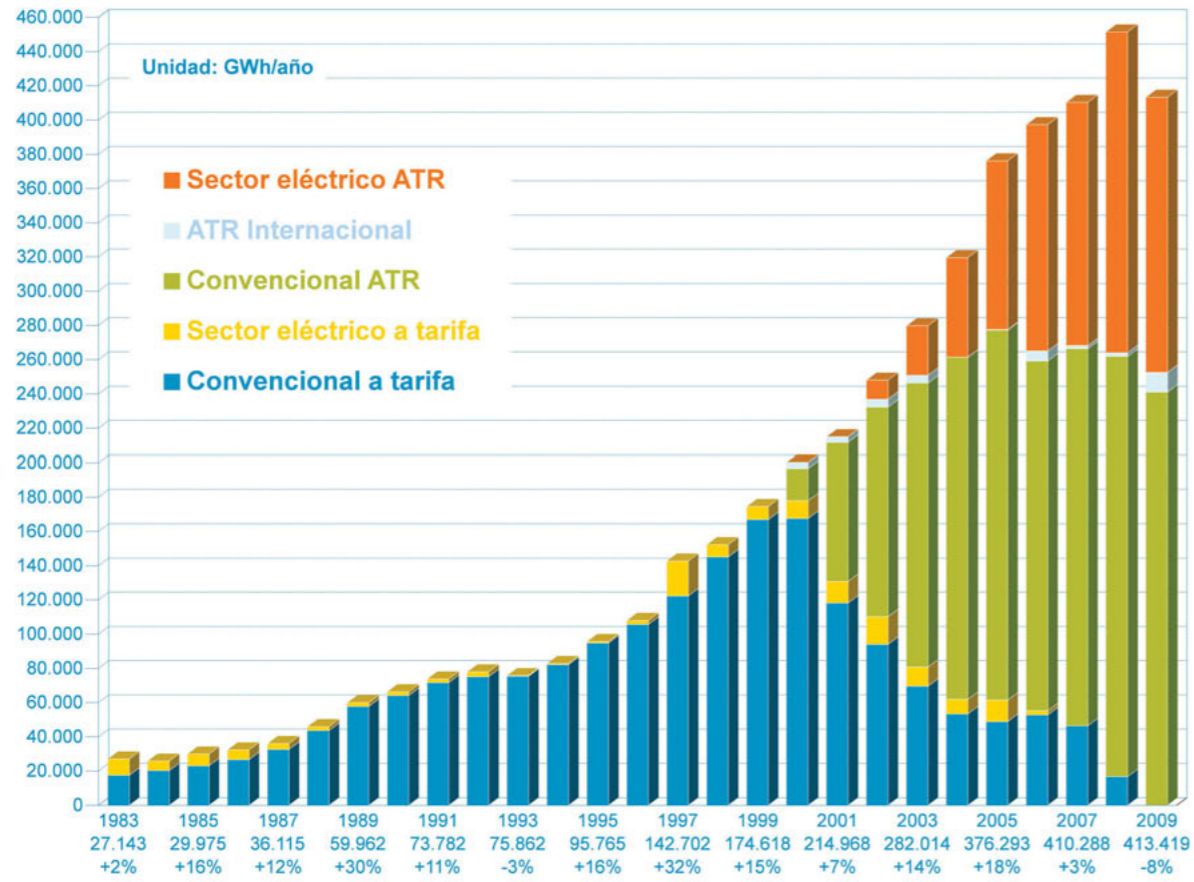
- 3.600 GWh de gas de base, alcanzándose un precio de cierre de 16.180 €/GWh.
- 2.750 GWh de gas de invierno, con un precio de cierre de 19.770 €/GWh.

(Más detalle en el apartado Aprovisionamientos).

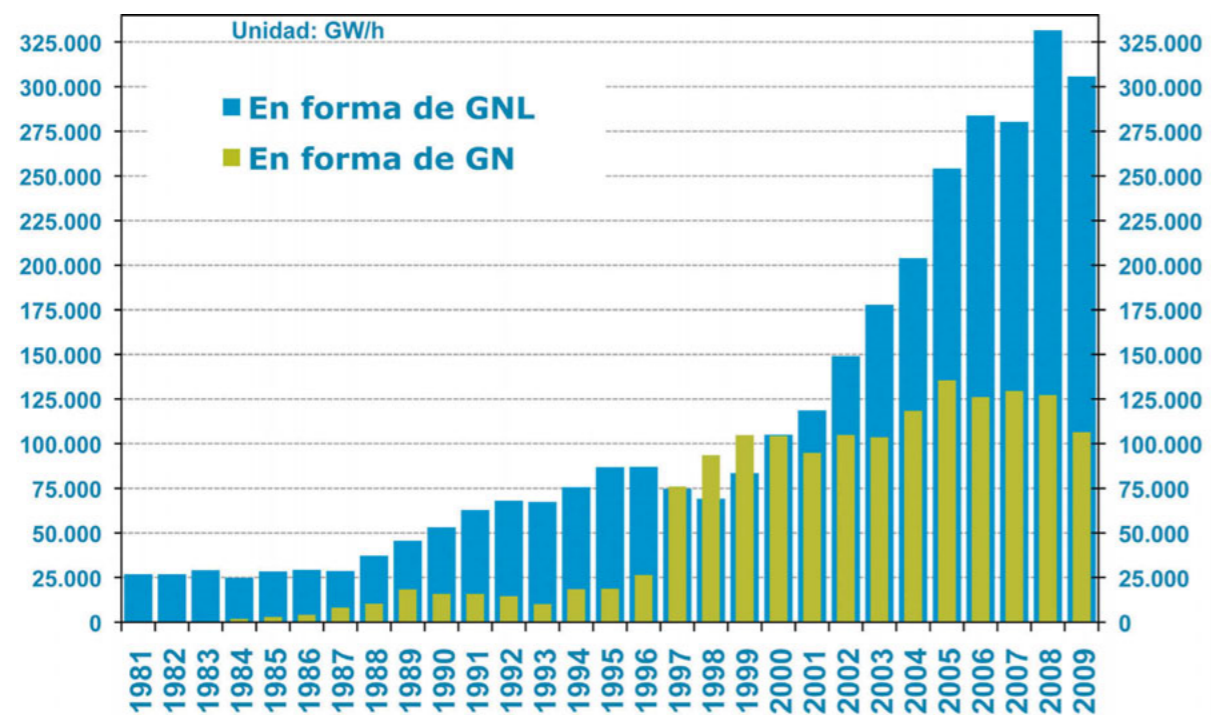
## DIAGRAMA DE FLUJOS FÍSICOS 2009



\* La producción nacional incluye la extracción de los almacenamientos no básicos ubicados en el Valle del Guadalquivir. No contempla el gas del GME en tránsito para Portugal, 21.934 GWh. Las cantidades que se expresan son netas de autoconsumos y diferencias de medición.



Se aprecia en la evolución del GN la incorporación en 1996 de la Conexión Internacional de Tarifa. A partir de 2002, coincidiendo con la incorporación de los ciclos combinados, se percibe un notable incremento de las importaciones en forma de GNL, necesarias para suministrar al nuevo mercado.





2

**Aprovisionamientos  
GN y GNL**



En el año 2009, los aprovisionamientos de gas natural alcanzan los 412.239 GWh, lo que supone un descenso del 11% respecto a 2008, en paralelo con la contracción de la demanda. El 74% de los aprovisionamientos han sido en forma de gas natural licuado (GNL) y el 26% restante en forma de GN a través de las conexiones internacionales de Larrau, Tarifa y Badajoz, no habiéndose registrado importaciones por Tuy.

Se mantiene la gran diversificación en los orígenes de los aprovisionamientos. En 2009 se receptiona gas de hasta 11 países diferentes, lo que proporciona una mayor seguridad de suministro en un país con una dependencia energética tan alta.

Los suministros de GNL al Sistema se reducen en 26 TWh, un 8% menos que en 2008, de forma generalizada en todas las plantas del Sistema.

El origen de los cargamentos de GNL por países mantiene una estructura similar a la del año 2008. Destaca el descenso del GNL procedente de Nigeria, motivado por la declaración de "fuerza mayor" y el incremento de los cargamentos de Omán. Argelia concentra la mayor importación de GNL, seguida de Nigeria, Qatar, Egipto y Trinidad y Tobago.

### ORIGEN DE LOS SUMINISTROS

Unidad : GWh	2008		2009	
	GWh	%	GWh	%
Argelia GN	98.275	34%	79.561	34%
Argelia GNL	56.814		60.415	
Qatar GNL	53.611	12%	50.098	12%
Omán GNL	7.820	2%	23.106	6%
Nigeria GNL	86.676	19%	57.891	14%
Egipto GNL	56.986	12%	47.057	11%
Noruega GNL	11.478	3%	15.773	4%
Francia GN	22.296	5%	23.956	6%
Libia GNL	6.090	1%	8.252	2%
T&T GNL	50.053	11%	42.021	10%
Guinea Ecuatorial GNL	945	0,2%	-	
Yemen GNL	-		1.048	0,3%
Otros GNL	1.107	0,2%	-	
Nacional GN	1.334	0,3%	1.715	0,4%
Portugal GN	5.415	1,2%	1.346	0,3%
<b>TOTAL</b>	<b>458.901</b>	<b>100%</b>	<b>412.239</b>	<b>100%</b>

### ENTRADAS AL SISTEMA 2009

Unidad : GWh	2008	2009	real-09 slReal-08
Tarifa	98.275	79.561	- 19,0 %
Larrau	22.296	23.956	+ 7,4 %
Nacional	1.334	1.715	+ 28,5 %
Tuy	-	-	
Badajoz	5.415	1.346	- 75,1 %
<b>TOTAL GN</b>	<b>127.321</b>	<b>106.578</b>	<b>- 16,3 %</b>
P. Barcelona	77.100	72.392	- 6,1 %
P. Cartagena	47.316	44.043	- 6,9 %
P. Huelva	61.814	58.542	- 5,3 %
P. Bilbao	56.811	48.422	- 14,8 %
P. Sagunto	66.915	65.507	- 2,1 %
P. Mugaros	21.624	16.754	- 22,5 %
<b>TOTAL GNL</b>	<b>331.580</b>	<b>305.661</b>	<b>- 7,8 %</b>
<b>TOTAL OFERTA</b>	<b>458.901</b>	<b>412.239</b>	<b>- 10,2 %</b>

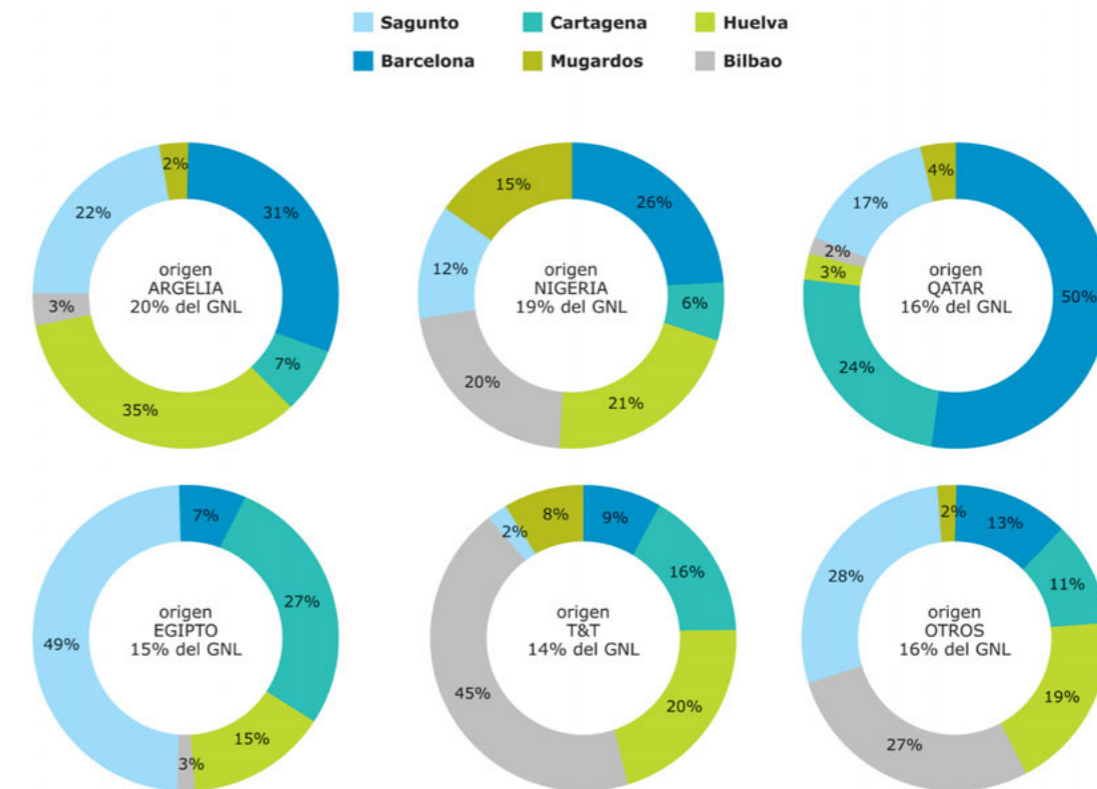
**ORIGEN DE LOS SUMINISTROS DE GNL**



El 18 de diciembre descarga en la Planta de Huelva el primer buque con origen de Yemen, cargado en la nueva Planta de Licuefacción Yemen-LNG –en la que la compañía TOTAL es el principal accionista–, con lo que se añade un nuevo origen a la cartera de aprovisionamientos de los comercializadores, ampliando la diversificación de los suministros al Sistema Gasista.

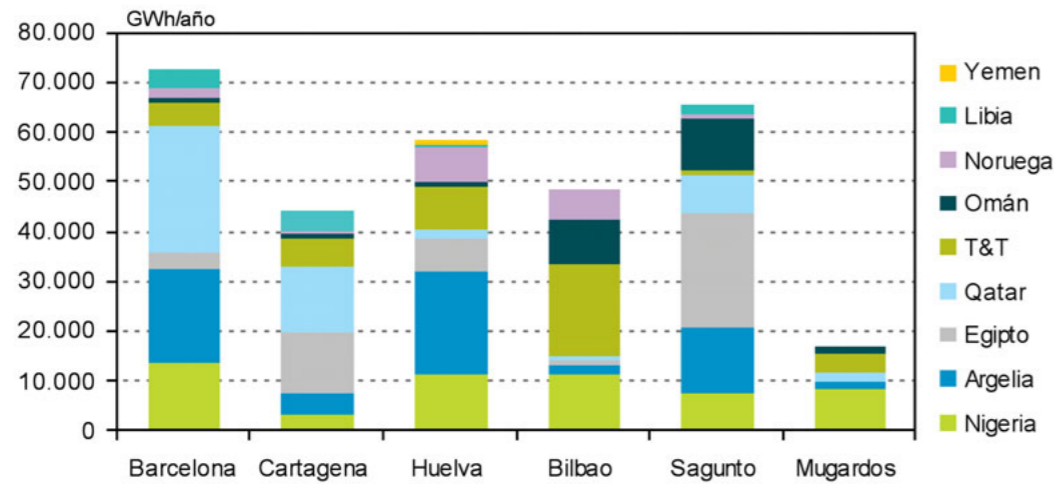
**Origen de los suministros**

A continuación, se muestran las plantas de regasificación de destino de GNL desde los principales orígenes:



El gas de Nigeria ha sido descargado en todas las plantas españolas, mientras que los cargamentos procedentes de Argelia, Egipto y Qatar se concentran en las plantas del Mediterráneo.

La terminal preferente de destino del gas de Trinidad y Tobago ha sido la planta de Bilbao. El siguiente gráfico compara los orígenes descargados en cada planta a lo largo del año.



Un total de 470 buques descargan en el Sistema español a lo largo del año 2009 frente a los 494 de 2008. El 11 de enero atraca en la Planta de Bilbao el buque metanero Mozah, de tipo Q-Max (267.000 m<sup>3</sup> GNL), el de mayor tamaño del mun-

do en su tipo, fletado por la compañía Qatargas para Gas Natural. Durante el año, en varias ocasiones han atracado buques Q-Flex que, al igual que el Q-Max, no han descargado su capacidad nominal completa.

Descargas por orígenes en 2009

rº descargas en 2009	Nigeria	Argelia	Egipto	Qatar	T&T	Omán	Noruega	Libia	Yemen	TOTAL	Tamaño medio descargado (GWh)
Barcelona	16	54	4	34	6	1	2	13		130	560
Cartagena	4	7	15	17	7	1	1	14		66	670
Huelva	13	56	8	2	10	1	7	1	1	99	590
Bilbao	13	2	1	1	21	10	6			54	900
Sagunto	9	37	26	9	1	11	1	6		100	660
Mugardos	10	3		2	5	1				21	800
<b>TOTAL</b>	<b>65</b>	<b>159</b>	<b>54</b>	<b>65</b>	<b>50</b>	<b>25</b>	<b>17</b>	<b>34</b>	<b>1</b>	<b>470</b>	
Tamaño medio descargado (GWh)	890	380	870	770	840	920	930	240	1.050	650	
<b>Calidad del GNL</b>											
PCS másico (KWh/Kg)	15,25	15,06	15,37	15,14	15,39	15,16	15,07	14,98	15,32	15,19	
PCS volum . (KWh/m <sup>3</sup> )	6.848	6.863	6.653	6.902	6.614	6.913	6.775	7.178	6.748	6.833	
Densidad GNL (Kg/m <sup>3</sup> )	449	456	433	456	430	456	449	479	441	450	

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

BUQUES DESCARGADOS EN LAS PLANTAS DEL SISTEMA EN 2009

BUQUE METANERO	CAPACIDAD MEDIA* (GWh)	Nº DE DESCARGAS					Total	BUQUE METANERO	CAPACIDAD MEDIA* (GWh)	Nº DE DESCARGAS					Total
		BARCELONA	BILBAO	CARTAGENA	HUELVA	REGANOSA				SAGUNTO	BARCELONA	BILBAO	CARTAGENA	HUELVA	
ABUJA	825					1	1	GIMI	810	6					6
ADAMAWA	966	1	2		1	1	4	GRACE COSMOS	959	2	4	1			7
AL AREESH	959					1	1	GRACILIS	863						1
AL GHARRAFA	904			1			1	HISPANIA SPIRIT	918	1	7	2	4	2	17
AL MARROUNA	993	2				1	1	IBERIA KNUITSEN	932	3	1				5
AL SAFLIYA	904			1			1	IBRA	925						4
AL SAHLA	959		1	1			2	ISABELLA	215	15		29		14	58
AL THUMAMA	938					1	1	KANO	959	1	1	1		2	5
ANNABELLA	240	12		12	1		7	LAGOS	785	1		1		1	3
AQWA IBOM	904	2	1		2		6	LAILLA FATMA N'SOUMER	904			1			1
ARCTIC DISCOVERER	856	1			1		2	LNG IMO	1.016		2	1			3
ARIES	820	7		5			12	LOKOJA	993		1		1		2
ARTIC LADY	980				4		4	LUSAIL	959			1			1
ARTIC PRINCESS	986		2				2	MADRID SPIRIT	925	2	10	1	1	1	15
ARTIC VOYAGER	904		4		1		5	MAERSK MARIB	1.096				1		1
BARKA	1.048			1			1	MAERSK QATAR	959	2				2	4
BAYELSA	905	2		1		1	4	MAERSK RAS LAFFAN	905				1		1
BERGE ARZEW	910		1				1	MARANGAS CORONIS	959	1		2		1	4
BILBAO KNUITSEN	904		1		1	1	3	METHANE ALISON VICTORIA	993					1	1
BLUE SKY	891				1		1	METHANE HEATHER SALLY	993			1			1
BORNO	959	1			1		2	METHANE LYDON VONLEY	959			1			1
BRITISH EMERALD	959		1			1	2	MOZAH	959	1					1
BRITISH MERCHANT	920		2				2	MUSCAT LNG	856	1	2				3
BRITISH RUBY	904				1		1	NORMAN LADY	555	8		1	1		10
BRITISH SHAPPIR	993		1			1	2	OGUN	959					1	1
BRITISH TRADER	895			1			1	ONDO	959	1					1
CADIZ KNUITSEN	890				1	1	16	OYO	959				2		2
CASTILLO DE VILLABA	910	1	1		1		3	PALMARIA	260	7		2	1	3	13
CATALUNYA SPIRIT	945	2		1			3	PORT HARTCOURT	785	3				1	4
CHEIKH BOUAMAMA	493	4			5		10	PORTO VENERE	420	4		2	5	9	20
CHEIKH EL MOKRANI	493	9			10	3	2	PROVALYS	904			4		1	5
CLEAN	993		1		1		2	RAMDANE ABANE	856	1		2			3
CROSS RIVERS	904			1	1		2	RIVER NIGER	959		1			1	2
DELTA	820	1			1		2	RIVERS	905	1		1		1	3
DUKHAN	900	2		1			3	RIVERS ORASHI	925		2				2
EBISU	904		1				1	SALALAH	904			1		3	4
EDO	825	1		1	1		3	SCF ARTIC	473	3		4			7
ELBA	260	13		2	1		21	SESTAO KNUITSEN	959		3	1		2	6
EXCELLENCE	904			1			1	SOHAR	925		3			1	4
FINIMA	860	1			1	1	3	SOKOTO	900				1	1	2
FUWAIRIT	925	2		2			6	SPLENDOR	904					1	1
GALEA	918	2	2	2	2		3	SUEZ BRUXELLES	1.028			1	1		2
GALICIA SPIRIT	925		1	4	2		10	SUEZ EVERETT	959	1		1	1		4
GASELYS	959			1			1	SUEZ PARIS	959			1			1

88 buques metaneros realizan 470 descargas en el Sistema durante el año 2009

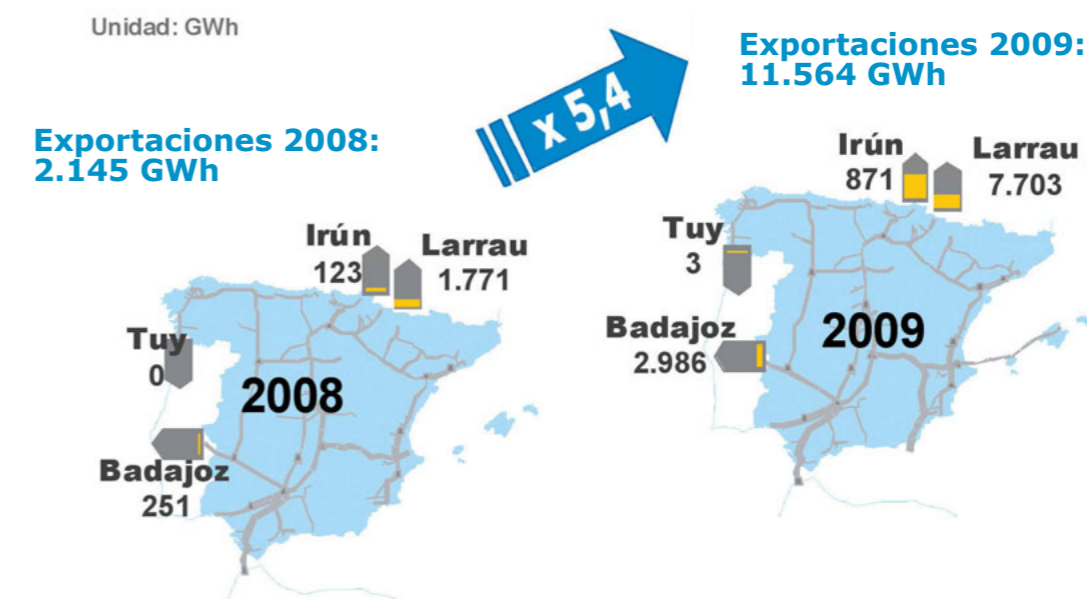
\* Se utiliza la capacidad media descargada en el año 2009.  
Los buques Q-max y Q-Flex no descargan su capacidad nominal completa en el año 2009

Durante 2009, el volumen de GN se reduce en 21 TWh respecto a 2008, lo que supone un descenso del 16%. Destaca la bajada en la entrada de gas argelino por el gasoducto del Magreb, aproximadamente 19 TWh (-19% sobre/08) en la Conexión Internacional de Tarifa y 4 TWh (-75% sobre/08) en la Conexión Internacional de Badajoz. El resto de entradas por gasoducto también disminuyen, aunque con menor repercusión, a excepción de la conexión de Larrau, en la que aumentan las importaciones en un 7%.

### Conexiones Internacionales

En 2009 se produce un notable crecimiento de las exportaciones tanto a Francia como a Portugal. Dicho concepto se multiplica por 5,4, alcanzando 11.564 GWh a finales del año frente a los 2.145 GWh registrados en el ejercicio anterior.

Estas cifras reflejan el gran interés de las comercializadoras que operan en el Sistema español por ampliar sus negocios internacionalmente.



## Larrau

### Conexión Internacional de Larrau

Durante 2009 por la Conexión Internacional de Larrau las comercializadoras importan y exportan gas simultáneamente, siendo el saldo físico neto importador y superior al saldo mínimo de entrada requerido, sentido Francia a España, establecido en los acuerdos ERGEG South Gas Regional.

- Importación: aumenta un 7% respecto a 2008, alcanzando 23.956 GWh.
- Exportación: las cantidades exportadas a través de esta conexión se multiplican por 4,3, desde 1.771 GWh en 2008 hasta 7.703 GWh en 2009.

En 2009, con la entrada en operación de la Estación de Compresión (EC) de Navarra, el gasoducto Leona-Haro y el refuerzo de la EC de Haro se incrementa la capacidad nominal de entrada a España de 87 GWh/día a 100 GWh/día, además de disminuir el saldo mínimo importador requerido en invierno de 50 GWh/día a 30 GWh/día y en verano de 40 GWh/día a 20 GWh/día.

Entre el 25 de mayo y el 6 de junio quedan suspendidas las entradas y salidas por la conexión debido a un mantenimiento programado de la misma.

### CONEXIÓN INTERNACIONAL DE LARRAU

#### IMPORTACIÓN

unidad GWh	año 2009	% Δ año	año 2008
ATR's	23.956	7%	22.296
Capacidad CONTRATADA	33.756	16%	29.111
USO de la CONTRATACIÓN	71%		77%

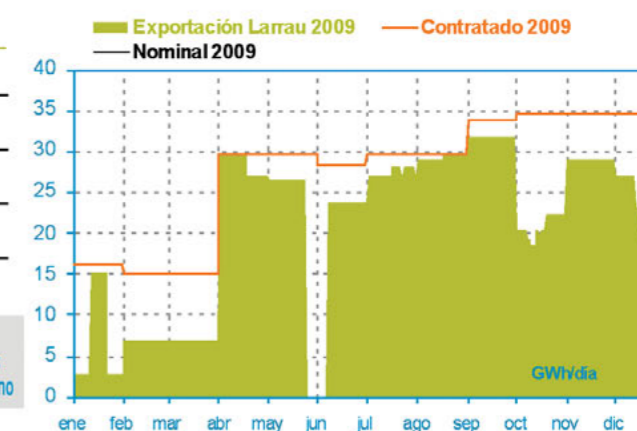
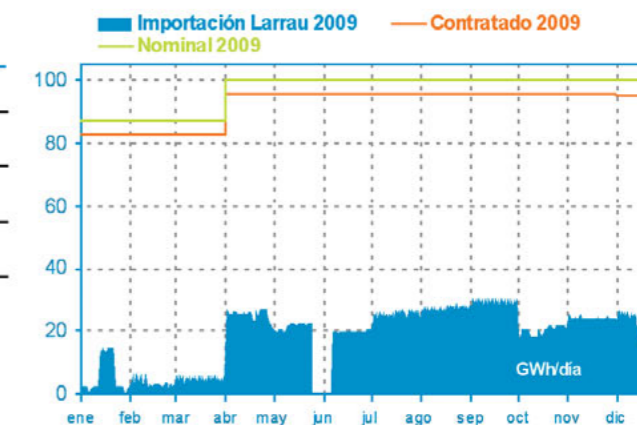
Capacidad nominal FÍSICA 87/100

#### EXPORTACIÓN

unidad GWh	año 2009	% Δ año	año 2008
ATR's	7.703	335%	1.771
Capacidad CONTRATADA	10.086	85%	5.449
USO de la CONTRATACIÓN	76%		33%

Capacidad nominal FÍSICA 0

Las exportaciones se producen por contraflujo con las importaciones respetando unas cantidades mínimas de entrada que varían de invierno a verano



### Conexión Internacional de Irún

Las exportaciones por la Conexión Internacional de Irún aumentan de 123 GWh en 2008 a 871 GWh en el 2009, lo que supone que las exportaciones a Francia en este punto del Sistema se multiplican por 7,1. Asimismo, destaca también en este ejercicio la contratación del 100% de la capacidad nominal de la conexión desde abril hasta finales de año.

Con la puesta en operación de la duplicación del gasoducto Vergara-Zaldivia-Villabona, la ampliación de la EC de Haro y el gasoducto Lemon-Haro, la capacidad de exportación por esta conexión, desde el Sistema español, es de 40 GWh/día en invierno y 43 GWh/día en verano. Sin embargo, del lado francés se mantiene la capacidad máxima de 5 GWh/día en invierno y 4 GWh/día en verano, con lo que la capacidad nominal de exportación por esta conexión, definida como el "valor común Francia-España" continúa siendo 5 GWh/día en invierno y 4 GWh/día en verano.

### CONEXIÓN INTERNACIONAL DE IRÚN

#### IMPORTACIÓN

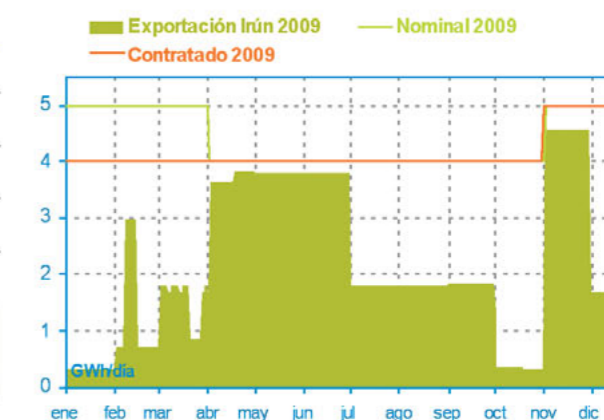
unidad GWh	año 2009	% Δ año	año 2008
ATR's	0	-	0
Capacidad CONTRATADA	0	-	0
USO de la CONTRATACIÓN	-	-	-

Capacidad nominal FÍSICA 0 GWh/día invierno  
10 GWh/día verano

#### EXPORTACIÓN

unidad GWh	año 2009	% Δ año	año 2008
ATR's	871	607%	123
Capacidad CONTRATADA	1.521	45%	1.050
USO de la CONTRATACIÓN	57%	-	12%

Capacidad nominal FÍSICA 5 GWh/día invierno  
4 GWh/día verano



## Tarifa

### Conexión Internacional de Tarifa

A través del gasoducto internacional Magreb-Europa, el Sistema español recibe gas natural de origen argelino en la Conexión Internacional de Tarifa para el Sistema español y también gas en tránsito para el Sistema portugués.

- Las importaciones por Tarifa destinadas a la cobertura del mercado español disminuyen un 19%, contabilizando 79.561 GWh en 2009 frente a los 98.275 del ejercicio anterior.
- El gas argelino en tránsito hacia Portugal desciende un 23%, de 28.330 GWh en 2008 hasta 21.942 GWh al final de 2009.

### CONEXIÓN INTERNACIONAL DE TARIFA

#### IMPORTACIÓN Sistema español

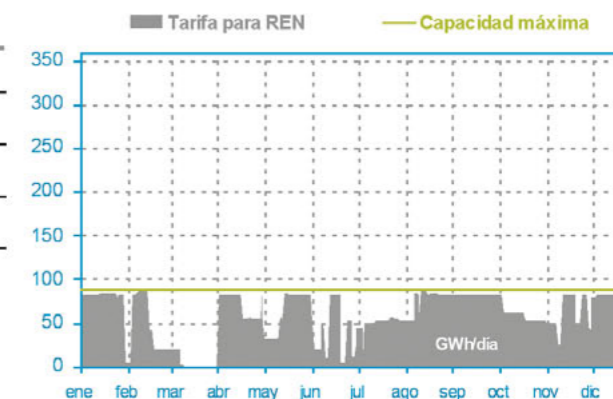
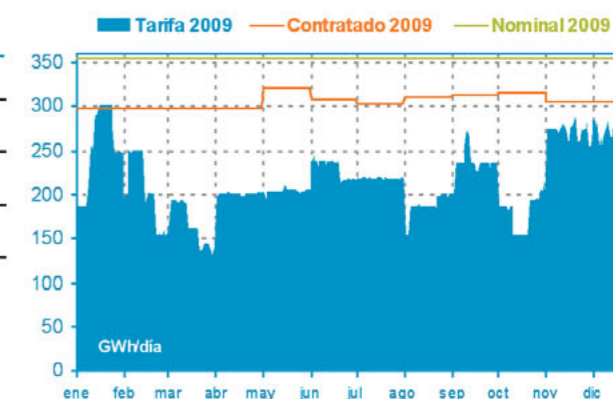
unidad GWh	año 2009	% Δ año	año 2008
	79.561	-19%	98.275
<b>Capacidad CONTRATADA</b>	112.092	4%	107.440
<b>USO de la CONTRATACIÓN</b>	71%		91%

Capacidad nominal FÍSICA diaria 355

#### IMPORTACIÓN tránsito REN a Portugal

unidad GWh	año 2009	% Δ año	año 2008
	21.934	-23%	28.330
<b>Capacidad MÁXIMA x 365</b>	32.485	-0,3%	32.574
<b>% USO de la CAP. MÁXIMA</b>	68%		87%

Capacidad MÁXIMA diaria 89



## Badajoz

### Conexión Internacional de Badajoz

Por la Conexión Internacional de Badajoz se importa y exporta gas simultáneamente.

Desde el 18 al 31 de marzo se interrumpen los flujos a través de la conexión debido a un mantenimiento programado de la misma.

- Importación: en 2009, las comercializadoras introducen 1.346 GWh de gas, frente a los 5.415 GWh de 2008, lo que supone una caída del 75%.
- Exportación: sin embargo, las exportaciones a través de la conexión de Badajoz alcanzan 2.986 GWh multiplicando así el flujo exportador por 11,9.

### CONEXIÓN INTERNACIONAL DE BADAJOZ

#### IMPORTACIÓN

unidad GWh	año 2009	% Δ año	año 2008
ATR's	1.346	-75%	5.415
Capacidad CONTRATADA	2.351	-63%	6.386
USO de la CONTRATACIÓN	57%		85%

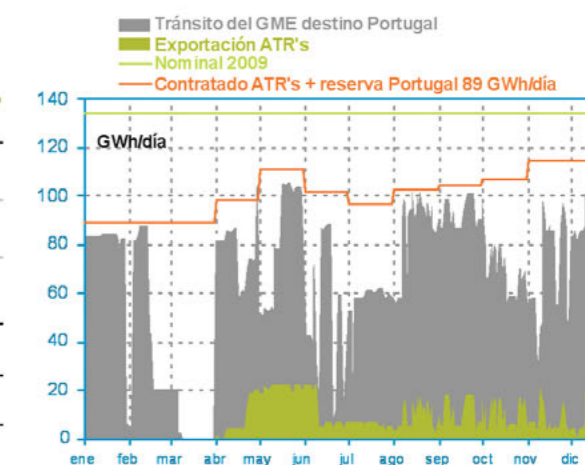
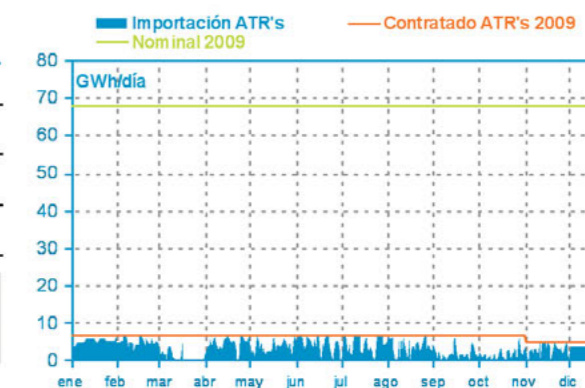
**Capacidad nominal FÍSICA**  
(en función del funcionamiento de CTCC's de Portugal y el AASS de Carriço) **68 a 105**

#### EXPORTACIÓN

unidad GWh	año 2009	% Δ año	año 2008
Tránsito del GME destino Portugal	21.934	-23%	28.318
Tránsito España a Portugal destino Tuy	0	-100%	466
ATR's	2.986	1092%	251
Capacidad CONTRATADA ATR's	2.351	-63%	6.386
USO de la CONTRATACIÓN ATR's	127%		4%

**Capacidad nominal FÍSICA\*** **134**

\* incluye la capacidad reservada de GALP por tránsito a Portugal de 89 GWh/día





### Conexión Internacional de Tuy

A lo largo del año 2009 no se producen importaciones a través de la Conexión Internacional de Tuy. Sin embargo, a partir de noviembre se empieza a contratar y utilizar parte de la capacidad de la conexión en el sentido España-Portugal.

Para poder realizar las exportaciones por esta conexión es necesario adecuar las presiones de ambos sistemas de transporte puesto que, habitualmente, la presión en Tuy del lado portugués es superior a la del lado español. Puesto que las cantidades programadas de exportación son de 1 GWh/mes se realizan físicamente en un único día.

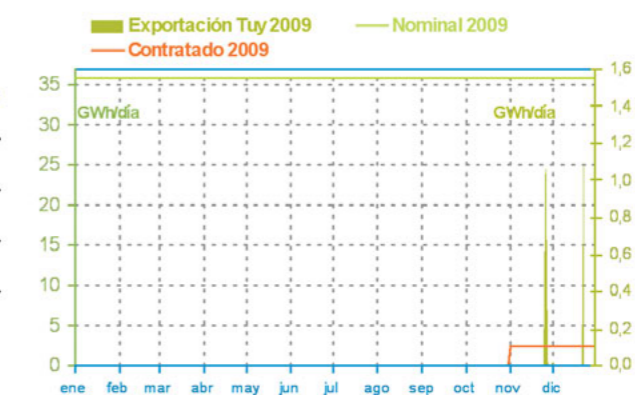
### CONEXIÓN INTERNACIONAL DE TUY

unidad GWh	IMPORTACIÓN		
	año 2009	% Δ año	año 2008
<i>Tránsito Portugal a España desde Badajoz</i>	0	-100%	459
ATR's	0	-	0
Capacidad CONTRATADA	0	-	0
USO de la CONTRATACIÓN	-	-	-

Capacidad nominal FÍSICA 12

unidad GWh	EXPORTACIÓN		
	año 2009	% Δ año	año 2008
ATR's	3	-	0
Capacidad CONTRATADA	6	-	0
USO de la CONTRATACIÓN	44%	-	-

Capacidad nominal FÍSICA 36



### Suministro 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 4 de mayo de 2009, desarrolla la Orden ITC/863/2009, en lo que determina el punto 3.3 y precisa las características concretas de los diferentes productos a subastar con destino al suministro de último recurso de gas natural, determinando las cantidades a entregar y los márgenes de flexibilidad para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2009 y el 30 de junio de 2010.

- **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.

#### Gas base: definición de producto y su flexibilidad

- ✓ **Producto:** 3.600 GWh

300 GWh/mes del 1 de julio de 2009 a 30 de junio de 2010 en el porcentaje  $\alpha$  que corresponda a cada comercializador de último recurso (CUR) en base a su previsión de demanda.

- ✓ **Flexibilidad:**

- ✓  $\pm 10\%$  en cantidad diaria
- ✓  $\pm 5\%$  de desviación acumulada en el periodo (15 GWh)
- ✓ Si se incumplen los límites de flexibilidad la cantidad diaria será 10 GWh\*  $\alpha$

- ✓ Cada "vendedor de último recurso" (VUR) suministrará a cada CUR la parte de la cantidad diaria proporcional a la cantidad de producto de gas 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 2009, y enero, febrero y marzo de 2010, con flexibilidad de entrega.

#### Gas de invierno: definición de producto y su flexibilidad

- ✓ **Producto:** 2.750 GWh

Unidad GWh				
nov-09	dic-09	ene-10	feb-10	mar-10
200	750	750	750	300

en el porcentaje  $\alpha$  que corresponda a cada CUR en base a su previsión de demanda.

- ✓ **Flexibilidad:**

- ✓  $\pm 10\%$  en cantidad diaria
- ✓  $\pm 5\%$  s/(550 GWh) de desviación acumulada en el periodo (27,5 GWh)
- ✓ Si se incumplen los límites de flexibilidad la cantidad diaria será GWh/mes\* 1/días del mes\*  $\alpha$

- ✓ Cada VUR suministrará a cada CUR 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 Secretaría de Estado de Energía (*SEE*) de 19 de mayo de 2009 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:

■ Porcentajes del producto  $\alpha$  que corresponde a cada CUR:

		Gas Base (GWh) (1)	Gas de invierno (GWh) (2)				
			Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
Endesa Energía, S.A.	13,1%	39,30	26,20	98,25	98,25	98,25	39,30
Gas Natural Servicios, S.A.	74,4%	223,20	148,80	558,00	558,00	558,00	223,20
Iberdrola, S.A.	2,5%	7,50	5,00	18,75	18,75	18,75	7,50
Naturgas Energía Comercializadora, S.A.U.	8,5%	25,50	17,00	63,75	63,75	63,75	25,50
Unión Fenosa Comercial, S.L.	1,5%	4,50	3,00	11,25	11,25	11,25	4,50
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>750</b>	<b>750</b>	<b>750</b>	<b>300</b>

(1) Cantidad nominal mensual de cada comercializador "i" que resulta del producto de "M" por " $\alpha_i$ "

(2) Cantidades nominales mensuales de cada comercializador "i" que resultan del producto de "Mj" por " $\alpha_i$ "

■ Precio a ofertar por los participantes de la subasta en €/MWh.

■ Precio de salida.

■ Celebración de la subasta: 16 de junio de 2009.

■ El precio resultante de la subasta se revisará de acuerdo con:

- Gas de Base, trimestralmente y en función de las cotizaciones del crudo Brent (*\$/barrel*), el tipo de cambio \$/€ 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.

■ Comunicación de las cantidades diarias a suministrar:

1. 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.

2. 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.

3. 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 la página web de Enagás GTS, donde se añade aquella información que para el desarrollo de esta resolución fuera necesaria y actualmente no se publicara.

En la disposición adicional segunda del RD 6/2009 de 30 de abril, se designan los comercializadores de último recurso de gas natural:

- **Endesa Energía, S.A.**
- **Gas Natural Servicios, S.A.**
- **Iberdrola, S.A.**
- **Naturgas Energía Comercializadora, S.A.**
- **Unión Fenosa Comercial, S.L.**

El pasado 16 de junio, se realiza la primera 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 2009 y el 30 de junio de 2010.

OMEL DIVERSIFICACION, SAU comunica las cantidades de derechos asignados y el precio resultado de la subasta, de acuerdo a la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas (*DGPEyM*), de 19 de mayo de 2009, una vez la CNE confirma que el proceso se ha realizado de forma objetiva, competitiva y no discriminatoria y los resultados han sido validados.

De la subasta resultan seis adjudicatarios.

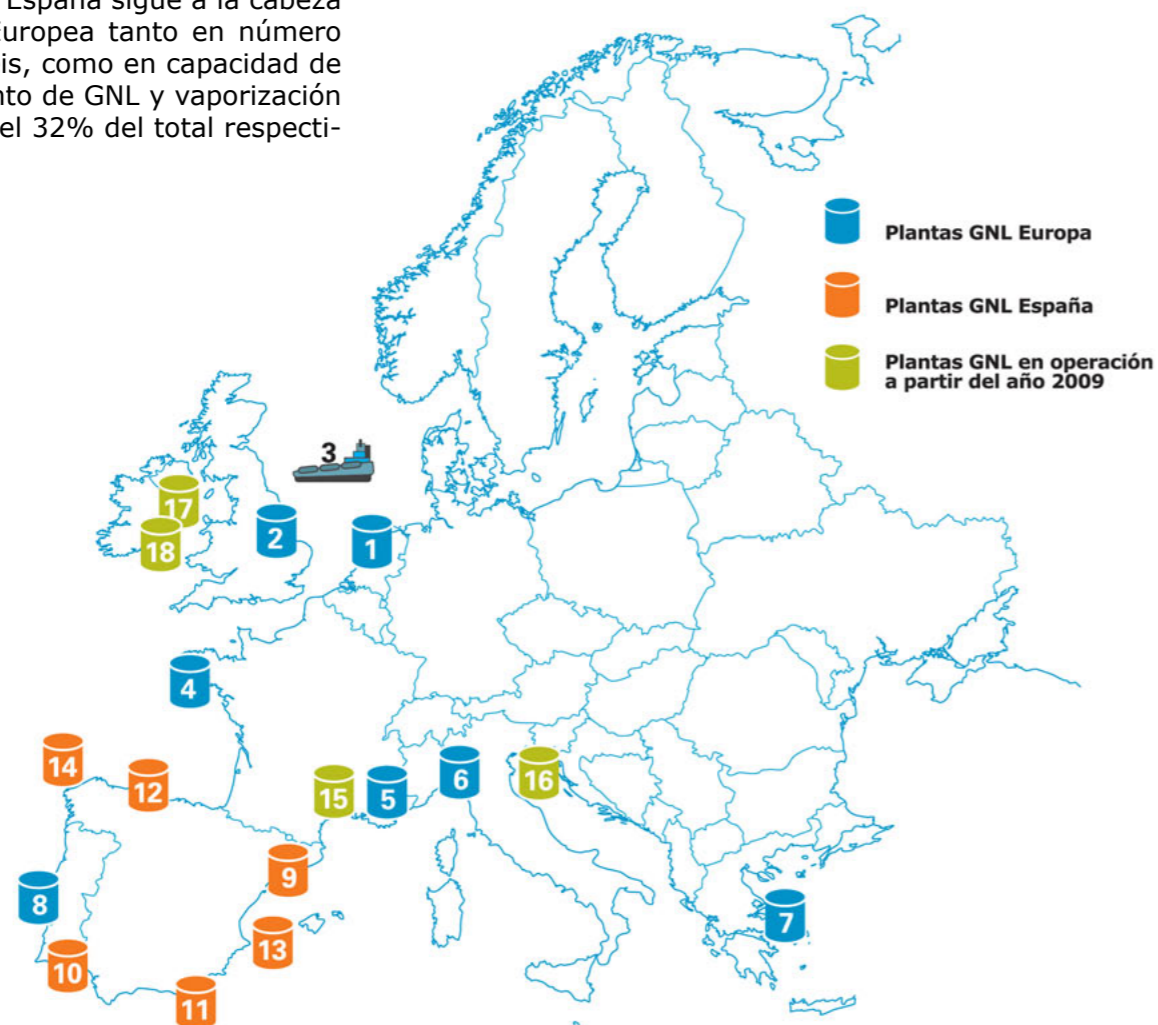
	1-jul-09 / 30-jun-10	
	Gas de base	Gas de invierno
Fecha de la Subasta	16-jun-09	
Cantidad Subastada	100 Bloques/100%	100 Bloques/100%
Precio de Cierre de la Subasta	16,18 €/MWh	19,77 €/MWh
Número de Rondas totales	13	13
Cantidad Adjudicada	100 Bloques/100%	100 Bloques/100%
	300 GWh/mes	nov-09 a mar-10
	<b>3.600 GWh/año</b>	<b>2.750 GWh/invierno</b>



3

**Plantas de  
regasificación**

Actualmente la Unión Europea cuenta con 18 plantas de regasificación, de las que cuatro se han incorporado a lo largo del año 2009. España sigue a la cabeza de la Unión Europea tanto en número de plantas, seis, como en capacidad de almacenamiento de GNL y vaporización con el 38% y el 32% del total respectivamente.



## PLANTAS DE REGASIFICACIÓN EN EUROPA

nº	País	Planta	Operador	Fecha	Capacidad almacenamiento máx. (1.000 x m <sup>3</sup> _GNL)	Nominal vaporización (1.000 x Nm <sup>3</sup> _h)
1	Bélgica	Zeebrugge	Fluxys LNG	1987	380	1.700
2	Reino Unido	Isle of Grain	Grain LNG	2005	800	1.750
3	Reino Unido	Teesside	Excelerate	2007	Buque regasificador	472
4	Francia	Montoir de Bretagne	Elengy	1980	360	1.600
5	Francia	FosTonki	Elengy	1972	150	1.150
6	Italia	Panigaglia	ENI	1971	100	439
7	Grecia	Revithoussa	DESFA	2000	130	750
8	Portugal	Sines	REN Atlantico	2004	240	900
9	España	Barcelona	Enagás	1968	540	1.950
10	España	Huelva	Enagás	1988	470	1.350
11	España	Cartagena	Enagás	1989	437	1.350
12	España	Bilbao	BBG	2003	300	800
13	España	Sagunto	Saggas	2006	450	1.000
14	España	Mugardos	Reganosa	2007	300	413
<b>Nº de plantas a finales de 2008: 14</b>				<b>Total</b>	<b>4.657</b>	<b>15.624</b>
15	Francia	Fos Cavaou	STFMC	2009	330	1.160
16	Italia	Adriatic LNG	Adriatic LNG	2009	250	1.000
17	Reino Unido	Milford Haven	Dragon LNG	2009	540	1.050
18	Reino Unido	Milford Haven	South Hook LNG	2009	775	2.440
<b>Nº de plantas a finales de 2009: 18</b>				<b>Total</b>	<b>6.552</b>	<b>21.274</b>

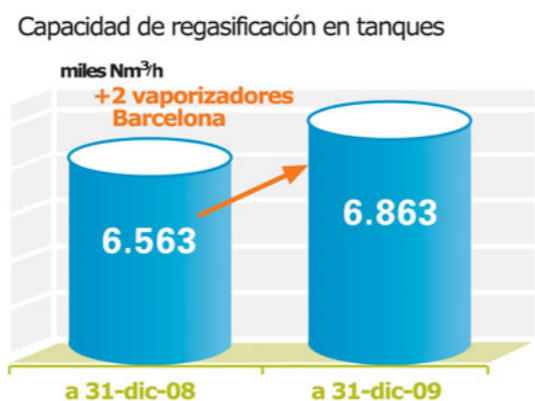
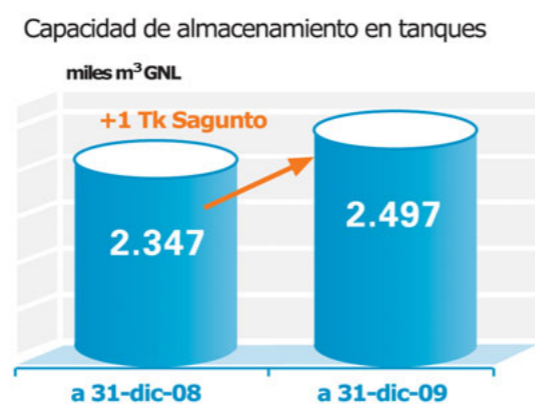
Fuente: GIE, actualizado a junio de 2009.

**En el año 2009 el Sistema Gasista continúa ampliando sus plantas, con el objetivo de reforzar la estructura de aprovisionamiento de la Península y poder seguir incrementando la diversificación de las procedencias**

Las inversiones más significativas en el área de regasificación se desarrollan en la planta de Sagunto, con la incorporación del tercer tanque de 150.000 m<sup>3</sup> de GNL en junio.

También se incrementa la capacidad de emisión de la planta de Barcelona, que amplía su capacidad nominal de regasificación de 1.650.000 Nm<sup>3</sup>/h a 1.950.000 Nm<sup>3</sup>/h con la incorporación de dos vaporizadores de agua de mar.

En la actualidad, se encuentra en fase de ejecución la ampliación de la capacidad de almacenamiento de GNL de Barcelona, que supondrá la construcción de dos nuevos tanques de 150.000 m<sup>3</sup> cada uno. Con la construcción del séptimo tanque, serán puestos fuera de servicio los dos tanques de 40.000 m<sup>3</sup> más antiguos de la planta y con la construcción del octavo, será puesto fuera de servicio el de 80.000 m<sup>3</sup>. Paralelamente se espera la incorporación en 2010 de un tanque de 150.000 m<sup>3</sup> en Huelva y otro en Cartagena.



El 74 % de los aprovisionamientos de gas natural a lo largo de 2009 han sido en forma de GNL, frente al 72% del ejercicio anterior.

En la siguiente tabla se detalla la descarga de los buques por planta. El volumen descargado durante el año 2009 desciende un 8% respecto al 2008.

### DESCARGAS BUQUES DE GNL

	real 2008				real 2009				GNL %s/año 2008
	GNL descargado GWh	nº buques			GNL descargado GWh	nº buques			
		G	M	P		G	M	P	
<b>Barcelona</b>	<b>77.100</b>	62	28	45	<b>72.392</b>	55	28	47	-6%
<b>Huelva</b>	<b>61.814</b>	49	25	29	<b>58.542</b>	46	21	32	-5%
<b>Cartagena</b>	<b>47.316</b>	48	7	11	<b>44.043</b>	43	7	16	-7%
<b>Σ Plantas Enagás</b>	<b>186.229</b>	159	60	85	<b>174.977</b>	144	56	95	-6%
<b>Bilbao</b>	<b>56.811</b>	65	2	-	<b>48.422</b>	54	-	-	-15%
<b>Sagunto</b>	<b>66.915</b>	64	7	26	<b>65.507</b>	59	12	29	-2%
<b>Mugardos</b>	<b>21.624</b>	24	2	-	<b>16.754</b>	18	3	-	-23%
<b>TOTAL</b>	<b>331.580</b>	312	71	111	<b>305.661</b>	275	71	124	-8%

La producción global de las plantas del Sistema desciende un 7%, con respecto al año 2008. El descenso se concentra principalmente en las plantas de Bilbao, Mugardos y Barcelona. Las plantas de Sagunto y Huelva mantienen niveles similares a los del pasado año.

El 57% de la producción procede de las plantas de Enagás, el 21% de SAGGAS, el 16% de BBG y el 5% restante en REGANOSA, porcentajes semejantes a los de 2008.

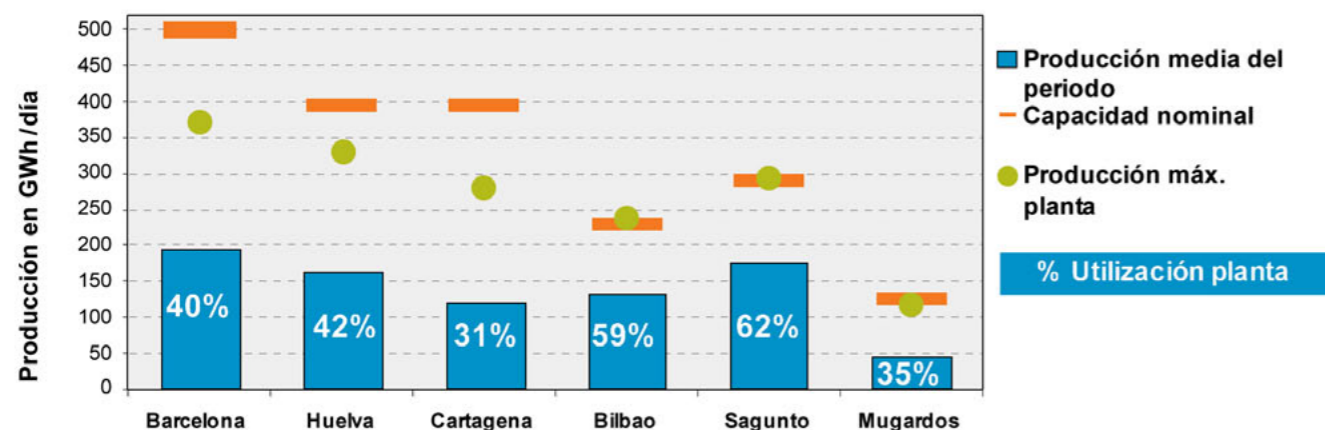
### REGASIFICACIÓN EN EL SISTEMA

Unidad : GWh	año 2008		año 2009		%s/año 2008
	real		real		
<b>Barcelona</b>	<b>77.601</b>		<b>72.391</b>		-7%
<b>Huelva</b>	<b>61.101</b>		<b>59.997</b>		-2%
<b>Cartagena</b>	<b>47.323</b>		<b>44.435</b>		-6%
<b>Total Plantas Enagás</b>	<b>186.025</b>		<b>176.823</b>		-5%
<b>Bilbao</b>	<b>56.278</b>		<b>49.285</b>		-12%
<b>Sagunto</b>	<b>66.586</b>		<b>65.300</b>		-2%
<b>Mugardos</b>	<b>21.749</b>		<b>16.207</b>		-25%
<b>TOTAL</b>	<b>330.638</b>		<b>307.616</b>		-7%

Incluye la carga de sistemas

A continuación, se muestra la producción máxima de las plantas y el ratio de utilización medio, definido como el cociente entre la producción real sobre la producción nominal y la descarga de buques de GNL por planta, para el año 2008.

El factor de utilización medio del conjunto de las plantas del Sistema Gasista español ha sido del 44% respecto a la capacidad nominal y del 64% respecto a la contratación.



Se incluye la carga de cisternas

Las Situaciones de Operación Excepcional que han afectado a la logística de las plantas de regasificación son:

■ **SOE 0 - Nota de operación N°2**  
(30 de enero 2009)

Los fenómenos meteorológicos adversos mantuvieron cerradas al tráfico marítimo las instalaciones del puerto de Bilbao desde el día 16 al 30 de enero. Se solventa con el desvío de un buque a Cartagena y otro a Barcelona que tenían prevista su descarga en BBG, además de la adecuación de las emisiones programadas en dichas plantas.

Por otra parte, y a causa del fuerte temporal que afectó al norte de la Península el fin de semana del 23 al 25 de enero, se produjeron varios cortes de suministro eléctrico con la consiguiente parada de la emisión en las plantas de Reganosa y Barcelona.

Todas estas incidencias se resuelven sin afectar a ningún usuario final y manteniendo las presiones en el sistema de transporte por encima de los valores de garantía.

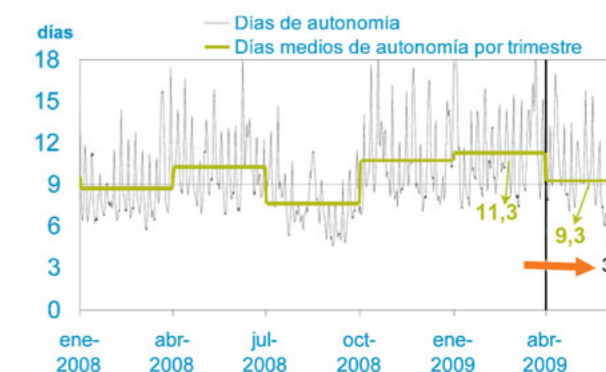
■ **SOE 0 - Nota de operación N°9**  
(27 de mayo 2009)

La realización de los trabajos de soldadura de tuberías en la posición 43 (Lemona), necesarios para el conexionado del nuevo gasoducto Haro-Lemona con el existente Haro-Arrigorriaga —operación prevista en el Plan Anual de Mantenimiento—, precisa la limitación de la producción de la planta de BBG. Con objeto de no perder ningún cargamento de GNL en el mes de junio, se desvía un buque a la planta de Mugaros, con descarga inicialmente prevista en la planta de Bilbao el 19 de junio de 2009.

■ **SOE 0 - Nota de operación N°10**  
(3 de junio 2009)

A finales del mes de mayo, los retrasos comunicados por los agentes en las descargas de varios buques en diferentes plantas de regasificación, provocan una disminución de las existencias de GNL y, consiguientemente, de la autonomía de las plantas de regasificación pasando por un mínimo de 3,8 días de autonomía a las 24:00 horas del 1 de junio. Esta situación coincide con la parada programada entre los días 25 de mayo y 6 de junio de las entradas por la C.I de Larrau.

Entre las medidas adoptadas por el GTS para mitigar el efecto de estos retrasos está la parada de la inyección en los AA.SS, así como la adecuación de las producciones de las plantas de regasificación con operaciones BRS con cargo al gas de maniobra. A partir del día 7 de julio, la autonomía conjunta de las plantas se sitúa de nuevo por encima de 8 días.



■ **SOE 0 - Nota de operación N°19**  
(29 de octubre 2009)

La programación inicial de entradas y salidas de transporte en el Sistema Gasista por parte de los usuarios para el mes de noviembre de 2009 da como resultado una aportación de GNL en la Planta de Mugaros insuficiente para atender la producción diaria mínima desde esta planta, en aplicación del Protocolo de Rangos Admisibles PD-09, que garantice el suficiente flujo de GNL en el relicuador que evite la emisión de metano a la atmósfera o su combustión.

Para la solución de este desequilibrio es necesaria la descarga en la Planta de Mugaros de cantidades adicionales de GNL. La solución finalmente adoptada, que tiene en consideración no afectar a las entradas mínimas de otras zonas, consiste en el desvío de un buque metanero, con descarga solicitada inicialmente en la Planta de Barcelona, a la Planta de Mugaros; y el desvío de otro buque desde la planta de Huelva a la de Barcelona, en sustitución del anteriormente citado.

■ **SOE 0 - Nota de operación N°21**  
(25 de noviembre 2009)

Las condiciones meteorológicas en la Planta de BBG provocan el abandono de la terminal de un buque ya atracado, sin haber comenzado la descarga, el 24 de noviembre. Los usuarios receptores del cargamento del buque, con contratos en la Planta de BBG, solicitan el desvío del metanero a una planta alternativa que pudiera recibir y procesar el GNL cuanto antes, para poder mantener la atención a la demanda de sus clientes finales. Analizada la situación general del Sistema Gasista, la solución que permite la recepción de la carga del buque compatible con las demandas programadas, consiste en el desvío del metanero a la Planta de Cartagena, así como la adecuación de las programaciones de las dos plantas de regasificación afectadas, estaciones de compresión, etc. Esta solución permite mantener la programación de descargas en el resto de las plantas.

En el invierno 09/10, el nuevo Plan de Actuación Invernal aprobado en la Resolución de 30 de noviembre de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas, mantiene las reglas invernales que afectan a existencias mínimas en tanques, respecto al invierno 08/09. La Regla 2ª del citado Plan establece las existencias mínimas de gas natural licuado (GNL) en plantas de regasificación:

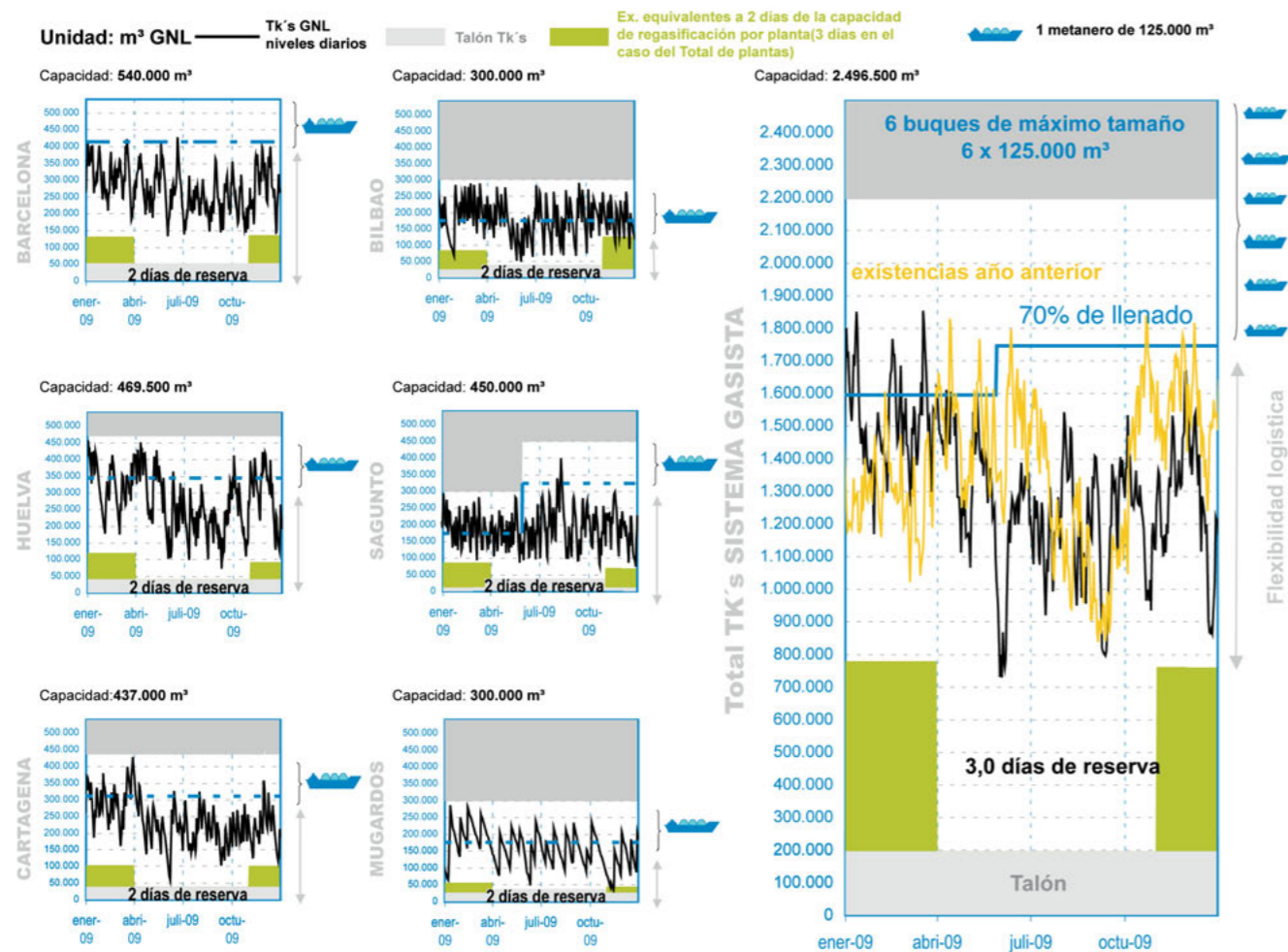
1. El GTS podrá declarar no viable el programa mensual de un usuario si en algún momento del mes las existencias totales de GNL de dicho usuario llegasen a ser inferiores a tres días de la capacidad de regasificación contratada en el conjunto de plantas de regasificación del sistema, siempre que estime que exista un riesgo para la seguridad del sistema.
2. Si de acuerdo con el programa mensual propuesto, en algún momento las existencias del conjunto de usuarios en una planta fueran inferiores a dos días del total de la capacidad contratada en dicha planta, las programaciones de cada uno de los usuarios cuyas existencias en dicha planta fueran a estar por debajo de ese umbral podrán declararse no viables, siempre que se estime que exista un riesgo para la seguridad del sistema.
3. Si en el transcurso del mes, por circunstancias sobrevenidas, el GTS previese que las existencias de gas natural licuado de un usuario no cumplen las condiciones establecidas en los apartados uno o dos, lo pondrá inmediatamente en su conocimiento, para que éste ponga en marcha las medi-

das correctoras oportunas. Si esto ocurriera durante más de dos días consecutivos el GTS procederá a declarar «Situación de Operación Excepcional de Nivel 0», siempre que estime que exista un riesgo para la seguridad del sistema y exclusivamente a los efectos de mantener los parámetros de seguridad necesarios.

4. Asimismo, si en el transcurso del mes, por circunstancias sobrevenidas, el GTS previese que las existencias de gas natural licuado del conjunto de usuarios en una planta fueran inferiores a dos días de la capacidad total contratada, las nominaciones de aquellos usuarios cuyas existencias en dicha planta fueran inferiores a dos días podrán ser declaradas no viables, siempre que el GTS estime que exista un riesgo para la seguridad del sistema, debiendo los usuarios afectados presentar un plan viable de restablecimiento de sus existencias de GNL".



### GESTIÓN DE EXISTENCIAS EN TANQUES DE GNL



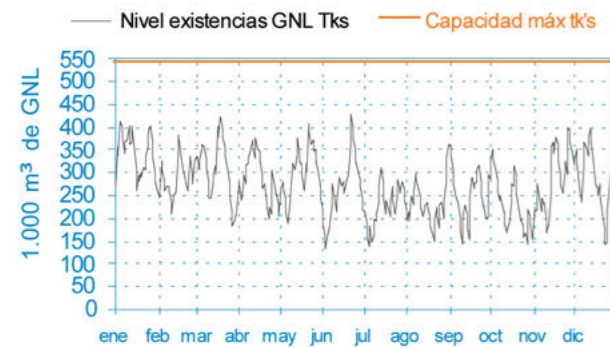
### REGISTRO DE PRODUCCIONES EN PLANTAS (últimos años)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	
BARCELONA	A Producción anual - GWh/año	49.441	58.203	59.531	60.857	69.872	71.247	79.315	89.118	72.541	70.013	77.100	72.392
	B Producción máxima - GWh/día	240,2	274,2	257,7	333,0	326,2	336,0	321,0	369,7	349,9	369,2	363,4	354,1
	Fecha del máximo	27-ene-98	04-mar-99	24-nov-00	19-dic-01	10-ene-02	19-feb-03	23-nov-04	27-ene-05	12-ene-06	18-dic-07	27-nov-08	10-dic-09
	C=A365 Producción media diaria - GWh/día	135,5	159,5	162,7	166,7	191,4	195,2	216,7	244,2	198,7	191,8	210,7	198,3
BC Factor de carga: máxima/media	1,77	1,72	1,58	2,00	1,70	1,72	1,48	1,51	1,76	1,92	1,73	1,79	
HUELVA	A Producción anual - GWh/año	2.193	6.720	24.359	31.253	33.374	37.515	29.833	51.810	62.344	58.468	61.906	58.542
	B Producción máxima - GWh/día	39,9	86,8	130,4	138,6	129,7	144,8	194,2	308,4	330,5	323,2	277,3	297,9
	Fecha del máximo	31-ago-98	18-dic-99	20-dic-00	29-mar-01	20-feb-02	30-jun-03	22-dic-04	28-ene-05	21-dic-06	21-mar-07	27-nov-08	21-dic-09
	C=A365 Producción media diaria - GWh/día	6,0	18,4	66,6	85,6	91,4	102,8	81,5	141,9	170,8	160,2	169,1	160,4
BC Factor de carga: máxima/media	6,64	4,71	1,96	1,62	1,42	1,41	2,38	2,17	1,93	2,02	1,64	1,86	
CARTAGENA	A Producción anual - GWh/año	16.250	16.848	19.778	24.874	43.100	59.276	61.649	69.227	50.602	38.122	47.316	44.043
	B Producción máxima - GWh/día	86,1	87,6	91,9	90,7	129,7	222,9	211,4	273,6	280,3	227,4	241,9	228,8
	Fecha del máximo	12-mar-98	11-may-99	28-nov-00	30-nov-01	18-oct-02	18-feb-03	02-mar-04	29-nov-05	31-ene-06	18-dic-07	28-nov-08	09-ene-09
	C=A365 Producción media diaria - GWh/día	44,5	46,2	54,0	68,1	118,1	162,4	168,4	189,7	138,6	104,4	129,3	120,7
BC Factor de carga: máxima/media	1,93	1,90	1,70	1,33	1,10	1,37	1,26	1,44	2,02	2,18	1,87	1,90	
BILBAO	A Producción anual - GWh/año					7.308	30.166	38.441	50.132	45.532	56.811	48.422	
	B Producción máxima - GWh/día					88,0	189,0	222,4	206,1	215,7	231,1	237,6	
	Fecha del máximo					11-sep-03	11-nov-04	21-dic-05	13-sep-06	18-dic-07	02-oct-08	16-dic-09	
	C=A365 Producción media diaria - GWh/día					50,7	82,4	105,3	137,3	124,7	155,2	132,7	
B/C Factor de carga: máxima/media					1,73	2,29	2,11	1,50	1,73	1,49	1,79		
SAGUNTO	A Producción anual - GWh/año							41.884	59.035	66.915	65.507		
	B Producción máxima - GWh/día							218,3	215,7	237,7	292,2		
	Fecha del máximo							24-mar-06	20-nov-07	10-dic-08	16-abr-09		
	C=A365 Producción media diaria - GWh/día							134,2	189,2	182,8	179,5		
BC Factor de carga: máxima/media							1,63	1,14	1,30	1,63			
REGANOSA	A Producción anual - GWh/año								8.909	21.824	16.754		
	B Producción máxima - GWh/día								63,6	118,1	100,8		
	Fecha del máximo								18-jul-07	11-sep-08	15-dic-09		
	C=A365 Producción media diaria - GWh/día								28,6	59,1	45,9		
BC Factor de carga: máxima/media								2,23	2,00	2,20			

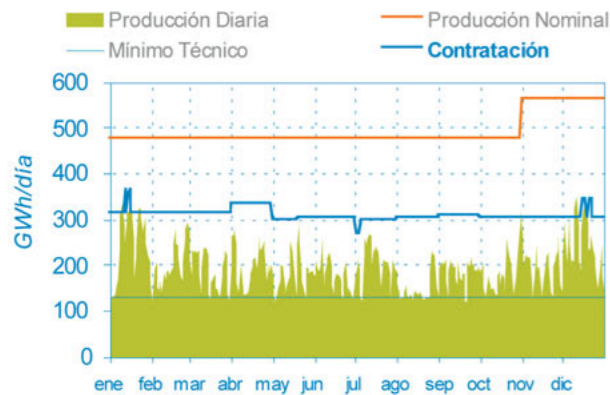
## PLANTA DE BARCELONA

Período: del 1-ene-2009 al 31-dic-2009

### Niveles diarios EXISTENCIAS en tanques de GNL



### PRODUCCIONES diarias Planta



Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación	GWh / día	295		
	Cistemas	GWh / día	14		
	Utilización media contratación		64%		
Descarga Buques GNL		GWh	72.392		
		nº buques	130		
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	540.000	540.000	
		GWh	3.699	3.699	
		Talón (9%) m³ GNL (T)	48.600	48.600	
	Existencias medias tk's (Ex)	m³ GNL	274.678		
		GWh	1.882		
PRODUCCIÓN Barcelona	Nominal	Mínimo técnico GWh		128	128
		Total (A)	GWh / día	478	562
		Vaporización	1.000 Nm³/h	1.650	1.950
		Cistemas	MNm³ / día	1,5	1,5
	Diaria	RECORD	GWh / día	370	27/01/2005
		máxima	GWh / día	354	
		media (B)	GWh / día	197	
mínima		GWh / día	117		
PRODUCCIÓN periodo		GWh	72.391		
Días de autonomía (Ex-TYB)			7,8 días		
RATIO UTILIZACIÓN planta		producción media / producción nominal (B/A)	40%		

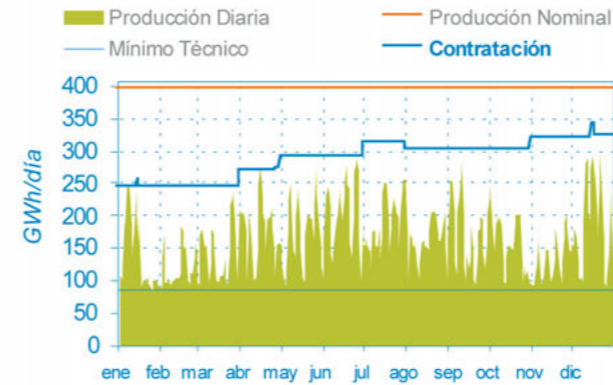
## PLANTA DE HUELVA

Período: del 1-ene-2009 al 31-dic-2009

### Niveles diarios EXISTENCIAS en tanques de GNL



### PRODUCCIONES diarias Planta



Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación	GWh / día	273		
	Cistemas	GWh / día	15		
	Utilización media contratación		57%		
Descarga Buques GNL		GWh	58.542		
		nº buques	99		
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	469.500	469.500	
		GWh	3.216	3.216	
		Talón (9%) m³ GNL (T)	42.255	42.255	
	Existencias medias tk's (Ex)	m³ GNL	278.060		
		GWh	1.905		
PRODUCCIÓN Huelva	Nominal	Mínimo técnico GWh		85	85
		Total (A)	GWh / día	394	394
		Vaporización	1.000 Nm³/h	1.350	1.350
		Cistemas	MNm³ / día	1,5	1,5
	Diaria	RECORD	GWh / día	330	21/12/2006
		máxima	GWh / día	298	
		media (B)	GWh / día	164	
mínima		GWh / día	84		
PRODUCCIÓN periodo		GWh	59.997		
Días de autonomía (Ex-TYB)			9,7 días		
RATIO UTILIZACIÓN planta		producción media / producción nominal (B/A)	42%		

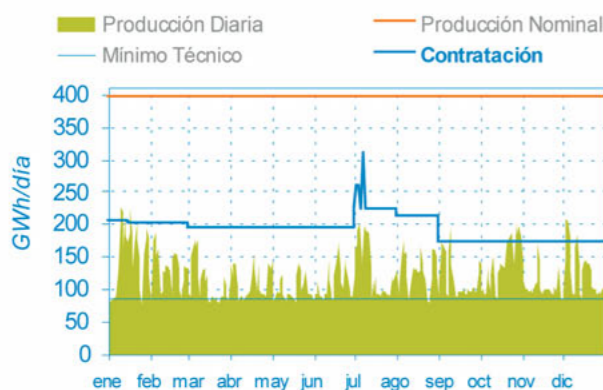
## PLANTA DE CARTAGENA

Período: del 1-ene-2009 al 31-dic-2009

### Niveles diarios EXISTENCIAS en tanques de GNL



### PRODUCCIONES diarias Planta



Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación	GWh / día	181
	Cistemas	GWh / día	12
	Utilización media contratación		63%

Descarga Buques GNL	GWh	44.043
	nº buques	66

Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	437.000	437.000
		GWh	2.993	2.993
		Talón (9%) m³ GNL (T)	39.330	39.330
Existencias medias tk's (Ex)	m³ GNL	235.791		
	GWh	1.615		

PRODUCCIÓN Cartagena	Nominal	Mínimo técnico GWh		85	85
		Total (A)	GWh / día	394	394
		Vaporización	1.000 Nm³/h	1.350	1.350
		Cistemas	MNm³ / día	1,5	1,5
	Diaria	RECORD	GWh / día	280	31/01/2006
		máxima	GWh / día	229	
		media (B)	GWh / día	122	
		mínima	GWh / día	77	
	PRODUCCIÓN periodo		GWh	44.435	

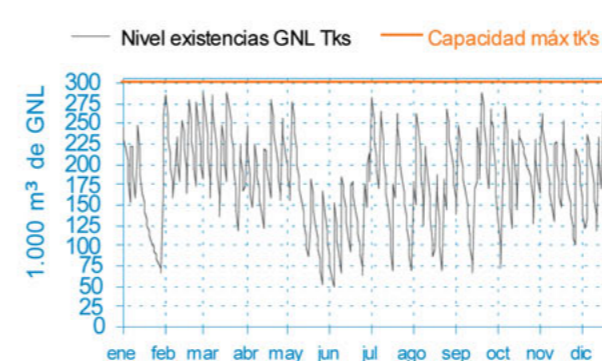
Días de autonomía (Ex-T)B	10,9 días
---------------------------	-----------

RATIO UTILIZACIÓN planta producción media / producción nominal (B/A)	31%
---	-----

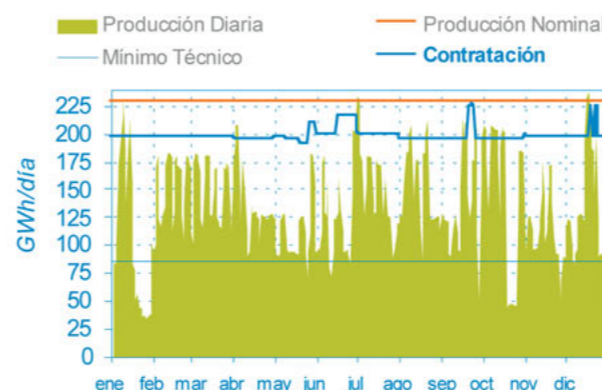
## PLANTA DE BILBAO

Período: del 1-ene-2009 al 31-dic-2009

### Niveles diarios EXISTENCIAS en tanques de GNL



### PRODUCCIONES diarias Planta



Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación	GWh / día	196
	Cistemas	GWh / día	3
	Utilización media contratación		68%

Descarga Buques GNL	GWh	48.422
	nº buques	54

Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	300.000	300.000
		GWh	2.055	2.055
		Talón (9%) m³ GNL (T)	27.000	27.000
Existencias medias tk's (Ex)	m³ GNL	178.457		
	GWh	1.222		

PRODUCCIÓN Bilbao	Nominal	Mínimo técnico GWh		85	85
		Total (A)	GWh / día	229	229
		Vaporización	1.000 Nm³/h	800	800
		Cistemas	MNm³ / día	0,5	0,5
	Diaria	RECORD	GWh / día	238	16/12/2009
		máxima	GWh / día	238	
		media (B)	GWh / día	135	
		mínima	GWh / día	35	
	PRODUCCIÓN periodo		GWh	49.285	

Días de autonomía (Ex-T)B	7,5 días
---------------------------	----------

RATIO UTILIZACIÓN planta producción media / producción nominal (B/A)	59%
---	-----

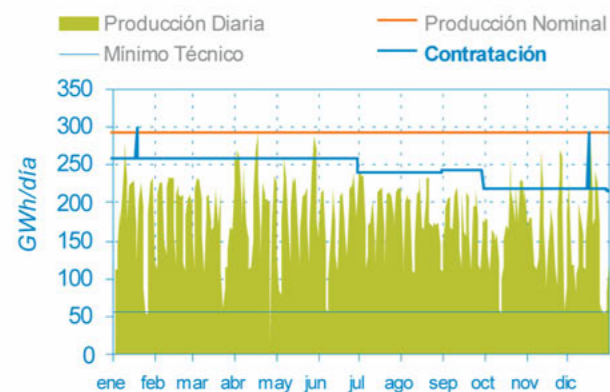
## PLANTA DE SAGUNTO

Período: del 1-ene-2009 al 31-dic-2009

### Niveles diarios EXISTENCIAS en tanques de GNL



### PRODUCCIONES diarias Planta

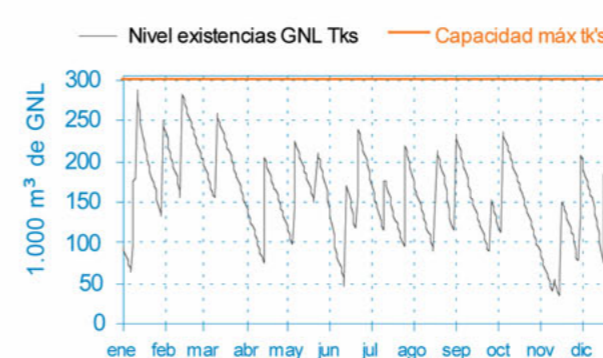


Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación	GWh / día	232		
	Sistemas	GWh / día	10		
	Utilización media contratación		74%		
Descarga Buques GNL		GWh	65.507		
		nº buques	100		
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	300.000	450.000	
		GWh	2.055	3.083	
		Talón (4,17%) m³ GNL (T)	12.510	18.765	
	Existencias medias tk's (Ex)	m³ GNL	189.911		
		GWh	1.301		
PRODUCCIÓN Sagunto	Nominal	Mínimo técnico GWh		57	57
		Total (A)	GWh / día	291	291
		Vaporización	1.000 Nm³/h	1.000	1.000
		Sistemas	MNm³ / día	1,0	1,0
	Diaria	RECORD	GWh / día	292	16/04/2009
		máxima	GWh / día	292	
		media (B)	GWh / día	179	
	mínima	GWh / día	0		
PRODUCCIÓN periodo		GWh	65.300		
Días de autonomía (Ex-TyB)			6,7 días		
RATIO UTILIZACIÓN planta		producción media / producción nominal (B/A)			62%

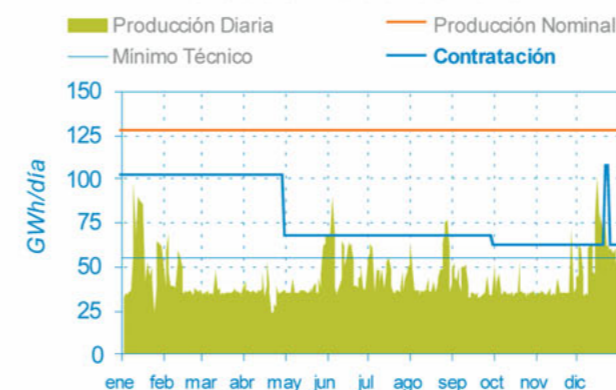
## PLANTA DE MUGARDOS

Período: del 1-ene-2009 al 31-dic-2009

### Niveles diarios EXISTENCIAS en tanques de GNL



### PRODUCCIONES diarias Planta



Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación	GWh / día	77		
	Sistemas	GWh / día	1		
	Utilización media contratación		57%		
Descarga Buques GNL		GWh	16.754		
		nº buques	21		
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	300.000	300.000	
		GWh	2.055	2.055	
		Talón (9%) m³ GNL (T)	27.000	27.000	
	Existencias medias tk's (Ex)	m³ GNL	157.296		
		GWh	1.077		
PRODUCCIÓN Mugarodos	Nominal	Mínimo técnico GWh		55	55
		Total (A)	GWh / día	127	127
		Vaporización	1.000 Nm³/h	413	413
		Sistemas	MNm³ / día	1,0	1,0
	Diaria	RECORD	GWh / día	118	11/09/2008
		máxima	GWh / día	101	
		media (B)	GWh / día	44	
	mínima	GWh / día	24		
PRODUCCIÓN periodo		GWh	16.207		
Días de autonomía (Ex-TyB)			19,8 días		
RATIO UTILIZACIÓN planta		producción media / producción nominal (B/A)			35%

4

## Almacenamientos subterráneos



En 2009, la extracción acumulada de los almacenamientos subterráneos (AA.SS.), Serrablo y Gaviota, es de 10.265 GWh y la inyección de 7.579 GWh, lo que arroja un saldo a favor de la extracción de -2.686 GWh, que se concentra en la última parte del año.

El 30 de marzo se realiza la segunda Subasta de Asignación de Capacidad de AA.SS, llevada a cabo por OMEL, regulada en la sección segunda del Capítulo II de la Orden ITC 3863/2007 de 28 de diciembre. La cantidad subastada se refiere al periodo del 1 de abril de 2009 al 31 de marzo de 2010. El proceso se realiza de forma objetiva, competitiva y no discriminatoria y OMEL comunica las cantidades de derechos asignados y el precio de compra de acuerdo a la Resolución de 9 de marzo de 2009.

Durante el primer trimestre de 2009, la contracción de la demanda ha sido paliada en parte con la reducción de la extracción de las comercializadoras respecto a sus planes iniciales, alcanzando los 4.040 GWh, valor relativamente bajo respecto a otros años.

En la segunda quincena de enero se declara la situación de operación excepcional de nivel 0 (SOE 0) mediante la Nota de Operación nº 2, debido a una situación meteorológica adversa que no permite la entrada y atraque de buques en la planta de BBG. En esta situación resulta de vital importancia el apoyo desde los AA.SS. al Sistema, activándose la extracción a parámetros máximos.

La campaña de inyección comienza en abril y finaliza el 29 de octubre con el llenado prácticamente completo de los AASS.

En el mes de mayo, los retrasos en las descargas de varios buques metaneros provocan una importante disminución de las existencias de GNL, que hacen necesaria la declaración de SOE nivel 0 en la Nota de Operación nº 10. Esto provoca la parada de la inyección en los AA.SS. durante los primeros días de junio, como medida paliativa.

En septiembre finalizan las mejoras realizadas en el almacenamiento subterráneo de Serrablo, con la puesta en marcha de un nuevo turbocompresor en el pozo Jaca-17 en sustitución de los motocompresores existentes, con el que aumenta la capacidad de inyección asociada.

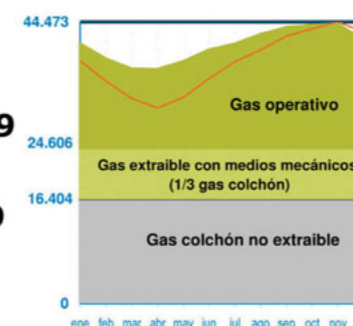
Además se instala un nuevo sistema de control y se pone en marcha una planta de regeneración de metanol. Dichos trabajos impiden que el pozo Jaca-17 esté disponible hasta mediados de septiembre de 2009, con lo que queda limitada la capacidad máxima de inyección en Serrablo a 2,9 MNm<sup>3</sup>/día. No obstante, pudo cumplirse el programa anual de inyección en su totalidad. A finales de octubre de 2009 comienza la campaña de extracción invernal 2009-2010, acumulando hasta final de año aproximadamente 6.000 GWh.

El plan de actuación invernal 2009-2010 no establece ninguna restricción en la extracción de almacenamiento Subterráneos. Sin embargo, en la aplicación de la regla 3ª "Olas de Frío" del citado plan, las comercializadoras responsables del suministro al Grupo 3 (doméstico/comercial) programaron una reserva de extracción para cubrir las puntas de frío, entre otras medidas.

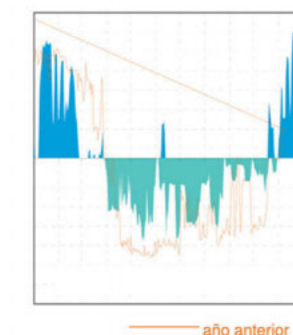
### GRÁFICO EXISTENCIAS

**Extracción 2009**  
**10.265 GWh**

**Inyección 2009**  
**7.579 GWh**



### GRÁFICO INYECCIÓN/EXTRACCIÓN



### SEGUIMIENTO EXISTENCIAS AASS

Unidad : GWh		2008	2009	
finales de diciembre				%s/año 2008
<b>Capacidad AASS</b>		<b>44.473</b>	<b>44.473</b>	
A	<b>Existencias totales</b>	<b>41.016</b>	<b>38.331</b>	<b>-6,5%</b>
A <sub>1</sub>	- Gas colchón no extraíble (2/3)	16.404	16.404	
A <sub>2</sub>	- Gas colchón extraíble (1/3)	8.202	8.202	
A <sub>3</sub>	- Gas operativo	16.411	13.725	
% llenado gas operativo		83%	69%	
A <sub>1</sub> +A <sub>2</sub>	<b>Gas colchón</b>	<b>24.606</b>	<b>24.606</b>	
A <sub>2</sub> +A <sub>3</sub>	<b>Gas útil</b>	<b>24.613</b>	<b>21.927</b>	
% llenado gas útil		88%	78%	

### CARACTERÍSTICAS DE LA SUBASTA

	2008-2009	2009-2010
Fecha de la Subasta	10-abr-08	30-mar-09
Cantidad Subastada	1.518 GWh	4.257 GWh
Precio de Cierre de la Subasta	2.588 €/GWh	1.767 €/GWh
Número de Rondas totales	24	22
Cantidad Adjudicada	1.518 GWh	4.257 GWh
canon término fijo AASS	0,0241 cent €/KWh/mes	0,0403 cent €/KWh/mes
canon + prima subasta	5.480 €/GWh	6.603 €/GWh

La Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, establece el actual mecanismo de asignación de la capacidad de almacenamientos subterráneos de gas natural:

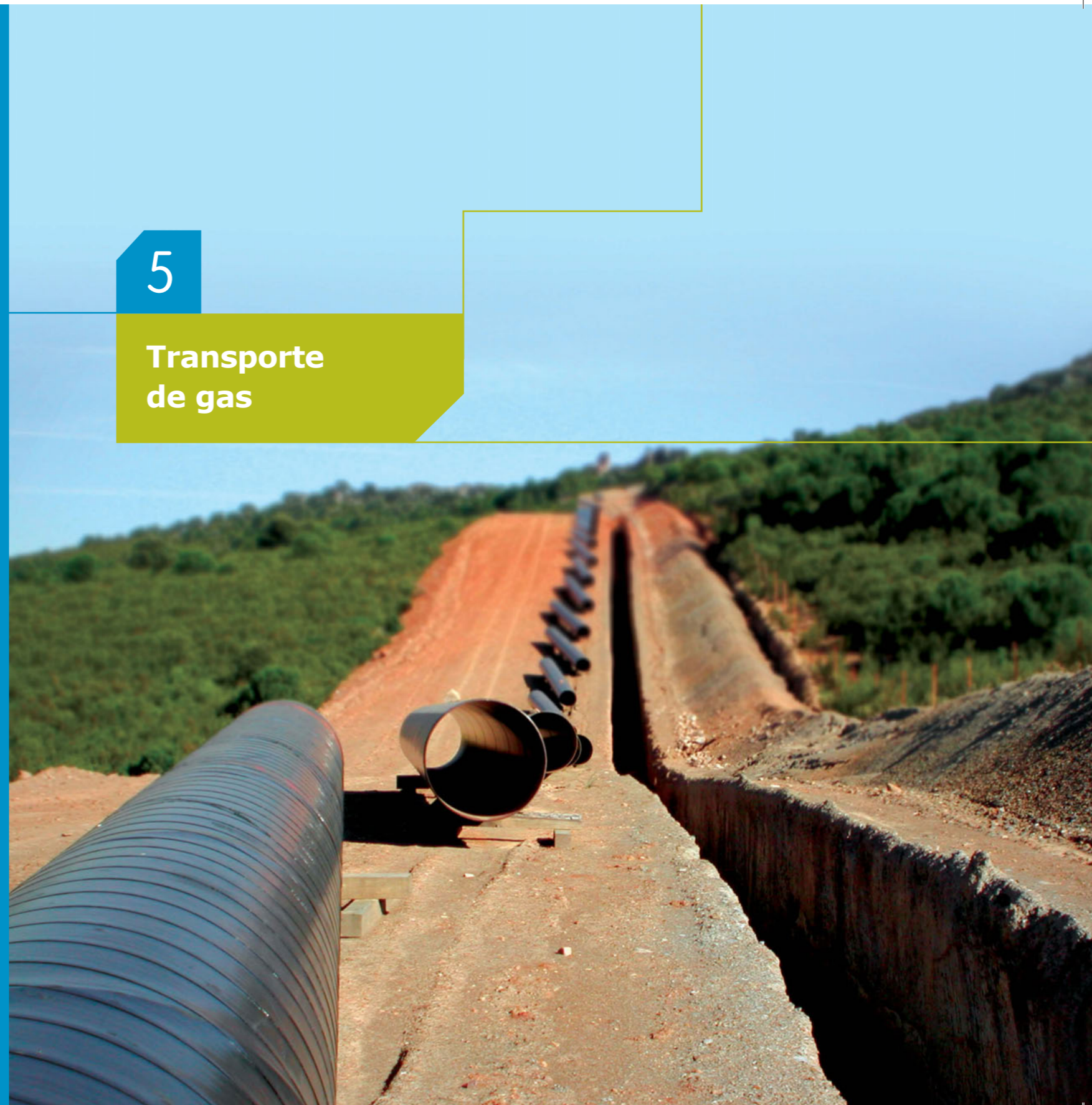
- **Asignación de la capacidad de AA.SS**, del 1 de abril de 2009 al 31 de marzo del 2010, a los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, incluyendo las estratégicas (10 días de ventas o consumos firmes del año 2008, 10.591 GWh) y las operativas (8 días de las ventas totales en 2008, 9.900 GWh).
- **Asignación de una determinada capacidad para los comercializadores** que suministren a los consumidores conectados a gasoductos de presión de diseño inferior a 4 bares y cuyos consumos anuales corresponden a los de los consumidores con derecho a acogerse a las tarifas máximas de último recurso T1 y T2 (30 días del consumo doméstico del año 2008, 3.321 GWh).
- **La capacidad no asignada con los criterios citados, 4.257 GWh, se adjudica en una subasta competitiva** organizada por una entidad independiente, designada por el GTS y supervisada por la CNE.

### GESTIÓN TOTAL AASS - 2009

Unidad : GWh		ene real	feb real	mar real	abr real	may real	jun real	jul real	ago real	sep real	oct real	nov real	dic real	año
Capacidad del AASS MNm <sup>3</sup>		3.781	3.781	3.781	3.781	3.781	3.781	3.781	3.781	3.781	3.781	3.781	3.781	
<b>C</b>	<b>Capacidad del AASS GWh</b>	<b>44.473</b>	<b>44.473</b>	<b>44.473</b>	<b>44.473</b>	<b>44.473</b>	<b>44.473</b>	<b>44.473</b>	<b>44.473</b>	<b>44.473</b>	<b>44.473</b>	<b>44.473</b>	<b>44.473</b>	
<b>A</b>	<b>Existencias Iniciales AASS</b>	<b>41.016</b>	<b>38.668</b>	<b>37.054</b>	<b>36.991</b>	<b>38.257</b>	<b>40.050</b>	<b>41.004</b>	<b>42.532</b>	<b>43.597</b>	<b>44.017</b>	<b>44.138</b>	<b>41.588</b>	
<b>A<sub>1</sub></b>	- Gas colchón no extraíble (2/3)	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	
<b>A<sub>2</sub></b>	- Gas colchón extraíble (1/3)	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	
<b>A<sub>3</sub></b>	- Gas operativo	16.411	14.062	12.449	12.386	13.652	15.444	16.398	17.926	18.991	19.412	19.533	16.982	
<b>A<sub>1</sub>+A<sub>2</sub></b>	Gas colchón	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	
<b>A<sub>2</sub>+A<sub>3</sub></b>	Gas útil	24.613	22.264	20.651	20.587	21.854	23.646	24.600	26.128	27.193	27.614	27.735	25.184	
<b>E</b>	<b>Entradas: INYECCIÓN (neta)</b>			<b>14</b>	<b>1.266</b>	<b>1.793</b>	<b>1.096</b>	<b>1.528</b>	<b>1.065</b>	<b>422</b>	<b>394</b>			<b>7.579</b>
	Inyección diaria (media) GWh/día			0,5	42,2	57,8	36,5	49,3	34,2	14,1	12,7			
<b>S</b>	<b>Salidas: EXTRACCIÓN (bruta)</b>	<b>2.348</b>	<b>1.614</b>	<b>78</b>		<b>0,1</b>	<b>142</b>		<b>0,4</b>	<b>2</b>	<b>273</b>	<b>2.551</b>	<b>3.257</b>	<b>10.265</b>
	Extracción diaria (media) GWh/día	75,8	57,6	2,5		0,0	4,7		0,0	0,1	8,7	84,9	105,0	
<b>B</b>	<b>Existencias finales AASS</b>	<b>38.668</b>	<b>37.054</b>	<b>36.991</b>	<b>38.257</b>	<b>40.050</b>	<b>41.004</b>	<b>42.532</b>	<b>43.597</b>	<b>44.017</b>	<b>44.138</b>	<b>41.588</b>	<b>38.331</b>	
<b>B<sub>1</sub></b>	- Gas colchón no extraíble (2/3)	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	
<b>B<sub>2</sub></b>	- Gas colchón extraíble (1/3)	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	
<b>B<sub>3</sub></b>	- Gas operativo	14.062	12.449	12.386	13.652	15.444	16.398	17.926	18.991	19.412	19.533	16.982	13.725	
<b>B<sub>1</sub>+B<sub>2</sub></b>	Gas colchón	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	
<b>B<sub>2</sub>+B<sub>3</sub></b>	Gas útil	22.264	20.651	20.587	21.854	23.646	24.600	26.128	27.193	27.614	27.735	25.184	21.927	
<b>C-B</b>	Hueco disponible final	5.805	7.419	7.482	6.216	4.423	3.470	1.941	876	456	335	2.885	6.142	

5

Transporte  
de gas





## Nuevas infraestructuras puestas en operación

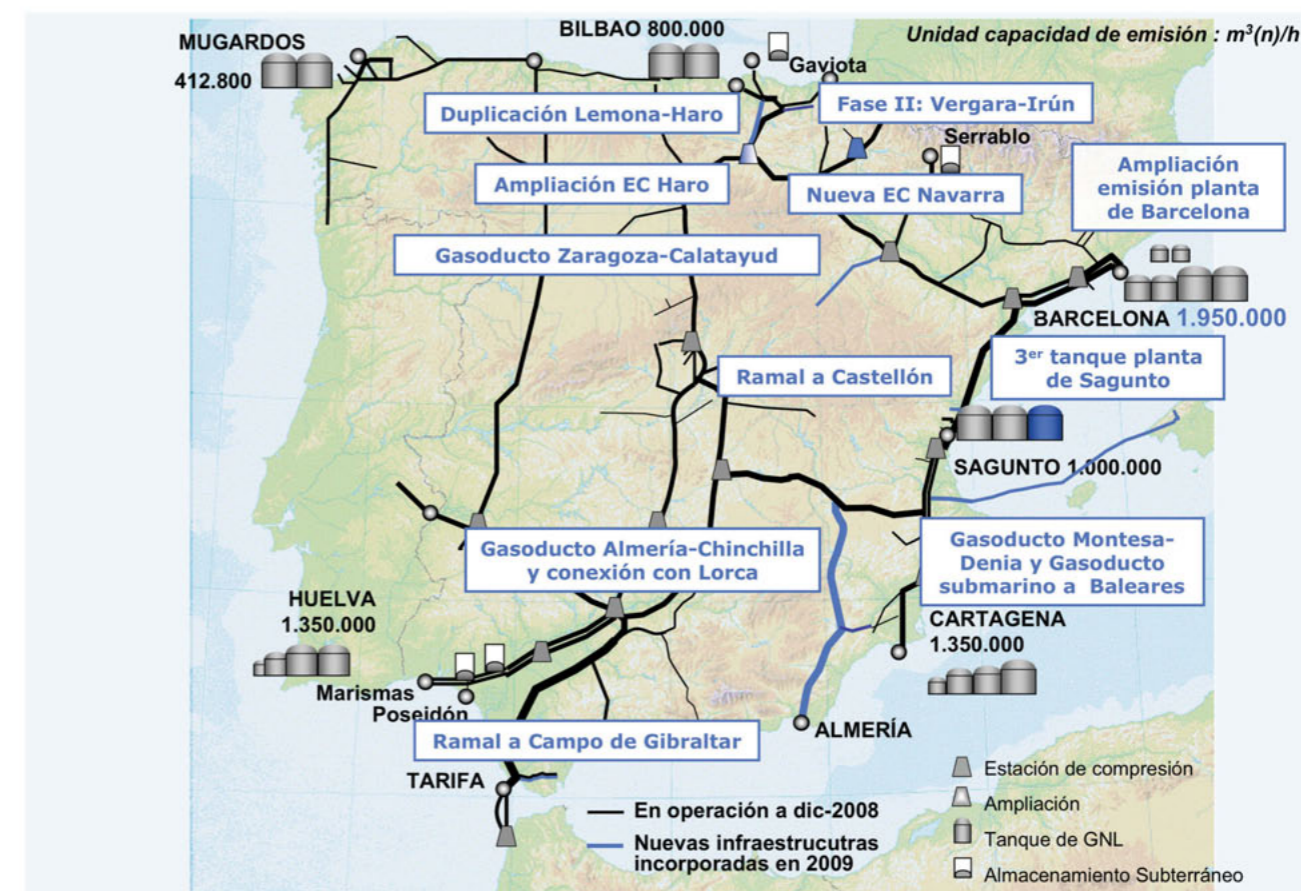
Durante el ejercicio 2009 continúa el esfuerzo inversor en infraestructuras del Sistema Gasista, tanto en plantas de regasificación como en gasoductos de transporte y estaciones de compresión.

Como hito destacable en el año se encuentra la gasificación de Baleares. También, el refuerzo del Sistema en el norte, concretamente en el País Vasco y Valle del Ebro así como los gasoductos en territorio español que permitirán la incorporación de gas argelino a través de la nueva conexión internacional de Almería del proyecto MEDGAZ.

### INFRAESTRUCTURAS CON P.E.M. AÑO 2009

Infraestructura	Promotor	P.E.M.
<b>AMPLIACIÓN CAPACIDAD EJE NORTE</b>		
Gasoducto Lemona-Haro	Enagás	ago-09
Ampliación E.C. de Haro	Enagás	ago-09
<b>GASIFICACIÓN DE BALEARES</b>		
Gasoducto Montesa-Denia	Enagás	jul-09
Gasoducto Submarino Denia-Ibiza-Mallorca	Enagás	sep-09
Gasoducto Insular Mallorca. San Juan de Dios - Ca's Tresorer	Endesa G.T.	sep-09
Gasoducto Insular Mallorca. Ca`s Tresorer-Son Reus	Endesa	dic-09
<b>CONEXIÓN CON MEDGAZ</b>		
Gasoducto de conexión a Lorca	Enagás	ago-09
Gasoducto Almería-Chinchilla: Tramo Almería-Lorca	Enagás	sep-09
Gasoducto Almería-Chinchilla: Tramo Lorca-Chinchilla	Enagás	sep-09
<b>AMPLIACIÓN CAPACIDAD INTERCONEXIONES</b>		
Estación de Compresión de Navarra	Enagás	abr-09
Gasoducto Vergara-Irún(Dupl.) Fase II: Vergara-Zaldivia-Villabona	Naturgás E.T.	jul-09
<b>GASODUCTOS REGIONALES</b>		
Desdoblamiento Ramal a Campo de Gibraltar-Fase III	Enagás	jul-09
Gasoducto Zaragoza - Calatayud	Endesa	nov-09
Ramal a Castellón	Enagás	dic-09
<b>PLANTAS REGASIFICACIÓN</b>		
Sagunto : 3º Tanque GNL	Saggas	jun-09
Barcelona : ampliación emisión (1.950.000 Nm3/h)	Enagás	dic-09

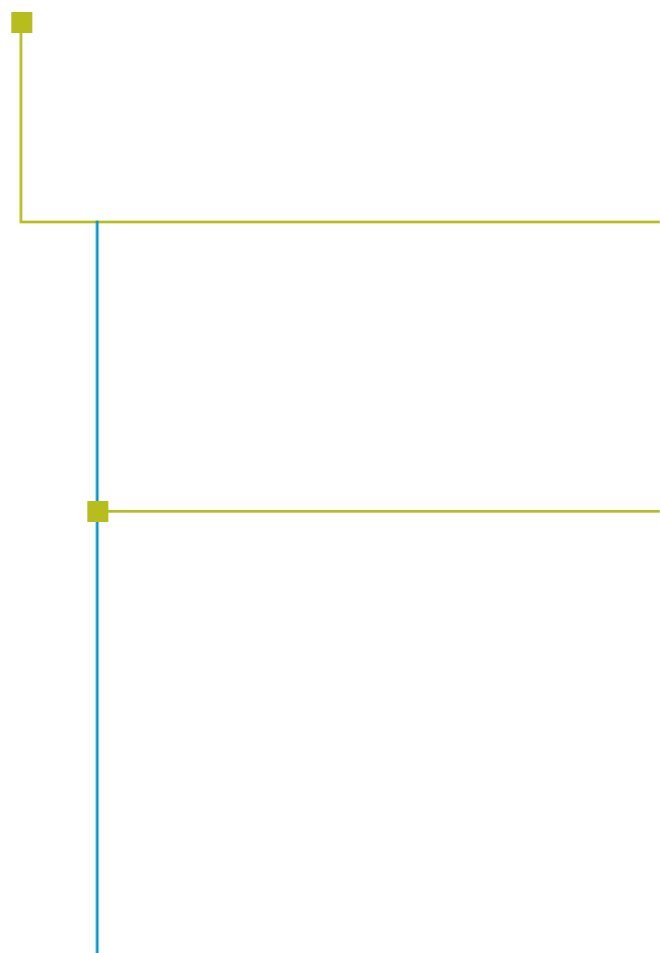
## INFRAESTRUCTURAS 2009



## Transporte por gasoducto

La red de gasoductos del Sistema continúa fortaleciéndose durante el ejercicio 2009 de tal forma que, a finales de año, la red está integrada por 9.984 Km de tuberías de alta presión de los cuales 9.236 Km son propiedad de Enagás y 748 Km del resto de transportistas.

Entre las incorporaciones más relevantes se encuentra el gasoducto Lelmona-Haro que, junto con la ampliación de la estación de compresión de Haro, constituyen infraestructuras fundamentales que mejoran ampliamente el transporte desde el País Vasco. Estos refuerzos, junto con la incorporación de la estación de compresión de Navarra, aumentan la seguridad de suministro en el Valle del Ebro, permiten el aumento de la capacidad de importación a través de la conexión internacional de Larrau hasta 100 GWh/día, y contribuyen al aumento de las exportaciones por dicha conexión disminuyendo el saldo mínimo de entrada definido en los acuerdos internacionales de ERGEG South Gas Regional Initiative, "Development of existing interconnections by 2010/11 and proposal for a new one between France and Spain by 2013/15".



Promotor	Gasoducto / Ramal	Longitud (Km)	Diametro (")
ENAGÁS	Aranda-Soria-Almazán	156,0	6-10-12
	Alcazar SJ-Villarrobledo-Albacete-Montesa	265,0	36
	Desdoblamiento BVV entre Arbós y Barcelona	72,1	36
	Barcelona-Valencia-Vascongadas	1.020,0	4-30
	Tercer Cinturón de Barcelona Papiol-Montmeló	30,8	20
	Bermeo-Lelmona	32,0	16
	Burgos-Santander-Asturias	382,0	6-12-16
	Córdoba Badajoz	251,0	28-32
	Collado Hermoso-Turégano	16,0	12
	Córdoba-Jaén-Granada	201,0	10-12-16
	Cartagena-Lorca	37,5	20
	Cartagena-Orihuela	98,0	30
	Castelnou-Tamarite	108,0	20
	Falces-Irurzun	57,9	14
	Granada-Motril	76,0	10
	Huelva-Alcázar San Juan-Madrid	636,0	30-32
	Haro-Burgos-Madrid	320,0	20-26
	Huelva-Sevilla-Madrid	728,0	4-26
	Llanera-Villalba	183,0	20
	Lerma-Palencia-Valladolid	133,0	12
	Larrau-El Villar de Arnedo	169,0	26
	Semianillo de Madrid Algete-Getafe	79,0	16-26
	Semianillo Noroeste de Madrid Algete-Alpedrete	56,0	16
	Semianillo Suroeste de Madrid Tramo I Torrejon V-Griñon	12,3	20
	Semianillo Suroeste de Madrid Tramo II Griñon-El Escorial	72,8	20
	Málaga-Estepona	66,0	10-16
	Puente Genil-Málaga	111,0	20
	Pontevedra-Ourense	58,0	10
	Ruta de la Plata	605,0	12-20-26
	Rivas-Loeches-Alcalá	46,0	10-20
	Conexión Submarina Planta de Barcelona-Sant Adriá	13,0	20
	Serrablo-Zaragoza	291,0	20-26
	Tarifa-Córdoba	413,0	36-48
	Tarancón-Cuenca-Fuentes	110,0	8-12
	Valencia-Alicante	318,0	20-24-30
	Villamañán-Ponferrada	83,0	16
	Villalba-Tuy	258,0	20
	Zamora-Aranda	165,0	20
	Denia-Ibiza-Mallorca (submarino)	269,0	20
	Montesa-Denia	68,0	24
	Almería-Lorca-Chinchilla	295,0	42
	Conexión a Lorca	40,5	20
Lelmona-Haro	92,0	26	
<b>Total gasoductos de Enagás</b>	<b>8.493,9</b>		

Promotor	Gasoducto / Ramal	Longitud (Km)	Diametro (")
	Abegondo-Culleredo	14,8	14
	Aranjuez	22,4	8
	Aranjuez-Talavera de la Reina	79,2	8-10
	Arbós-Bajo Penedés	20,0	8-10
	Bañeres-Caudete	27,0	12
	Calahorra-Pamplona	63,0	8
	Campo de Gibraltar	45,7	16
	Desdoblamiento Ramal Campo de Gibraltar (Fase I)	17,3	16
	Desdoblamiento Ramal Campo de Gibraltar (Fase II)	14,5	16
	Chilches-Soineja-Segorbe	17,0	8
	Chiva	12,0	8
	Huesca-Barbastro-Monzón- Albelda	88,0	6
	Irixoa-Ferrol	29,5	8
	Jerez	23,0	10
	Murcia	25,5	10
	Sansoain-Pamplona	24,0	8
	Santo Tomé-Segovia	51,0	8
	Totana-Murcia	53,0	10
	Villapresente-Camargo-Gajano-Treto-Laredo	81,3	12
	Desdoblamiento Ramal a Campo Gibraltar Fase III	18,0	16
	Ramal a Castellón	15,5	16
	Total ramales de Enagas	741,7	
	<b>TOTAL Enagas</b>	<b>9.235,6</b>	

Promotor	Gasoducto / Ramal	Longitud (Km)	Diametro (")
NATURGAS	Lemoa -Boroa	5,5	16
	Arrigorriaga-Santurce	24,9	16
	Desdoblamiento Arrigorriaga-Santurce	39,0	30
	Ciérbana -Santurce	5,5	30
	Red Legorreta	1,9	4
	Vergara -Irún	85,7	16
	Ramal a Castejon	12,9	20
	Zona Industrial del Superpuerto de Bilbao	0,6	8
	Conexión Internacional Francia-España-Irún	2	26
	Ramal a CTCC Soto de Ribera	1,7	12
	Vergara -Irún Fase I y Fase II	52,9	26
	<b>TOTAL Naturgas</b>	<b>232,5</b>	
ENDESA	Caspe - Teruel	175,0	12
	Teruel - Calamocha	57,0	12
	PTR	1,0	6
	Plaza	0,16	6
	Vilafranca de los Barros-Jerez de los Caballeros	59,0	16
	San Juan de Dios-Ca's Tresorer	4,0	20
	Ca's Tresorer-Son Reus	17,0	14
	Zaragoza-Calatayud	63,0	10
<b>TOTAL Endesa</b>	<b>376,2</b>		
SAGGAS	Conexión a la RBG	8,0	30
	<b>TOTAL Saggas</b>	<b>8,0</b>	
REGANOSA	Mugardos-As Pontes -Guitiriz y ramal a CTCC As Pontes	57	30/26/20 (ramal 16)
	Abegondo-Sabón y ramal a CTCC Meirama	45	16 (ramal 10)
	Cabanas-Betazos-Abegondo	30	26
<b>TOTAL Reganosa</b>	<b>132,0</b>		
<b>TOTAL RED de TTE. PRIMARIO</b>		<b>9.984,2</b>	

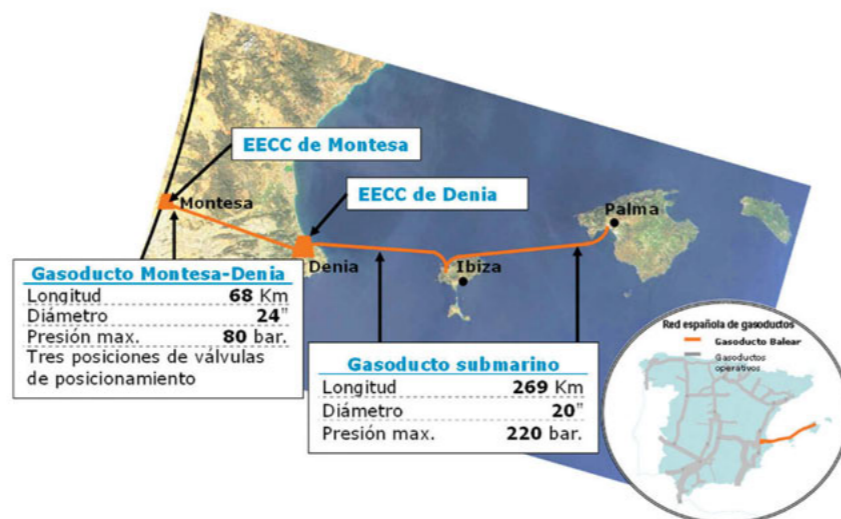
■ gasoducto puesto en operación en 2009

También en 2009 se ponen en operación los gasoductos terrestres Almería-Lorca, Lorca-Chinchilla y la conexión a Lorca. Estos gasoductos están asociados a la nueva Conexión Internacional de MEDGAZ en Almería, que se pondrá en marcha en 2010, representando un importante papel en el aprovisionamiento gasista que se traducirá en una mayor seguridad de suministro. No obstante, resulta imprescindible el refuerzo de las interconexiones con Francia para facilitar la circulación de una mayor cantidad de gas natural hacia Europa, permitiendo que países con una elevada dependencia de gas procedente de Rusia puedan disfrutar de la mayor diversificación que proporciona la entrada de gas argelino por el sur de Europa, y de la seguridad adicional que puede suponer la capacidad de almacenamiento y regasificación del conjunto de las plantas españolas.

Destaca especialmente la conexión de la red de gasoductos peninsular con Baleares, operativa desde septiembre de 2009, que supone el proyecto más ambicioso y de mayor inversión de la historia de Enagás así como un proyecto de extraordinaria dificultad técnica.

Este gasoducto submarino consta de dos tramos, Denia-San Antoni de Portmany -de 123 Km de longitud y una profundidad máxima de 995 m- y San Antoni de Portmany-San Juan de Dios, -de 146 Km de longitud y una profundidad máxima de 720 m-.

### GASODUCTO A BALEARES Características Técnicas



La unión de los tramos se produce en la válvula de entrega de gas natural para el distribuidor situada en Ibiza, mientras que la conexión con la Península se realiza en la playa de Denia (Valencia) a través del gasoducto Montesa-Denia, de 68 Km de longitud, 24" de diámetro y 80 bar de presión máxima, cuya puesta en operación comienza en julio de 2009.



Plataforma marina *Castoro Sei* que se utilizó en el tendido del gasoducto submarino a Baleares

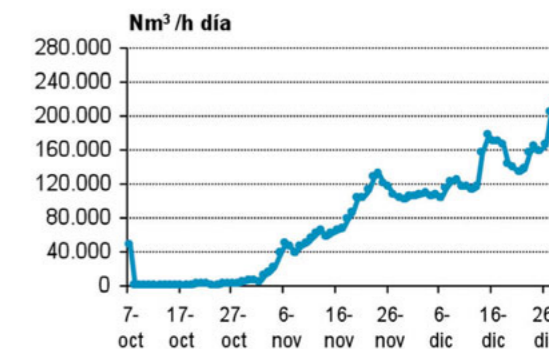
La plataforma marina *Castoro Sei* ha sido la encargada de realizar la soldadura y el tendido del gasoducto submarino. Este barco actúa con una flota auxiliar de remolcadores que aumentan la capacidad de anclaje entre los que se encuentra el *Crawler*, que lleva a cabo las soldaduras de conexión de los distintos tramos del tendido y el *Far Sovereign*, que realiza la zanja en los aterrajajes de Mallorca y Denia. A esta importante flota se le añade el *Tertnes*, para la rectificación de vanos, y el *Nordic Giant*, un buque que realiza las zanjas en la zona cercana a la costa. Además, son necesarios remolcadores para la colocación de las anclas del *Castoro Sei*, un barco oceanográfico

que estudia el lecho marino, así como otros buques para el transporte de los tubos. La flota se completa con un barco de apoyo al submarino de control del tendido y otro buque para el transporte del personal.

El 23 de septiembre llega gas natural por primera vez a Mallorca para atender la demanda del mercado convencional y reforzar la seguridad del sistema eléctrico de las Islas, proporcionando combustible seguro a las centrales de generación allí ubicadas.

Además, esta nueva conexión supone mejoras desde el punto de vista medioambiental puesto que cuando estén realizadas las transformaciones previstas en las centrales eléctricas de la zona, se prevé una reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> de hasta 225.000 Tn/año.

### DEMANDA DE BALEARES



Otras infraestructuras puestas en operación durante el ejercicio 2009 son:

- **Los gasoductos insulares San Juan de Dios-Ca` s Tresorer y Ca` s Tresorer-Son Reus**, destinados principalmente a abastecer la demanda de gas natural de los ciclos combinados allí ubicados.
- **El gasoducto Vergara-Zaldivia-Villabona**, que corresponde a la fase II del gasoducto Vergara-Irún, concebido para aumentar la capacidad de la conexión internacional de Irún.
- **El ramal a Castellón y el desdoblamiento del ramal a Campo de Gibraltar**, planificados con el fin de ampliar su capacidad de transporte tal y como requieren los consumidores ubicados en ambos ramales, entre ellos varios ciclos combinados, dejando de ser catalogados como gasoductos saturados.
- **El gasoducto Zaragoza-Calatayud**, concebido para cubrir la demanda convencional e industrial de la región.

### Estaciones de compresión y flujos de transporte

El gas se vehicula a través de la red de gasoductos gracias a las 14 estaciones de compresión con las que cuenta el Sistema actualmente y que elevan la presión del gas hasta 72/80 bar aumentando la capacidad de transporte de los gasoductos. Las novedades en este ámbito son:

- **La nueva EC de Navarra**, operativa desde abril de 2009, de 49.854 HP de potencia instalada y dos turbocompresores, uno de ellos de reserva. Esta instalación está vinculada a la ampliación de la capacidad de la interconexión con Francia en Larrau y además aumenta la seguridad del suministro en el valle del Ebro.
- **La renovación de la EC de Haro** hasta una potencia de 29.999 HP, con un turbocompresor operativo más otro de reserva, que mejora, desde su puesta en marcha en agosto de 2009, el transporte hacia y desde el País Vasco, contando con el gasoducto Haro-Lemona.

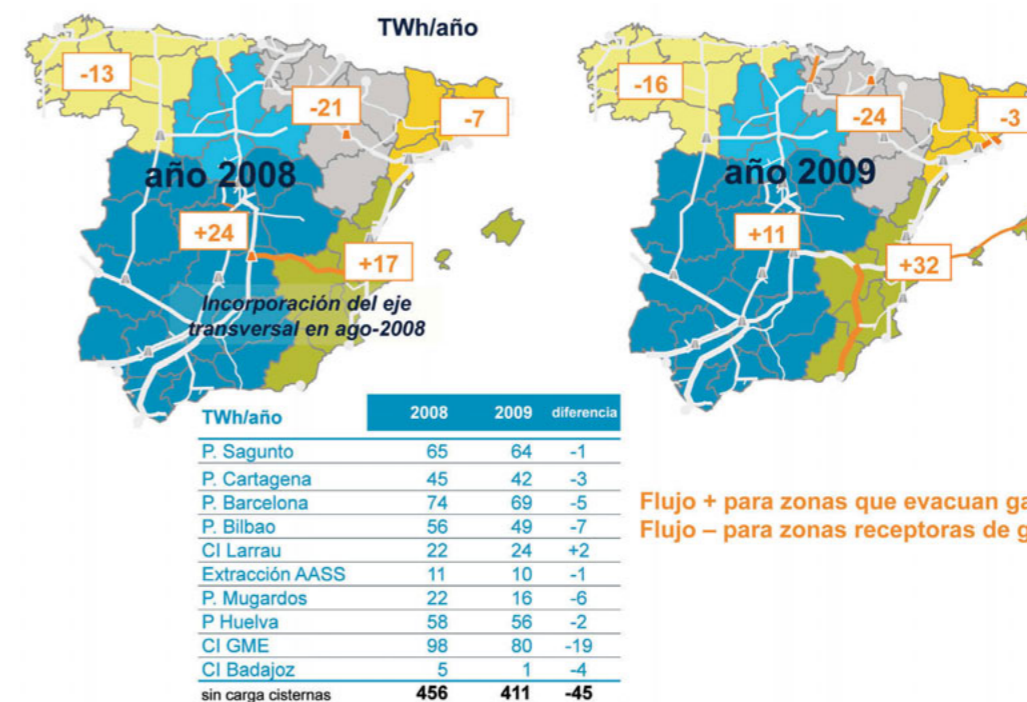
En 2009 se produce una disminución del 8% de la cantidad del gas comprimido por las estaciones de compresión respecto a 2008, disminuyendo así también sus autoconsumos. Sin embargo, desde la incorporación de la EC de Alcázar de San Juan y el Eje Transversal en agosto de 2008, aumenta notablemente la cantidad de gas comprimido en dicha estación en detrimento de la EC de Puertollano.

El conjunto zonal I (*Levante*) y V (*Oeste de Haro*) arroja un saldo de transporte acumulado en sentido sur a norte, por Tivissa, Haro, Cantabria y Zamora de + 43 TWh/año, lo que supone un aumento de 2 TWh más que en 2008.

La Zona II (*Cataluña*), Zona IV (*Noroeste*) y Zona III (*Valle del Ebro + País Vasco*), ubicadas al norte de la Península, continúan siendo receptoras de flujos emitidos desde las zonas sur y levante.

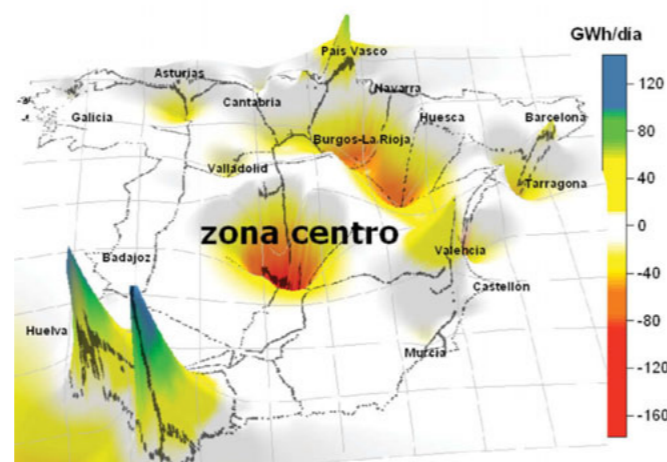
La red de transporte se completa con las estaciones de regulación y medida, que se encuentran ubicadas en los puntos de entrega de gas y reducen la presión del gas hasta 16 bar, como iniciación del proceso de adaptación a la presión final a la que las empresas y particulares consumen el gas natural.

### EVOLUCIÓN DE LOS FLUJOS ZONALES 2008 Y 2009



La zona geográfica más demandante, en cuanto a gas natural se refiere, continúa siendo la zona centro. Destaca Madrid en invierno por su elevado componente doméstico, que se hace patente cuando las temperaturas descienden significativamente. Es una región con un elevado consumo y alejada de cualquier entrada al Sistema. El transporte a esta zona ha quedado muy reforzado en los últimos años con la incorporación del Eje Córdoba-Alcázar de San Juan-Getafe, el Eje Transversal que une Montesa con Alcázar de San Juan y la EC de Alcázar de San Juan, lo que ha permitido una notable mejora de las presiones en esta zona, aún en horas punta invernales. Ejemplo de ello es el día 11 de enero de 2010, en el que se logra igualar el récord de 190 GWh/día en Madrid, alcanzado el 9 de enero de 2009. A la hora punta 22:00 se alcanzaron presiones de entrega transporte-distribución en el anillo de Madrid por encima de los 50 bara.

### ENTRADAS-SALIDAS AL SISTEMA GASISTA ESPAÑOL EL 11-ENE-2010



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. La contratación de los puntos de entrada a 31 de diciembre de 2009 es de 1.661 GWh/día, lo que supone un 66% de la capacidad nominal teórica de los puntos de entrada, y un 69% del total de la capacidad transportable.

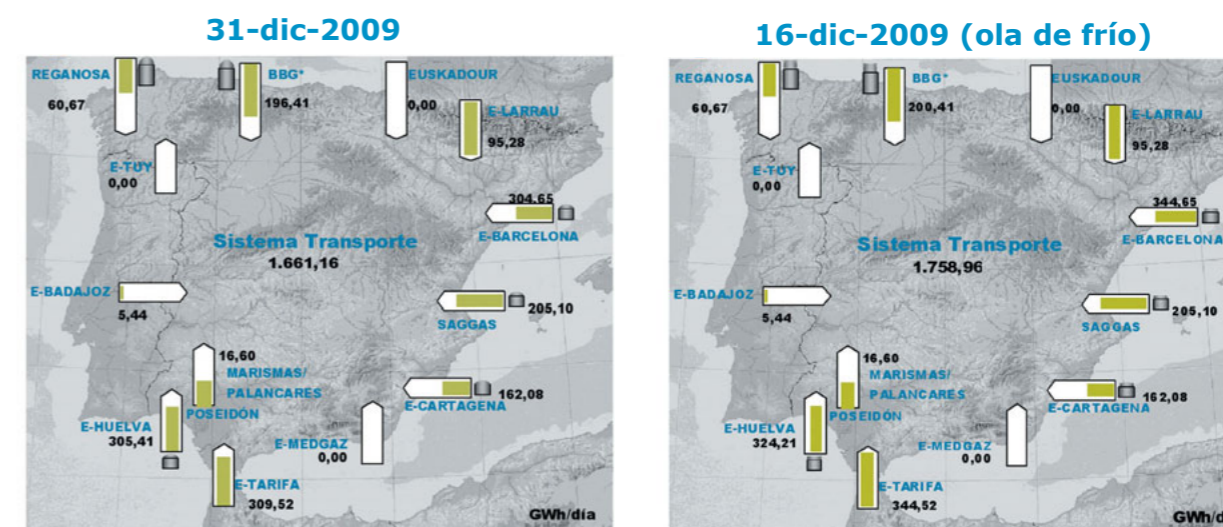
	GWh/día	Capacidad nominal
<b>invierno 2009-2010</b>		
P. BARCELONA	562	562
P. CARTAGENA	394	394
P. SAGUNTO	291	291
MEDGAZ	-	-
P. HUELVA	394	394
GN por GME	355	355
GN por Badajoz	68	68
Nacional	-	-
P. BILBAO	229	229
P. MUGARDOS	121	121
GN por LARRAU	100	100
GN por Tuy	12	12
GN por Irún	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>2.526</b>	<b>2.526</b>
AA SS	140	140
<b>TOTAL</b>	<b>2.666</b>	<b>2.666</b>

Sin embargo, atendiendo a la Regla 3ª del Plan de actuación Invernal 2009-2010, 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.

Ejemplo de ello es la contratación el día 16 de diciembre de 2009, que se incrementa en 98 GWh/día. Concretamente se aumenta la contratación de las plantas de Barcelona y Huelva y la conexión internacional de Tarifa.

En 2009 el Gestor Técnico del Sistema prosigue realizando su papel garantizando la continuidad, calidad y seguridad del suministro, bajo los principios de objetividad, transparencia y no discriminación; buscando el correcto funcionamiento del Sistema con criterios de eficacia, eficiencia y mejor servicio al cliente.

### CAPACIDAD CONTRATADA EN RED DE TRANSPORTE -ENTRADAS-



### Margen de seguridad

Con la entrada en servicio de las nuevas infraestructuras aumenta el margen de seguridad en la cobertura del mercado y la capacidad de transporte del Sistema, batiéndose el 16 de diciembre de 2009 el récord de transporte de gas en la actividad regulada con 1.885 GWh de gas transportado, entre los que se incluyen 48 GWh en tránsito internacional.

En el actual invierno 2009-2010, y pese al descenso del consumo de gas por parte de los clientes industriales, debido a la menor actividad ocasionada por la crisis económico-financiera, valorado en -75 GWh/día, el 16 de enero de 2010 se alcanza un nuevo récord de demanda convencional con 1.150 GWh/día, debido al crecimiento del sector doméstico-comercial concentrado en el Grupo 3 tarifario.

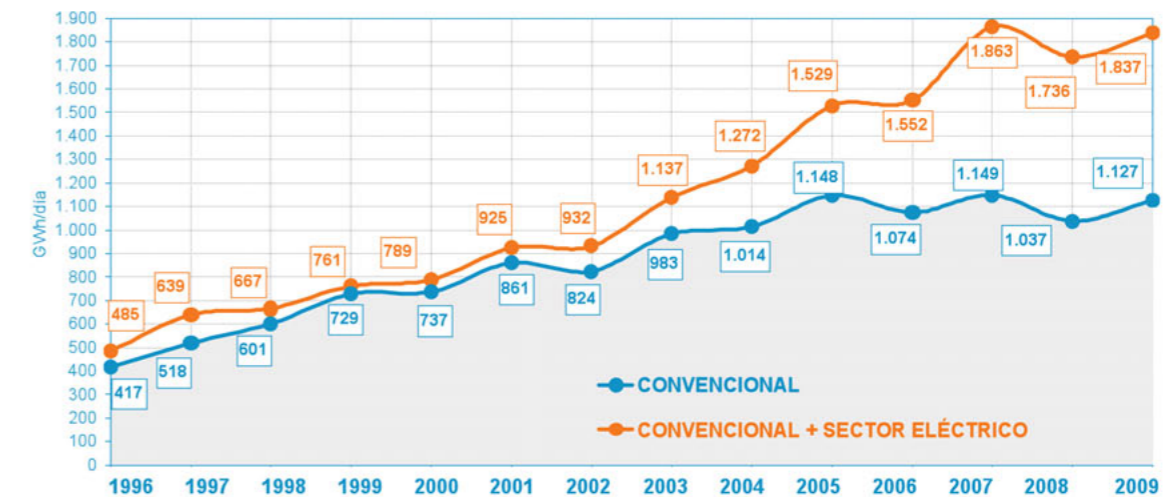
Es necesario seguir incorporando nuevas infraestructuras para mantener los márgenes de seguridad en días punta, tanto para la cobertura de la demanda nacional como para el cumplimiento de los compromisos internacionales en materia de exportación. Las infraestructuras deben dar cobertura a escenarios con olas de frío extremo, ausencia de viento y baja pluviosidad, incluso simultáneamente. La punta potencial de demanda nacional para el invierno 2009-2010, valorada en 2.040 GWh/día, arroja un margen de seguridad del 16% (esta punta potencial corresponde a un consumo del sector industrial semejante al de 2007). Si a esta demanda se le añaden unas exportaciones diarias de 45 GWh/día, el margen de seguridad se reduce al 14%.

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
Capacidad	1.063	1.244	1.618	1.757	1.985	2.150	2.255	2.424
Transporte máx.	1.148	1.247	1.503	1.552	1.665	1.863	1.792	1.885
Margen de Seguridad	-8%	0%	7%	12%	16%	13%	21%	22%

El factor de carga correspondiente al sector convencional alcanza su máximo histórico, 1,71, en el año 2009. Este parámetro se define como el cociente entre la demanda máxima y la demanda

media anual, siendo un claro indicador del grado de utilización del conjunto de las instalaciones necesarias para la cobertura de la punta de demanda convencional.

### EVOLUCIÓN PUNTUAL DE LA DEMANDA NACIONAL



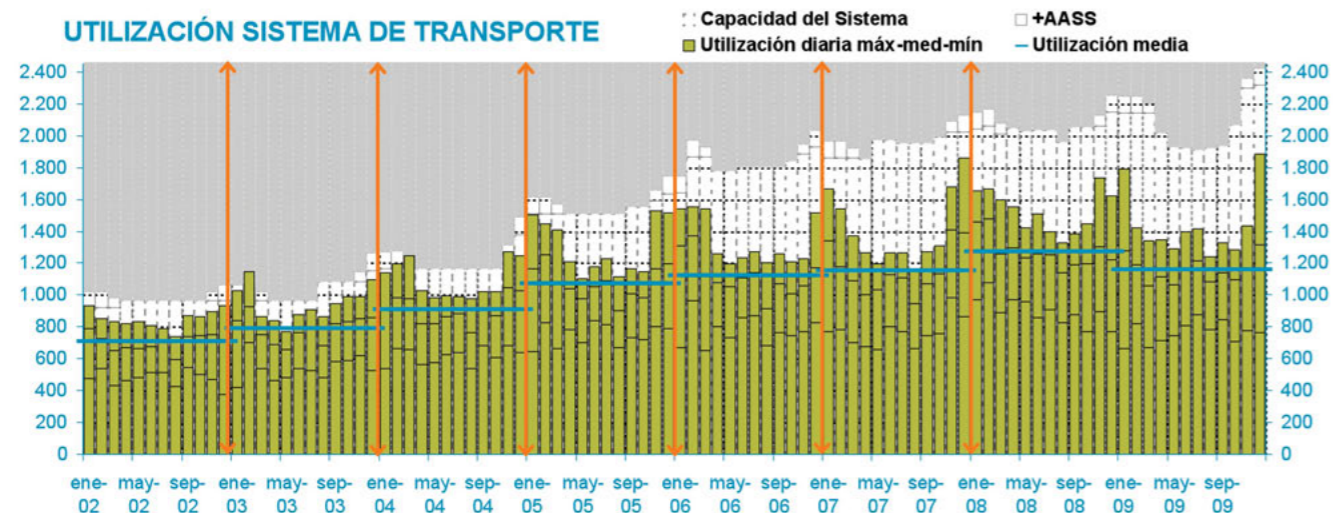
Años	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
CONVENCIONAL TWh/año	105,7	122,3	145,1	167,8	186,4	199,1	216,0	235,2	252,9	264,7	256,8	266,4	261,9	241,1
PUNTA														
GWh/día	417	518	601	729	737	861	824	983	1.014	1.148	1.074	1.149	1.037	1.127
Fecha	19-nov	16-dic	1-dic	17-dic	25-ene	18-dic	10-dic	18-feb	2-mar	27-ene	27-ene	26-ene	1-feb	16-dic
Factor de carga	1,44	1,55	1,51	1,59	1,45	1,58	1,39	1,53	1,47	1,58	1,53	1,57	1,45	1,71
CONVENCIONAL + S. ELÉCTRICO TWh/año	108,0	142,7	152,3	175,4	196,7	211,7	243,4	275,2	319,6	375,9	391,4	408,4	449,4	401,9
PUNTA														
GWh/día	485	639	667	761	789	925	932	1.137	1.272	1.529	1.552	1.863	1.736	1.837
Fecha	11-dic	16-dic	2-dic	16-dic	25-ene	19-dic	10-dic	18-feb	30-nov	29-nov	23-feb	17-dic	27-nov	16-dic
Factor de carga	1,64	1,63	1,60	1,58	1,47	1,59	1,40	1,51	1,46	1,48	1,45	1,67	1,41	1,67

Factor de Carga = ( Demanda PUNTA / Demanda MEDIA )

Otros días destacables en cuanto a valores importantes de transporte de gas natural son:

■ **El 9 de enero de 2009**, fecha en la que la Comunidad de Madrid alcanza su récord de demanda con 190 GWh, durante una ola de frío declarada en la nota de operación nº1.

■ **El 16 de diciembre de 2009**, que además de constituir el récord de demanda transportada comentado anteriormente, supuso una demanda nacional de gas natural de 1.837 GWh. Esta cifra de demanda se sitúa en el cuarto lugar de este ranking y supera todos los valores registrados a lo largo del ejercicio 2008, tan sólo superado por los valores alcanzados durante la ola de frío registrada en diciembre de 2007.



acumulado	Año 2006	Año 2007	Año 2008	Año 2009	
Capacidad Sistema máxima anual GWh/día	2.036	2.132	2.255	2.424	
TRANSPORTE diario GWh/día	máximo	1.552 88% 23-feb	1.863 87% 17-dic	1.736 78% 27-nov	1.885 78% 16-dic
	medio	1.122 61%	1.152 58%	1.274 61%	1.158 55%
	mínimo	649 34% 26-mar	655 33% 13-may	770 32% 19-oct	663 29% 1-ene
Volumen TRANSPORTADO* GWh	409.707	420.580	466.431	422.535	

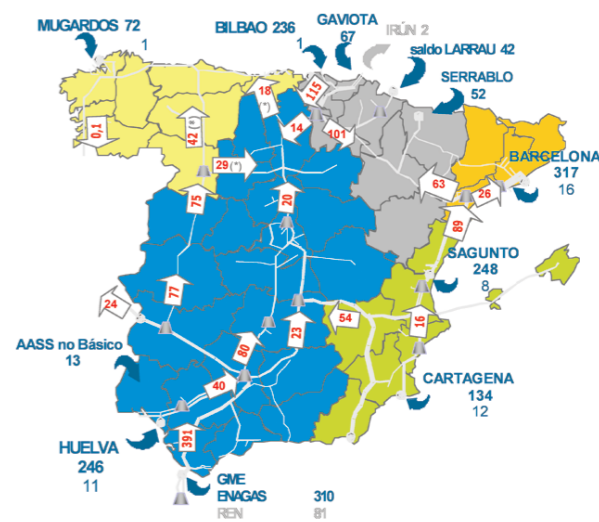
TRANSPORTE\* = DEMANDA nacional + EXPORT. INTERN. + GAS ALMACENADO MARISMAS + INYECCIÓN AASS

### MAPAS DE FLUJO

**Día laborable ESTIVAL**  
2-jul-09  
1.364 GWh



**Día laborable INVERNAL**  
16-dic-09  
1.885 GWh



Zona I  
Zona II  
Zona III  
Zona IV  
Zona V

Flujos zonales GWh





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 2009 no se ejecuta ningún corte a los 150 GWh de peaje interrumpible asignado y tampoco se registran incidencias en entradas o transporte en alta presión con repercusión en las entregas a distribución ni a clientes directos.

Sin embargo, cabe notificar las incidencias en gasoductos de transporte que se produjeron a causa del huracán Klaus, el segundo más fuerte en los últimos 15 años, que afectó a la Península durante el fin de semana del 23 al 25 de enero. Este fuerte temporal, con vientos de hasta 200 km/h, provocó cortes de suministro eléctrico que afectaron a diversas válvulas telecontroladas situadas en gasoductos del norte de España obligando así al personal de guardia de los Centros de Mantenimiento afectados a subsanar la falta de abastecimiento eléctrico mediante la instalación de grupos electrógenos de forma que, durante el incidente, el suministro de gas a las redes de distribución continuó con normalidad y las presiones en el sistema de transporte se mantuvieron en todo momento por encima de los valores mínimos de garantía.

### Subasta Gas Talón y Gas de operación

La Orden ITC/3802/2008, de 26 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 disposición adicional tercera 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, los transportistas comunican al Gestor Técnico del Sistema sus necesidades mensuales de gas para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2009 y el 30 de junio de 2010. El Gestor Técnico comunica a la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM) y a la Comisión Nacional de Energía (CNE) el programa mensual de compras de gas de cada transportista antes del 15 de febrero. Se detalla a continuación.

### NECESIDADES DE GAS TALÓN Y GAS OPERACIÓN

Unidad: MWh	Concepto	Año 2009		Año 2010		TOTAL
		jul-09 a sep-09	oct-09 a dic-09	ene-10 a mar-10	abr-10 a jun-10	
Enagás	Talón	128.557	1.593	0	161.654	291.804
	Operación	191.600	267.200	263.100	259.200	981.100
	<b>Total</b>	<b>320.157</b>	<b>268.793</b>	<b>263.100</b>	<b>420.854</b>	<b>1.272.904</b>
Ripsa y Murphy Spain Oil Company	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	84.285	21.645	11.800	87.835	205.565
	<b>Total</b>	<b>84.285</b>	<b>21.645</b>	<b>11.800</b>	<b>87.835</b>	<b>205.565</b>
Gas Natural Transporte S.D.G, S.L.	Talón	0	1.323	0	1.323	2.646
	Operación	83	125	307	215	729
	<b>Total</b>	<b>83</b>	<b>1.448</b>	<b>307</b>	<b>1.538</b>	<b>3.375</b>
Gas Natural Castilla La Mancha S.A.	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	95	193	251	191	730
	<b>Total</b>	<b>95</b>	<b>193</b>	<b>251</b>	<b>191</b>	<b>730</b>
Endesa Gas Transportista	Talón	3.555	187	0	152	3.894
	Operación	221	413	618	343	1.594
	<b>Total</b>	<b>3.776</b>	<b>600</b>	<b>618</b>	<b>495</b>	<b>5.488</b>
Transportista Regional del Gas	Talón	10	0	0	0	10
	Operación	316	550	243	205	1.315
	<b>Total</b>	<b>326</b>	<b>550</b>	<b>243</b>	<b>205</b>	<b>1.325</b>
Naturgás Energía Transporte	Talón	0	636	4.916	0	5.552
	Operación	2.600	3.000	3.350	2.950	11.900
	<b>Total</b>	<b>2.600</b>	<b>3.636</b>	<b>8.266</b>	<b>2.950</b>	<b>17.452</b>
Septentrional del Gas	Talón	1.902	0	0	0	1.902
	Operación	23	41	78	65	207
	<b>Total</b>	<b>1.925</b>	<b>41</b>	<b>78</b>	<b>65</b>	<b>2.109</b>
Infraestructuras Gasistas de Navarra	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	0	0	0	0	0
	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Saggas	Talón	48.440	0	0	0	48.440
	Operación	6.400	3.900	1.350	1.350	13.000
	<b>Total</b>	<b>54.840</b>	<b>3.900</b>	<b>1.350</b>	<b>1.350</b>	<b>61.440</b>
Reganosa	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	450	450	450	3.600	4.950
	<b>Total</b>	<b>450</b>	<b>450</b>	<b>450</b>	<b>3.600</b>	<b>4.950</b>
Bahia Bizkaia Gas	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	6.000	15.600	9.900	6.000	37.500
	<b>Total</b>	<b>6.000</b>	<b>15.600</b>	<b>9.900</b>	<b>6.000</b>	<b>37.500</b>
Iberdrola	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	0	0	0	0	0
	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Gas Extremadura Transportista	Talón	0	397	0	0	397
	Operación	96	157	170	143	565
	<b>Total</b>	<b>96</b>	<b>554</b>	<b>170</b>	<b>143</b>	<b>962</b>
Transportista Sureuropea del Gas	Talón	142	0	0	0	142
	Operación	4	4	4	4	15
	<b>Total</b>	<b>146</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>157</b>
Distribuidora Sureuropea del Gas	Talón	2.066	0	0	0	2.066
	Operación	0	5	15	31	50
	<b>Total</b>	<b>2.066</b>	<b>5</b>	<b>15</b>	<b>31</b>	<b>2.116</b>
<b>Σ Talón</b>		<b>184.672</b>	<b>4.136</b>	<b>4.916</b>	<b>163.129</b>	<b>356.853</b>
<b>Σ Operación</b>		<b>292.172</b>	<b>313.283</b>	<b>291.635</b>	<b>362.132</b>	<b>1.259.221</b>
<b>TOTAL</b>		<b>476.844</b>	<b>317.419</b>	<b>296.551</b>	<b>525.261</b>	<b>1.616.074</b>

La Resolución de la DGPEyM de 30 de abril de 2009, establece las reglas operativas para el desarrollo de la subasta.

El 28 de mayo se realiza la tercera subasta para la adquisición del gas de operación y gas talón, llevada a cabo por OMEL DIVERSIFICACION, SAU y esta última, 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 30 de abril de 2009.

La subasta se realizó siguiendo el método de reloj descendente en múltiples rondas, siendo los adjudicatarios BP y Shell.

## CARACTERÍSTICAS DE LA SUBASTA

	1-jul-08 / 30-jun-09	1-jul-09 / 30-jun-10
Fecha de la Subasta	12-jun-08	28-may-09
Cantidad Subastada	20 bloques /100%	20 bloques /100%
Precio de Cierre de la Subasta	30,94 €/MWh	14,65 €/MWh
Número de Rondas totales		13
Cantidad Adjudicada	20 bloques /100%	20 bloques /100%
Gas talón	26 GWh	358 GWh
Gas de operación	1.059 GWh	1.259 GWh
<b>Total</b>	<b>1.085 GWh</b>	<b>1.617 GWh</b>

## CALIDAD MEDIA DE LOS GASES DE EMISIÓN AÑO 2009

PRODUCCIÓN (GWh)	BARCELONA Red 35	BARCELONA Red 72	BARCELONA Red 35L	BARCELONA Red 72N	HUELVA Red 72	HUELVA 16/72	HUELVA Red 16	CARTAGENA H00
PRODUCCIÓN (GWh)	27.619	33.379	183	7.942	34.990	21.243	6	42.306
FRACCIONES MOLARES (%)	BARCELONA B35X	BARCELONA B72	BARCELONA B35L	BARCELONA B72N	HUELVA 72	HUELVA 16/72	HUELVA H16	CARTAGENA H00
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	0,222	0,327	3,552	0,330	0,342	0,342	0,345	0,202
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
CALIDAD DEL GAS								
P.C.S. [MJ/m <sup>3</sup> (n)]	43,484	43,466	39,535	43,535	42,703	42,703	42,703	42,811
P.C.S. [kWh/m <sup>3</sup> (n)]	12,079	12,074	10,982	12,093	11,862	11,862	11,862	11,892
P.C.I. [kWh/m <sup>3</sup> (n)]	10,893	10,889	9,886	10,906	10,691	10,691	10,691	10,719
Densidad relativa	0,6148	0,6157	0,5851	0,6168	0,6035	0,6035	0,6035	0,6037

REGANOSA	SAGUNTO	BBG	Yacimiento MARISMAS F05.01	Yacimiento PALANCARES F06	Conexión FRANCIA G00	Gasoducto MAGREB K01	Yacimiento POSEIDÓN (pos.F03A.1)	TOTAL PRODUCCIÓN (GWh)
REGANOSA	15.11 ENA	BBG	MARISMAS F05.01	PALANCARES F06	FRANCIA G00	MAGREB K01	POSEIDÓN (pos.F03A.1)	415.613
15.958	63.671	48.846	268	776	16.253	101.504	670	415.613
REGANOSA	SAGUNTO	BBG	Yacimientos MARISMAS pos F05.01	Yacimientos PALANCARES pos F06	Conexión FRANCIA pos. E15	Gasoducto MAGREB pos. K01	Yacimiento POSEIDÓN (pos.F03A.1)	FRACCIONES MOLARES
REGANOSA	15.11 ENA	BBG	MARISMAS pos F05.01	PALANCARES pos F06	FRANCIA pos. E15	MAGREB pos. K01	POSEIDÓN (pos.F03A.1)	0,531
0,037	0,231	0,166	0,334	0,338	0,596	1,366	0,548	0,531
0,000	0,000	0,000	0,010	0,010	0,177	1,899	0,047	0,471
CALIDAD MEDIA PONDERADA								
43,175	42,437	42,167	42,523	42,437	42,847	42,624	40,295	42,738
11,993	11,788	11,713	11,812	11,788	11,902	11,840	11,193	11,872
10,812	10,621	10,551	10,646	10,623	10,730	10,682	10,069	10,703
0,6079	0,5980	0,5928	0,6008	0,5993	0,6114	0,6436	0,5673	0,6136

6

## Mercado del gas natural



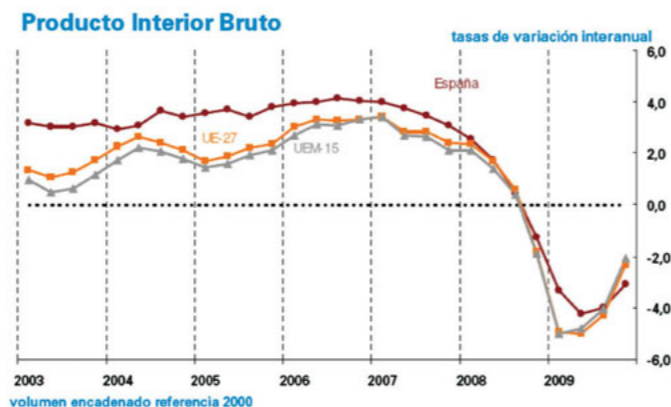
### Demanda de gas natural

En el ejercicio 2009, la demanda del mercado nacional alcanza los 401.855 GWh, lo que supone un descenso del 10,6% respecto al año 2008. Este retraimiento de la demanda se produce tanto en el sector convencional (doméstico/comercial + industrial) como en las entregas de gas para generación eléctrica.

Desde el punto de vista energético, el año 2009 ha estado marcado, fundamentalmente, por la evolución de la economía y el incremento de la generación con fuentes renovables.

Por mercados, el sector convencional (doméstico/comercial + industrial) acumula 241.062 GWh, lo que representa una bajada del 8% respecto al año anterior. Las entregas de gas para generación eléctrica, 160.793 GWh, descienden un 14,2 % respecto a 2008.

El descenso de la demanda es fruto, principalmente, de la coyuntura económica, como se observa en la evolución de los resultados de la contabilidad nacional trimestral del tercer trimestre publicada en noviembre de 2009. Según los datos publicados por el INE, el crecimiento económico en España en 2009 registró un descenso del 3,6% frente al incremento del 1,2% de 2008.



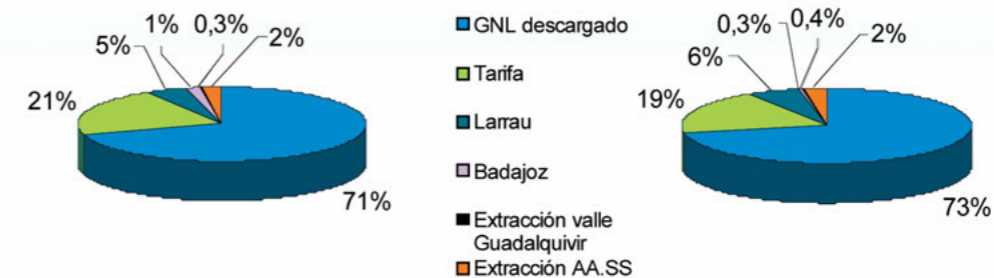
En el sector gasista, el descenso de la demanda se advierte hasta el mes de noviembre 2009 inclusive, en sintonía con la evolución del PIB. En ambas tendencias se aprecia una ralentización del decrecimiento a partir del segundo semestre de 2009. Desde diciembre de 2009, la demanda de gas experimenta un aumento respecto al mismo periodo del año anterior, aumento que se mantiene a fecha de edición del presente informe en febrero de 2010.

crecimiento 2009 s./ 2008	acumulado			
	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4
Convencional	-8,9%	-10,9%	-7,0%	-5,1%
S. Eléctrico	-31,0%	-14,7%	-4,4%	-6,8%
Total gas natural	-17,2%	-12,5%	-5,7%	-5,7%
PIB	-3,2%	-4,2%	-4,0%	-3,1%

En el sector eléctrico se observa una recuperación en el tercer trimestre, que vuelve a presentar un ligero retroceso en el último trimestre, debido al aumento de las precipitaciones –que se traduce en una mayor generación hidráulica–, y al aumento de la generación eólica. En este año, la producción de energía con fuentes renovables alcanza el 26%.

### EVOLUCIÓN DEL GAS TRANSPORTADO

Unidad : GWh	2008	2009	%s/año 2008
	real	real	
<b>Mercado NACIONAL</b>	<b>449.389</b>	<b>401.855</b>	<b>-10,6%</b>
-Convencional nacional	261.921	241.062	-8,0%
-Sector eléctrico	187.468	160.793	-14,2%
Exportaciones C.I.	<b>2.145</b>	<b>11.564</b>	<b>+439%</b>
Salidas valle Guadalquivir	<b>1.441</b>	<b>1.495</b>	<b>+4%</b>
<b>Transporte actividad regulada</b>	<b>452.976</b>	<b>414.914</b>	<b>-8%</b>
Tránsito GME a REN	<b>28.318</b>	<b>21.934</b>	
<b>Total SALIDAS</b>	<b>481.294</b>	<b>436.848</b>	<b>-9%</b>

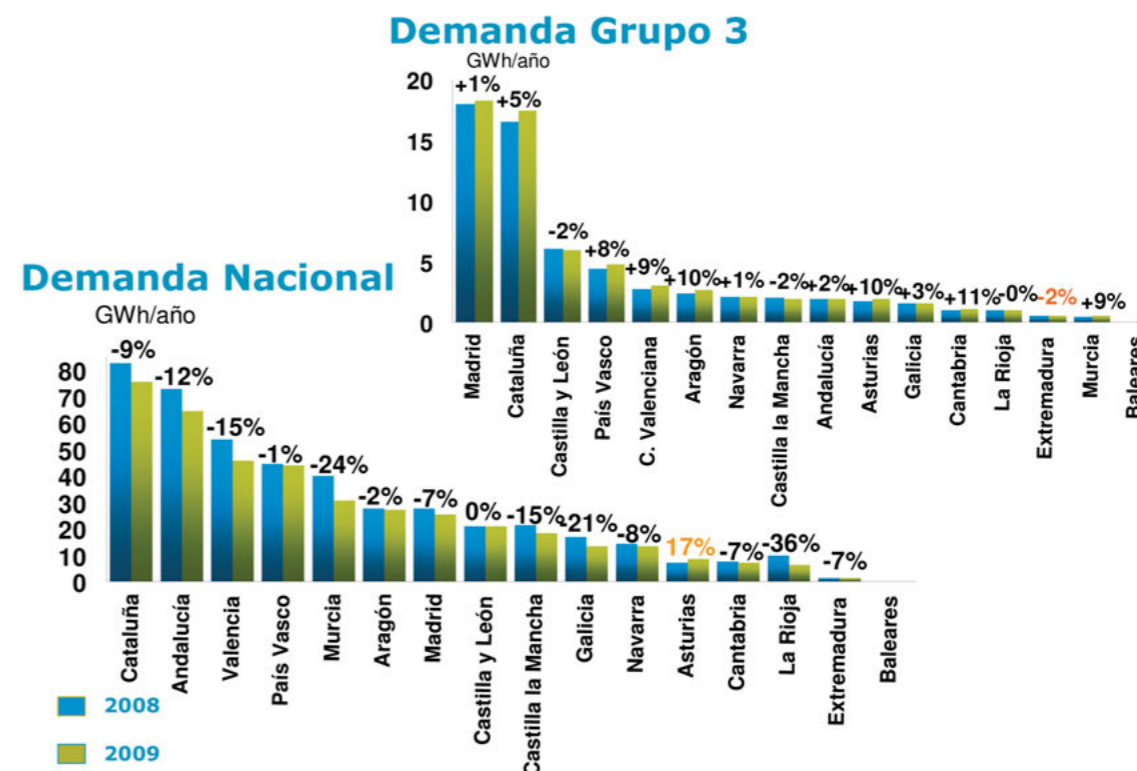
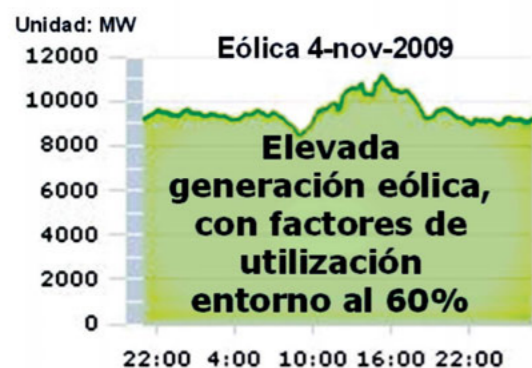


En 2009 el 31% de la cobertura de la demanda anual de energía eléctrica en España se realiza a partir de ciclos combinados de gas natural.

Una vez más se constata el papel de los ciclos combinados como pieza fundamental para la integración de las energías renovables no gestionables, tales como la eólica o la solar-fotovoltaica, en el mix de generación eléctrica. Muestra de ello es su indiscutible liderazgo en los servicios de ajuste ligados a la operación del sistema eléctrico.

Por Comunidades Autónomas, la que acumula mayor demanda continúa siendo Cataluña, seguida de Andalucía y Valencia. En la práctica totalidad de las CCAA desciende la demanda de gas, a excepción de Asturias, en la que se observa un crecimiento del 17% debido a la incorporación del ciclo combinado de Soto de Ribera.

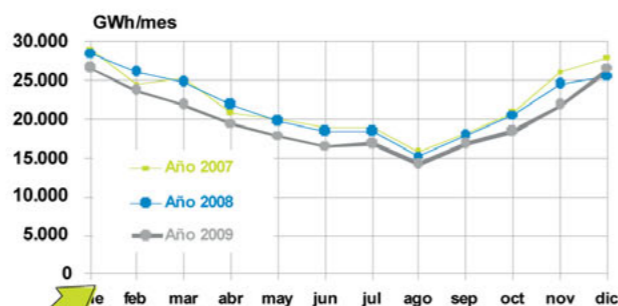
La Comunidad Autónoma con mayor presencia de mercado doméstico y comercial (Grupo 3) es Madrid, seguida de Cataluña y Castilla y León.



### Mercado Convencional

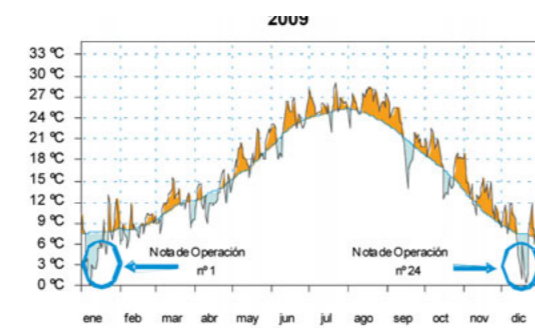
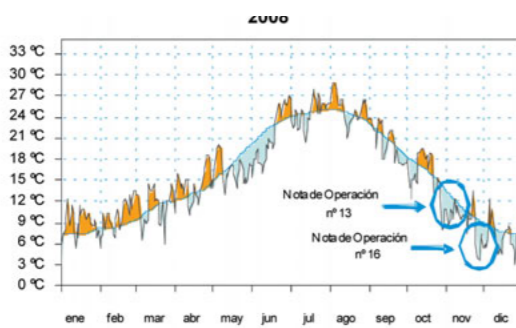
Analizando la evolución de los últimos años, el descenso del mercado convencional en este ejercicio, 8%, es el más acentuado.

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



Detalle mensual acumulado

Evolución anual desde 2003



En cuanto a las temperaturas, en el primer trimestre del año se registran valores inferiores a los de 2008, incurriendo en enero de 2009 en la primera ola de frío. El resto del año se caracteriza por temperaturas más suaves que las del ejercicio anterior, con una bajada drástica a mediados de diciembre, declarándose la segunda ola de frío del año.

La menor demanda convencional es, fundamentalmente, consecuencia de la menor actividad industrial que se manifiesta en la mayoría de los sectores. Destacan los ligados a la construcción (incluyendo el sector azulejero —gran consumidor de gas natural—), químico, metalúrgico, papel, automoción y textil, este último ya en progresiva disminución desde hace algunos años.

En el siguiente mapa se puede observar la distribución geográfica de la demanda convencional por Comunidades Autónomas, así como el detalle del Grupo 3 (doméstico/comercial).

Un rasgo a destacar es el aumento de la demanda del Grupo 3 (doméstico/comercial) en 2009. El TAM (Total Anual Móvil) acumulado a noviembre de 2009 (dic-08 a nov-09), según la información publicada por la CNE y CORES, registra un ascenso del 4% frente a 2008.

### SISTEMA GASISTA AÑO 2009

#### Demanda convencional por CCAA



#### Demanda Grupo 3



Grupo 3  
+4% Aumento de demanda en 2009 vs 2008

FUENTE: CORES y CNE

Fuente: CORES Y CNE

### Entregas de gas natural para generación eléctrica

En 2009, el consumo de gas natural para generación eléctrica experimenta un descenso del 14,2% respecto a 2008. Esta bajada es debida, fundamentalmente, a la menor demanda eléctrica, que, de forma análoga a la demanda convencional de gas, desciende un 4,6% —primera tasa negativa anual de la serie histórica de evolución de la demanda que arranca en 1985—, al incremento del régimen especial y a la mayor generación hidráulica.

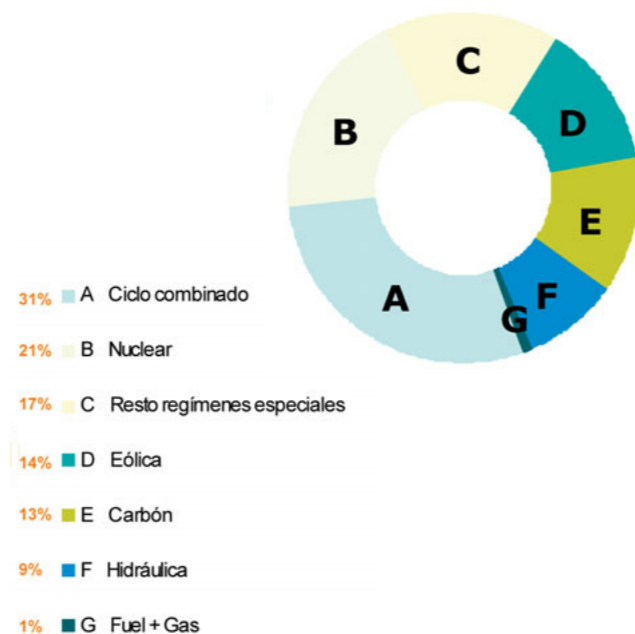
En este ejercicio, el incremento de potencia instalada de ciclos combinados es de 536 MW, con la ampliación del *peaker* Escatrón Global 3 (95 MW) y la incorporación del ciclo de Málaga (441 MW). A finales de año se cuentan 55 grupos en operación, con un factor de utilización anual del 44%. Por la flexibilidad que aportan a la operación del Sistema, los ciclos combinados han sido la generación mayoritaria de los servicios de ajuste del mismo.

El 31% de la cobertura de la demanda anual de energía eléctrica en España se realiza a partir de ciclos combinados. Para ello, ha sido necesario transportar 158.802 GWh, que unidos a los 1.992 GWh consumidos por las centrales térmicas bi-combustibles acumulan 160.793 GWh.

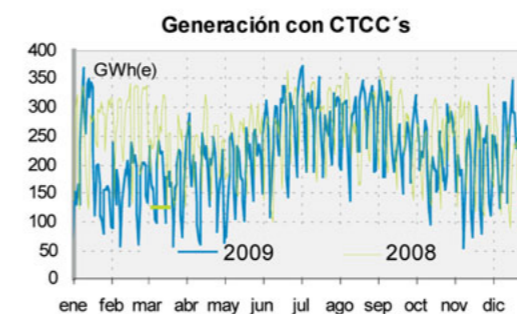
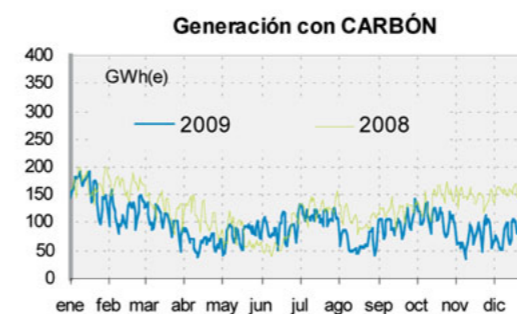
Dicho consumo representa el 40% del total de la demanda nacional de gas natural frente al 42% del año 2008, consolidándose como segmento fundamental en el desarrollo del sector.

Con el descenso del consumo eléctrico y el incremento de la energía renovable, la disminución del hueco térmico con respecto al ejercicio anterior es de 25 TWh(e), un -18%. En cantidades absolutas el descenso del carbón y de los ciclos combinados es similar, entorno a 12 TWh(e). En cifras relativas, los ciclos combinados disminuyen un 14% mientras que el carbón lo hace en un 27%.

### MIX DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PENINSULAR 2009



La comparativa en la evolución de la generación con carbón y con ciclos combinados queda de manifiesto en los gráficos siguientes:

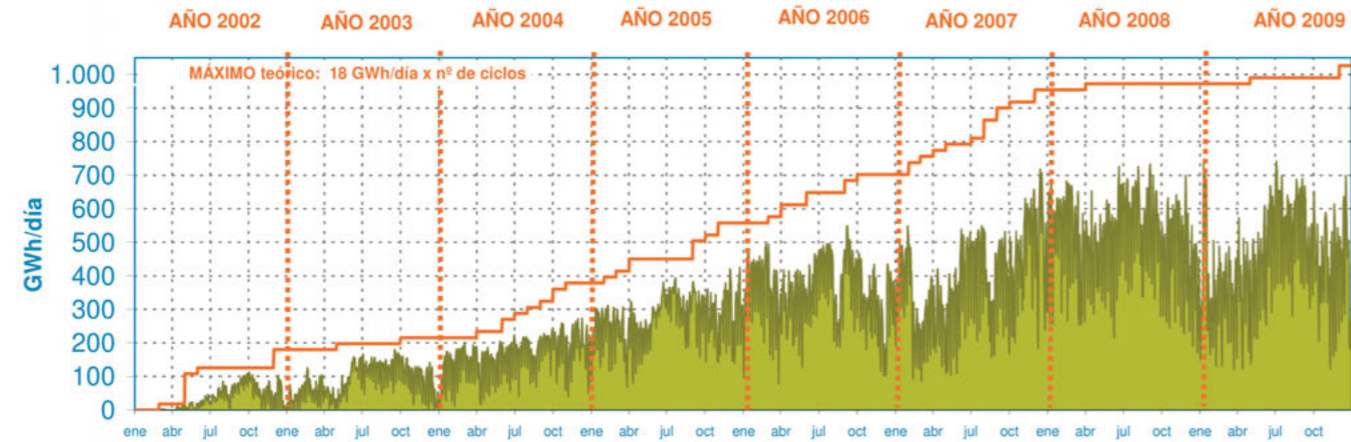


La primera quincena de noviembre destaca por ser un período de elevada eolicidad. El día 8 se produce el récord de generación eólica con una cobertura del 45% de la generación. En este aspecto, los ciclos combinados representan un papel fundamental en la integración de energías renovables ya que, junto con la generación hidráulica, son las únicas tecnologías gestionables capaces de reaccionar de forma eficiente acoplando o desacoplando la potencia necesaria en pocas horas para dar cabida a la generación eólica en la cobertura de la demanda eléctrica.

Para garantizar el desarrollo sostenible de las energías renovables con la entrada en funcionamiento de nuevas instalaciones, es necesario dotar al sistema eléctrico de energías alternativas que permitan la generación en caso de no contar con los recursos naturales necesarios (viento, agua, sol).

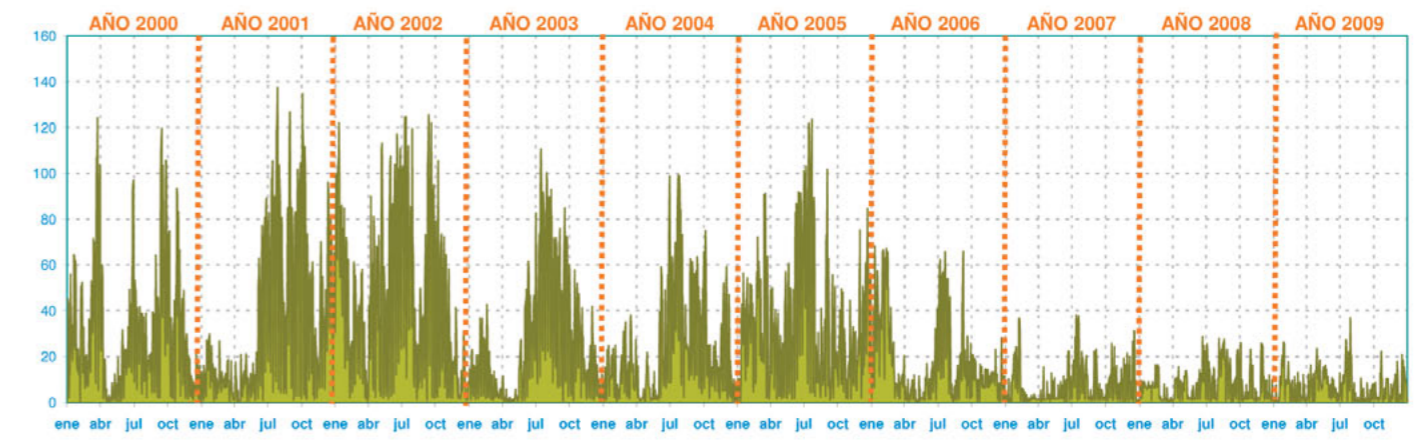
Durante este ejercicio, aunque no se ha superado el récord de entregas de gas para generación eléctrica alcanzado el 20 de junio de 2008, 754 GWh/día, se han registrado valores cercanos el 2 de julio con 751 GWh/día, o el 9 de enero con 741 GWh/día.

### CTCC: HORAS EQUIVALENTES DE UTILIZACIÓN



AÑO	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	año	F. Utilización
<b>Año 2002</b>														
n° ctcc			1	1	6	7	7	7	7	7	7	10	11.227	30%
Consumo (GWh)			19	109	344	746	1.243	1.622	2.421	2.320	1.265	1.137	11.227	
<b>Año 2003</b>														
n° ctcc	10	10	10	10	11	11	11	11	11	12	12	12	31.108	43%
Consumo (GWh)	1.045	1.855	1.730	1.208	1.771	3.737	3.921	3.648	4.085	3.647	2.567	1.894	31.108	
<b>Año 2004</b>														
n° ctcc	12	12	12	13	13	15	16	17	18	20	21	21	58.733	57%
Consumo (GWh)	3.177	3.953	4.628	3.769	4.165	4.820	5.652	5.001	6.082	5.966	5.724	5.797	58.733	
<b>Año 2005</b>														
n° ctcc	21	22	23	25	25	25	25	25	28	29	31	31	98.729	59%
Consumo (GWh)	6.964	6.845	6.846	6.735	7.256	9.505	10.554	9.139	9.122	8.478	8.789	8.496	98.729	
<b>Año 2006</b>														
n° ctcc	31	31	32	34	34	36	36	36	38	39	39	39	128.560	56%
Consumo (GWh)	11.353	11.160	9.775	9.647	10.134	11.218	13.709	10.103	13.060	10.487	8.951	8.961	128.560	
<b>Año 2007</b>														
n° ctcc	39	42	43	43	44	44	44	48	50	51	51	53	139.697	46%
Consumo (GWh)	12.636	8.071	8.124	8.571	9.156	12.649	13.568	10.868	11.907	12.857	15.892	15.399	139.697	
	58%	39%	35%	37%	37%	53%	54%	41%	44%	45%	56%	52%		
<b>Año 2008</b>														
n° ctcc	53	53	53	54	54	54	54	54	54	54	54	54	184.605	52%
Consumo (GWh)	16.618	16.476	14.136	14.465	14.874	15.587	18.188	16.986	16.128	14.978	14.107	12.062	184.605	
	56%	60%	48%	50%	49%	53%	60%	56%	55%	50%	48%	40%		
<b>Año 2009</b>														
n° ctcc	54	54	54	54	55	55	55	55	55	55	55	55	158.802	44%
Consumo (GWh)	12.474	9.423	10.526	11.274	11.240	15.683	17.538	16.817	15.426	13.736	11.753	12.912	158.802	
	41%	35%	35%	39%	37%	53%	57%	55%	52%	45%	40%	42%		
	31	29	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31		

### SEGUIMIENTO ENTREGAS A CENTRALES TÉRMICAS



Consumo (GWh)	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	año
<b>Año 2000</b>	956	575	1.773	398	230	951	899	703	1.686	1.229	746	222	10.369
<b>Año 2001</b>	421	277	226	218	270	1.272	2.119	1.743	1.773	1.666	534	1.347	11.866
<b>Año 2002</b>	2.265	882	772	1.362	1.372	1.993	2.494	841	1.887	1.422	577	247	16.115
<b>Año 2003</b>	381	494	122	60	229	1.028	1.859	1.673	1.346	919	456	355	8.922
<b>Año 2004</b>	371	318	492	145	117	945	1.737	969	1.100	691	641	411	7.937
<b>Año 2005</b>	802	1.131	1.008	654	828	1.810	2.231	656	809	611	724	1.178	12.441
<b>Año 2006</b>	1.054	1.075	272	117	92	319	1.242	335	600	355	365	274	6.098
<b>Año 2007</b>	238	185	134	81	113	237	460	197	146	248	238	241	2.517
<b>Año 2008</b>	217	226	37	200	149	337	287	539	297	229	163	181	2.863
<b>Año 2009</b>	254	102	134	252	303	141	190	49	87	160	164	155	1.992

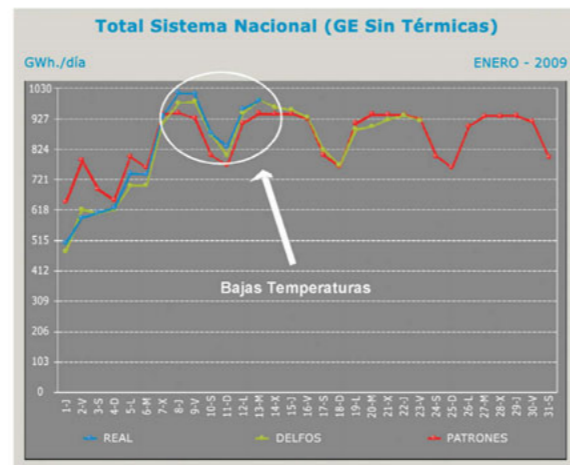


### Olas de Frío

A lo largo del año 2009 se han producido descensos de temperaturas significativos que han repercutido en el aumento de demanda del Sistema Gasista y quedan reflejados en las Notas de Operación nº1 y nº24 publicadas en la página web de Enagás.

#### ■ (SOE) Nota de Operación nº1. Ola de Frío

El día 7 de enero se declara situación de operación excepcional que se prolonga hasta el día 14 de enero, con el siguiente incremento por demanda extraordinaria.

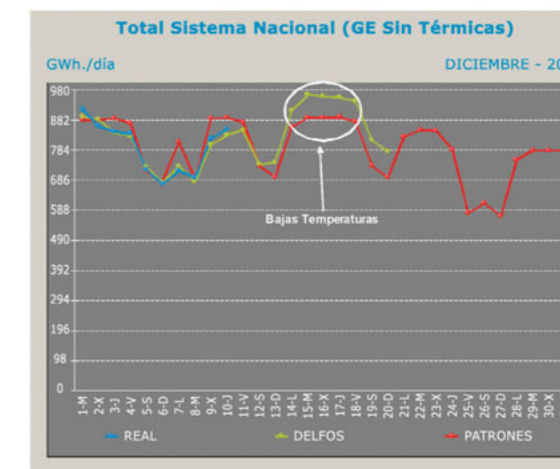


#### Δ Resumen Demanda extraordinaria Grupo 3

	GWh/día	J8 ene	V9 ene	S10 ene	D11 ene	L12 ene	M13 ene	X14 ene	J15 ene efecto inercia bajas temperaturas	V16 ene	Total
<b>Total Sistema</b>		<b>+133</b>	<b>+156</b>	<b>+150</b>	<b>+101</b>	<b>+135</b>	<b>+129</b>	<b>+53</b>	<b>+40</b>	<b>+26</b>	<b>+922</b>
en Zona 1: Levante		+11	+13	+27	+11	+8	-	-	-	-	<b>+69</b>
en Zona 2: Barcelona - Tivissa		+40	+29	+22	+9	+11	+11	+12	+14	+10	<b>+159</b>
en Zona 3: Valle del Ebro		+25	+23	+28	+25	+21	+25	+8	+7	+3	<b>+165</b>
en Zona 4: Noroeste		+8	+9	+7	+6	+8	+8	+4	+3	+1	<b>+54</b>
en Zona 5: resto de Oeste de Haro		+49	+81	+66	+51	+87	+84	+29	+16	+13	<b>+476</b>

#### ■ (SOE) Nota de Operación nº24. Ola de Frío

El día 14 de diciembre se declara la segunda Ola de Frío de 2009 que se dará por finalizada el 22 de diciembre.



El 16 de diciembre se produce el máximo histórico en demanda de transporte del sistema regulado:

GWh/día	invierno 2007-2008	invierno 2008-2009	invierno 2009-2010		16-dic-09 real
	17-dic-07 real	09-ene-09 real	punta prevista	máximo invernal	
<b>DEMANDA nacional</b>	<b>1.863</b>	<b>1.789</b>	<b>1.936</b>	<b>1.936</b>	<b>1.837</b>
Convencional	1.129	1.048	1.115	1.115	1.127
gas emisión	1.075	1.009	1.065	1.065	1.077
cisternas	54	39	50	50	49
<b>Sector Eléctrico</b>	<b>734</b>	<b>741</b>	<b>821</b>	<b>821</b>	<b>711</b>
CT	31	1	-	-	11
CTCC	703	740	821	821	711
Potencia instalada	20.438 MW	20.971 MW	23.222 MW	23.222 MW	21.396 MW
Factor utilización	74%	76%	78%	78%	73%
Exportación CI	0	3	46	46	48
Salidas V.Guadalquivir	0	0	0	0	0
<b>TRANSPORTE ACTIVIDAD REGULADA</b>	<b>1.863</b>	<b>1.792</b>	<b>1.982</b>	<b>1.982</b>	<b>1.885</b>

records registrados

En enero de 2010 se declara una nueva Ola de Frío desde el día 7 hasta el 15, con el siguiente incremento de demanda extraordinaria:

### Δ Demanda extraordinaria Grupo 3

GWh/día	J7 ene	V8 ene	S9 ene	D10 ene	L11 ene	M12 ene	X13 ene	J14 ene	V15 ene	Total
<b>Total Sistema</b>	<b>+93</b>	<b>+200</b>	<b>+205</b>	<b>+238</b>	<b>+207</b>	<b>+146</b>	<b>+158</b>	<b>+93</b>	<b>+88</b>	<b>+1.428</b>
en Zona 1: Levante	-	+4	+5	+15	+18	+14	+15	+8	+7	<b>+87</b>
en Zona 2: Barcelona - Tivissa	+18	+51	+61	+68	+57	+42	+38	+20	+18	<b>+372</b>
en Zona 3: Valle del Ebro	+16	+33	+45	+46	+26	+19	+22	+14	+13	<b>+235</b>
en Zona 4: Noroeste	+14	+17	+17	+14	+15	+3	+2	+2	+1	<b>+83</b>
en Zona 5: resto de Oeste de Haro	+45	+96	+78	+95	+90	+68	+81	+50	+49	<b>+652</b>

La Ola de Frío fue declarada en la Nota de Operación 01 el lunes 04-ene, siguiendo el procedimiento marcado en el Plan de Actuación Invernal. Duración de la ola de frío: 9 días.

Durante esos días se alcanzan máximos de demanda como los registrados en demanda convencional nacional y en la Comunidad de Madrid.

#### Récords CONVENCIONAL

12-ene-2010	1.150
26-ene-2007	1.149
27-ene-2005	1.148
11-ene-2010	1.143
28-ene-2005	1.129

#### Récords MADRID

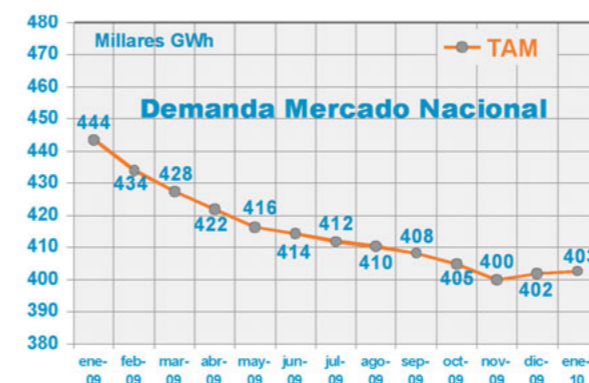
09-ene-2009	190
11-ene-2010	190
12-ene-2010	185
13-ene-2009	185
08-ene-2009	184

Unidad: GWh/día

### El entorno energético actual: expectativas

Bajo el punto de vista energético, el año 2009 es el único de los diez últimos con un ratio de descenso del consumo de energía en España, inducido por la situación económica.

No obstante, la demanda del mercado nacional de gas natural experimenta un cambio de tendencia desde diciembre de 2009, y que se mantiene a la fecha de redacción del presente informe en febrero de 2010.



La coyuntura económica mundial ha afectado a los mercados energéticos y afectará a sus perspectivas para los próximos años.

Una consecuencia llamativa de la crisis económico-financiera es el marcado interés de los distintos gobiernos por desarrollar estímulos fiscales y monetarios que potencien la eficiencia energética. Así, el gran reto energético para los países de la UE en los próximos años es avanzar en el cumplimiento del objetivo común para 2020 de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en un 20%, generar el 20% de la energía eléctrica a partir de fuentes renovables y aumentar la eficiencia energética un 20% (Objetivo 20-20-20).

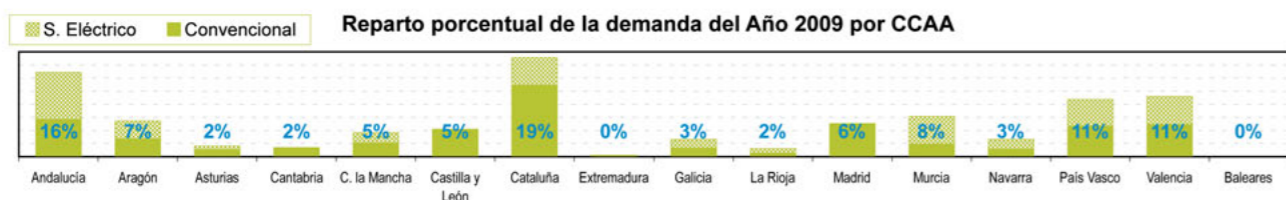
Para la consecución de estos objetivos es fundamental el papel de los ciclos combinados y su labor como generación articuladora para la integración de fuentes de energía renovables.

En los próximos años, el gas natural desempeñará un papel esencial. Con la recuperación del crecimiento económico, que se prevé comience a partir de 2010, se estima que la demanda mundial de gas natural retomará su tendencia al alza a largo plazo.

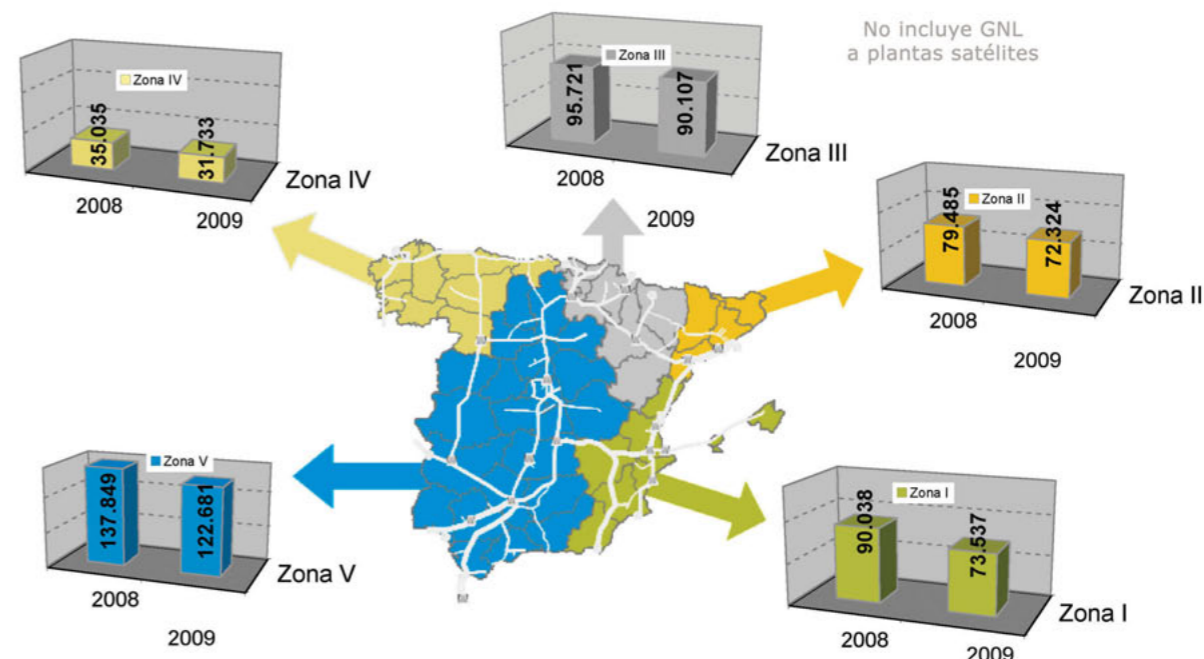
DEMANDA POR CC. AA. 2009

Unidad: GWh		Año 2008	Año 2009	crecimiento s(Año 2008)
Andalucía	Convencional	29.767	28.544	
	CTCC+CT	43.428	35.826	
	<b>Total</b>	<b>73.195</b>	<b>64.369</b>	-12,1%
Aragón	Convencional	14.738	13.818	
	CTCC+CT	12.855	13.338	
	<b>Total</b>	<b>27.592</b>	<b>27.156</b>	-1,6%
Asturias	Convencional	5.404	5.431	
	CTCC+CT	1.620	2.814	
	<b>Total</b>	<b>7.024</b>	<b>8.245</b>	+17,4%
Cantabria	Convencional	7.737	7.209	
	CTCC+CT	0	0	
	<b>Total</b>	<b>7.737</b>	<b>7.209</b>	-6,8%
Castilla la Mancha	Convencional	11.808	10.503	
	CTCC+CT	9.580	7.674	
	<b>Total</b>	<b>21.388</b>	<b>18.177</b>	-15,0%
Castilla y León	Convencional	21.089	21.028	
	CTCC+CT	0	0	
	<b>Total</b>	<b>21.089</b>	<b>21.028</b>	-0,3%
Cataluña	Convencional	57.739	54.811	
	CTCC+CT	25.205	20.781	
	<b>Total</b>	<b>82.944</b>	<b>75.592</b>	-8,9%
Extremadura	Convencional	1.257	1.174	
	CTCC+CT	0	0	
	<b>Total</b>	<b>1.257</b>	<b>1.174</b>	-6,6%

		Año 2008	Año 2009	crecimiento s(Año 2008)
Galicia	Convencional	6.924	6.606	
	CTCC+CT	9.959	6.768	
	<b>Total</b>	<b>16.883</b>	<b>13.374</b>	-20,8%
La Rioja	Convencional	2.756	2.632	
	CTCC+CT	7.162	3.738	
	<b>Total</b>	<b>9.919</b>	<b>6.369</b>	-35,8%
Madrid	Convencional	27.515	25.477	
	CTCC+CT	0	0	
	<b>Total</b>	<b>27.515</b>	<b>25.477</b>	-7,4%
Murcia	Convencional	10.291	9.935	
	CTCC+CT	29.834	20.718	
	<b>Total</b>	<b>40.124</b>	<b>30.653</b>	-23,6%
Navarra	Convencional	5.864	5.667	
	CTCC+CT	8.368	7.481	
	<b>Total</b>	<b>14.231</b>	<b>13.148</b>	-7,6%
País Vasco	Convencional	26.333	23.580	
	CTCC+CT	18.095	20.293	
	<b>Total</b>	<b>44.428</b>	<b>43.873</b>	-1,2%
Valencia	Convencional	32.699	24.534	
	CTCC+CT	21.363	21.364	
	<b>Total</b>	<b>54.062</b>	<b>45.898</b>	-15,1%
Balears	Convencional	0	112	
	CTCC+CT	0	0	
	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>112</b>	+100,0%
<b>TOTAL PENINSULAR</b>	Convencional	261.921	241.062	
	CTCC+CT	187.468	160.793	
	<b>Total</b>	<b>449.389</b>	<b>401.855</b>	-10,6%



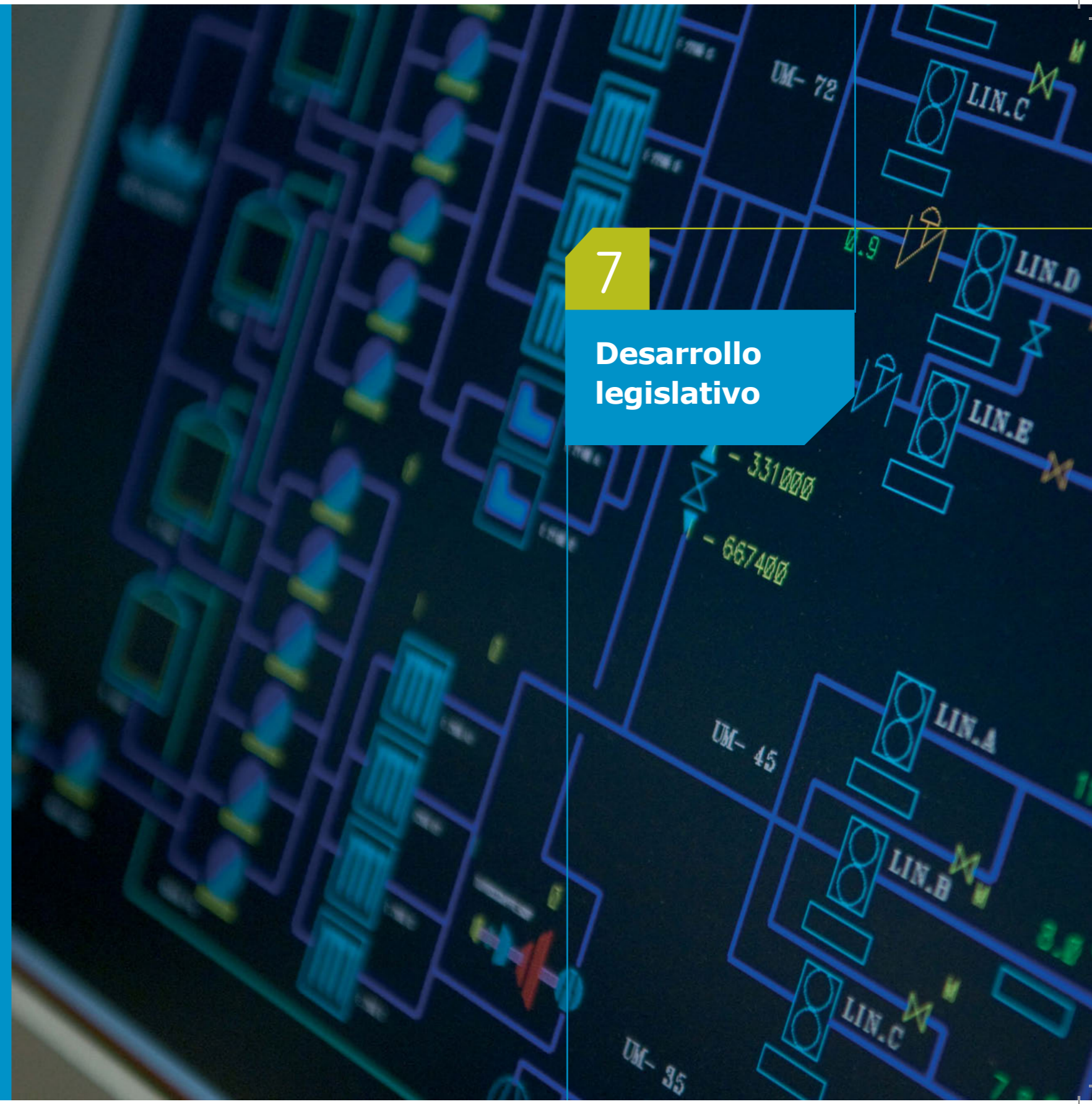
Zona	GWh	Convencional			S. Eléctrico		
		Año 2008	ciere 2009	Δ	Año 2008	ciere 2009	Δ
Zona I	Levante	38.841	31.455	-19%	51.197	42.082	-18%
Zona II	Cataluña	54.280	51.543	-5%	25.205	20.781	-18%
Zona III	V. Ebro y País Vasco	49.241	45.257	-8%	46.480	44.849	-4%
Zona IV	Noroeste	23.457	22.151	-6%	11.578	9.581	-17%
Zona V	resto oeste de Haro	84.841	79.181	-7%	53.008	43.500	-18%
		<b>250.660</b>	<b>229.588</b>	<b>-8%</b>	<b>187.468</b>	<b>160.793</b>	<b>-14%</b>



El descenso de demanda se manifiesta en la totalidad de las zonas gasistas, definidas en el protocolo de detalle PD-02, siendo el mercado convencional de la Zona I el más afectado. En cuanto a las entregas de gas para generación eléctrica, disminuyen en todas las Zonas por igual excepto en la Zona III, donde el descenso es menos pronunciado.

7

**Desarrollo  
legislativo**



**El Gestor Técnico del Sistema continúa en el año 2009 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, incluyendo y aplicando las novedades legislativas publicadas a lo largo del año**

- **Resolución de 31 de diciembre de 2008 de la DGPEyM** (BOE nº 14 del 16 enero 2009), por la que se publican la retribución de actividades reguladas, los derechos de acometida y las tarifas de alquiler de contadores y equipos de telemedida para el año 2009.
- **Resolución de 15 de diciembre de 2008 de la DGPEyM** (BOE nº 18 del 21 de enero de 2009), por la que se establecen formularios para la remisión de información de los sujetos del sistema de gas natural.
- **Real Decreto 2060/2008 de 12 de diciembre de 2008** (BOE nº 31 del 5 de febrero 2009), por el que se aprueba el reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias.
- **Circular 4/2008, de 22 de diciembre de la CNE** (BOE nº 37 del 12 de febrero 2009), para la petición de precios de aprovisionamiento del mercado mayorista español del gas.
- **Circular 5/2008, de 22 de diciembre de la CNE** (BOE nº 37 del 12 de febrero 2009), de información para el mercado minorista español de gas natural.
- **Resolución de la DGPEyM, de 16 de marzo de 2009**, 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 2009.

- **Resolución de 9 de marzo de 2009 de la DGPEyM** (BOE nº 65 del 17 de marzo 2009), por la que se determinan ciertos parámetros de la subasta para la asignación de capacidad de los almacenamientos subterráneos, para el período comprendido entre el 1 de abril de 2009 y el 31 de marzo de 2010. La subasta, llevada a cabo por OMEL el 30 de marzo de 2009, asignó 4.257 GWh (casi el triple que el año anterior), lo que pone de manifiesto que se ha introducido más competencia en el mercado y que ha crecido el interés de los operadores por obtener recursos a través de este procedimiento.
- **Orden Ministerial comunicada, de 5 de marzo**, por la que se determina la entidad responsable de la organización de las subastas para la asignación de capacidad de AASS y adquisición de gas de operación y gas talón.
- **Orden ITC/863/2009 de 2 de abril de 2009** (BOE nº 86 del 8 de abril 2009), por la que se regulan las subastas para la adquisición de gas natural que se utilizarán como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso.
- **Resolución de 3 de abril de 2009 de la DGPEyM** (BOE nº 89 del 11 de abril de 2009), por la que se hace pública la tarifa de último recurso de gas natural.
- **Orden ITC/885/2009 de 2 de abril de 2009** (BOE nº 87 del 9 de abril 2009), por la que se regula las transferencias de fondos, con cargo a la tarifa eléctrica y a los peajes de acceso a terceros a las instalaciones gasistas, de la cuenta específica de la CNE al IDAE, en el año 2009, para la ejecución de las medidas del plan de acción 2008-2012 de la estrategia de ahorro y eficiencia energética 2004-2012 y los criterios para la ejecución de las medidas contempladas en dicho plan.
- **Resolución de 3 de abril de 2009 de la DGPEyM** (BOE nº 89 del 11 de abril de 2009), por la que se hace pública la tarifa de último recurso de gas natural.
- **Corrección de errores de la Orden ITC/863/2009, de 2 de abril de 2009** (BOE nº 91 del 14 de abril de 2009), por la que se regulan las subastas para la adquisición de gas natural que se utilizarán como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso.
- **Real Decreto 640/2009, de 17 de abril** (BOE nº 97 del 21 de abril de 2009), por el que se desarrolla el RD 542/2009 y se reestructuran los departamentos ministeriales. Se crea la Secretaría de Estado de Energía, de la que depende la DGPEyM.
- **Resolución de 17 de marzo de 2009 de la CNE** (BOE nº 96 del 20 de abril de 2009), por la que se procede a la revisión y modificación de la de 3 de julio de 2009, en la que, respectivamente, se establecen y hacen públicas las relaciones de operadores principales y dominantes de los sectores energéticos.

■ **Resolución de la DGPEyM de 30 de abril de 2009**, por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición del gas de operación y gas talón correspondiente al período comprendido entre el 1 de julio de 2009 y el 30 de junio de 2010. (No publicada en el BOE).

■ **Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 4 de mayo de 2009**, 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 período comprendido entre el 1 de julio de 2009 y 30 de junio de 2010 (no publicada en el BOE).

■ **Real Decreto-ley 6/2009 de 30 de abril** (BOE nº 111 del 7 de mayo de 2009), por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. Además de otras medidas para el sector, este RD Ley, aborda:

*"...la necesidad de establecer de inmediato un procedimiento claro y eficaz de adjudicación de aquellos gasoductos que dentro de la planificación energética sean prioritarios para la seguridad del suministro de gas, como es el caso de las conexiones internacionales, los almacena- mientos subterráneos, etc. La adjudicación de dichas infraestructuras a la empresa que tiene encomendada legalmente la gestión técnica del Sistema Gasista y que actúa como transportista independiente, permitirá garantizar la ejecución en plazo de dichas instalaciones esenciales para el sistema. Además con ello se completa la configuración del modelo gasista, equiparándolo al eléctrico, con la atribución al gestor técnico del sistema y transportista independiente de la condición de transpor-*

*tista único respecto de aquellos gasoductos que por integrar la "red mallada" son esenciales para el funcionamiento del sistema y la seguridad del suministro."*

En el Capítulo II - Artículo 5 (modifica 4º párrafo del apartado 1 del Art. 67 de la Ley 34/1998) detalla las autorizaciones de construcción y explotación de los gasoductos de transporte objeto de la Planificación Obligatoria, de acuerdo con el Art. 4 de la presente Ley, que deberán ser otorgados mediante un procedimiento que asegure la concurrencia, promovido y resuelto por la autoridad competente cuando se trate de gasoductos de transporte secundario. *En el caso de los gasoductos de transporte primario que formen parte de la red mallada, serán autorizados de forma directa a la empresa que tenga atribuidas las funciones de Gestor Técnico del Sistema Gasista.*

■ **Resolución de la SEE de 19 de mayo de 2009**, 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 período comprendido entre el 1 de julio de 2009 y el 30 de junio de 2010 (no publicada en el BOE).

■ **Orden ITC/1246/2009 de 18 de mayo** (BOE nº 122 del 20 de mayo de 2009), por la que se establece la disponibilidad y los servicios mínimos del sector energético ante las convocatorias de huelga general en el ámbito geográfico de la Comunidad Foral de Navarra y de la Comunidad Autónoma del País Vasco para el día 21 de mayo de 2009.

■ **Orden ITC/1251/2009 de 14 de mayo** (BOE nº 123 del 21 de mayo de 2009), por la que se dispone la publicación del acuerdo del Consejo de Ministros de 3 de abril de 2009, mediante el que se modifica el calendario al que hace referencia la DT quinta de la Ley 12/2007, de 2 de julio (A partir del 1 de julio de 2009 podrán acogerse a TUR consumidores con Q<sub>anual</sub> > 50.000 kWh – tarifas T3 y T4).

■ **Orden ITC/1377/2009 de 27 de mayo** (BOE nº 131 del 30 de mayo de 2009), por la que se modifican las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2009.

■ **Orden ITC/1548/2009 de 4 de junio** (BOE nº 143 del 13 de junio de 2009), por la que se establecen las obligaciones de presentación de información de carácter contable y económico-financiero para las empresas que desarrollen actividades eléctricas, de gas natural y gases manufacturados por canalización.

■ **Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio** (BOE nº 149 del 20 de junio de 2009), por el que se regula la Oficina de Cambio de Suministrador.

■ **Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio** (BOE nº 151 del 23 de junio de 2009), por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural.

■ **Orden ITC/1678/2009, de 3 de junio** (BOE nº 152 del 24 de junio de 2009), por la que se reconoce la retribución definitiva para el año 2009 de diversas instalaciones de transporte y regasificación incluidas en el régimen retributivo del sistema gasista por medio de la orden de 23 de diciembre de 2008.

■ **Resolución de 10 de junio de 2009**, de la DGPEyM (BOE nº 154 del 26 de junio de 2009), por la que se corrigen errores en la de 31 de diciembre de 2008, por la que se publican la retribución de actividades reguladas, los derechos de acometida y las tarifas de alquiler de contadores y equipos de telemedida para el año 2009.

■ **Orden ITC/1724/2009 de 26 de junio** (BOE nº 156 del 29 de junio de 2009), por la que se revisan los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas a partir del día 1 de julio de 2009.

■ **Corrección de errores de la Orden ITC/1724/2009**, de 26 de junio (BOE nº 167 del 11 de julio de 2009), por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2009 y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial.

■ **Orden ITC/1997/2009 de 21 de julio** (BOE nº 178 del 24 de julio de 2009), de corrección de errores de la Orden ITC/1548/2009 de 4 de junio, por la que se establecen las obligaciones de presentación de información de carácter contable y económico-financiero para las empresas que desarrollen actividades eléctricas, de gas natural y gases manufacturados por canalización.

■ **Resolución de 15 de julio de 2009 de la DGPEyM** (BOE nº 180 del 27 de julio de 2009), por la que se modifica la de 25 de julio de 2006, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el Sistema Gasista.

- **Resolución de 29 de septiembre de 2009, de la DGPEyM** (BOE nº 236 del 30 de septiembre de 2009), por la que se hace pública la tarifa de último recurso de gas natural. (Vigencia a partir de las 00.00 horas del 1 de octubre de 2009)
- **Resolución de la DGPEyM de 13 de octubre de 2009**, por la que se convoca el procedimiento de asignación coordinada de capacidad de interconexión de gas natural entre España y Francia para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2010 y el 31 de marzo de 2011, en lo que se refiere a contratos a corto plazo.
- **Orden PRE/2827/2009 de 19 de octubre** (BOE nº 256 del 23 de octubre de 2009), por la que se modifican las cuantías de las asignaciones sectoriales establecidas en el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero, 2008-2012, aprobado por el RD 1370/2006, de 24 de noviembre.
- **Resolución de la DGPEyM de 22 de octubre de 2009**, por la que se establece la suspensión temporal del suministro del Gasoducto "Ramal a Castellón".
- **Resolución de 30 de noviembre de 2009, de la DGPEyM** (BOE nº 291 del 3 de diciembre de 2009), por la que se aprueba el Plan de Actuación Invernal para la operación del Sistema Gasista.
- **Orden ITC/3277/2009, de 10 de noviembre** (BOE nº 292 del 4 de diciembre de 2009), por la que se determina la retribución provisional para el año 2009 correspondiente a la actividad de distribución en determinados municipios de la Comunidad de Madrid.
- **Real Decreto 1826/2009, de 27 de noviembre** (BOE nº 298 del 11 de diciembre de 2009), por el que se modifica el Reglamento de instalaciones térmicas en los edificios, aprobado por Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio.
- **Ley 25/2009, de 22 de diciembre** (BOE nº 308 del 23 de diciembre de 2009), de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.
- **Orden ITC/3510/2009, de 29 de diciembre** (BOE nº 314 del 30 de diciembre de 2009), por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2010.
- **Real Decreto 1901/2009, de 4 de diciembre** (BOE nº 314 del 30 de diciembre de 2009), por el que se designa a determinadas empresas como suministradores de último recurso de gas natural.
- **Resolución de 28 de diciembre de 2009, de la DGPEyM** (BOE nº 315 del 31 de diciembre de 2009), por la que se hace pública la tarifa de último recurso de gas natural.
- **Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre** (BOE nº 315 del 31 de diciembre de 2009), por la que se 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.

Algunas de las novedades más destacables que aparecen en la citada Orden son:

- La Comisión Nacional de Energía gestionará un sistema de comparación de los precios del suministro de gas natural sobre la base de las ofertas que, para colectivos o grupos de consumidores, realicen las empresas comercializadoras. Dicho sistema será accesible para los consumidores a través de internet.
- Se aprueba un nuevo peaje aplicable a la introducción de gas natural por las conexiones internacionales por gasoducto, con valor "0" en todas ellas.
- El peajes de descarga de buques en la planta de Mugardos pasa a ser "0".
- Se incluye la Conexión Internacional de Medgaz como punto de entrada de tránsito internacional con coeficientes iguales al resto de puntos del Sur.

No se modifica y sigue vigente:

- La asignación de capacidad en Almacенamientos Subterráneos para el periodo 1 de abril 2010 a 31 de marzo de 2011.
- La aplicación de los coeficientes de mermas en las instalaciones de transporte de la red básica.

- Se mantienen los coeficientes de mermas a partir del 1 de febrero de 2010.

- Cr = 0,025% del gas descargado en las plantas de regasificación.
- Ca = 0% del gas inyectado en los almacenamientos subterráneos.
- Ct = 0,1% de las entradas a la red de transporte primario.

- Variación en el coste de peajes y cánones:

- Peajes y cánones: crecimiento del 2% con carácter general
- Peaje de descarga de buques: entre el +12% y el +16%
- Término de conducción del Peaje de transporte y distribución:

-del grupo 2 bis: entre el +8% y el 14%

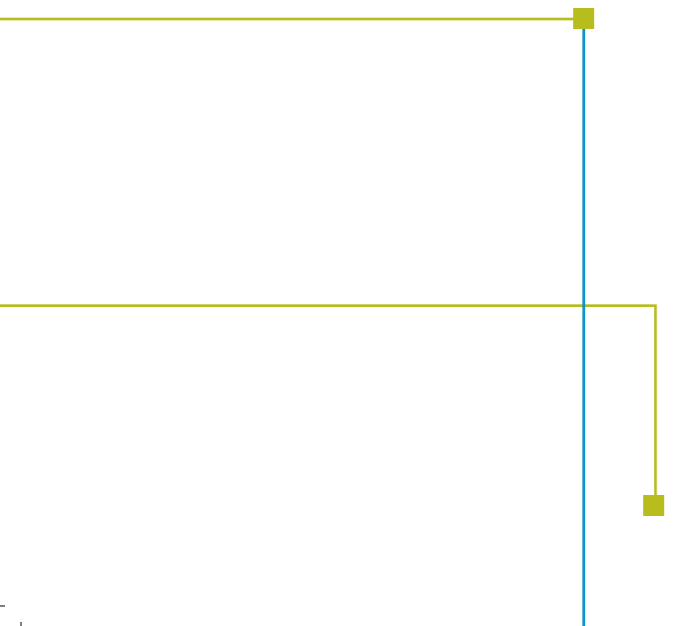
-del Grupo 3.1 y 3.2: -0,5%

- Peaje de tarifa de materia prima: se amplía hasta el 1 de enero de 2011
- TUR 1 y 2: +0,02% en los términos variables

La Orden entra en vigor a partir del 1 de enero de 2010, a excepción del canon de almacenamiento subterráneo y de los peajes interrumpibles, que serán de aplicación a partir del 1 de abril y 1 de octubre de 2010, respectivamente.

**Por otra parte, las novedades principales a nivel europeo han sido las siguientes:**

- **Directiva 2009/73/EC de 13 de julio de 2009** sobre normas comunes para el mercado interior del gas y por la que se deroga la Directiva 2003/55/EC.
- **Reglamento CE-713/2009 de 13 de julio de 2009** por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía.
- **Reglamento CE-715/2009 de 13 de julio de 2009** sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento CE-1775/2005.







8

**Evolución  
conexiones  
internacionales**

## Desarrollo de las interconexiones

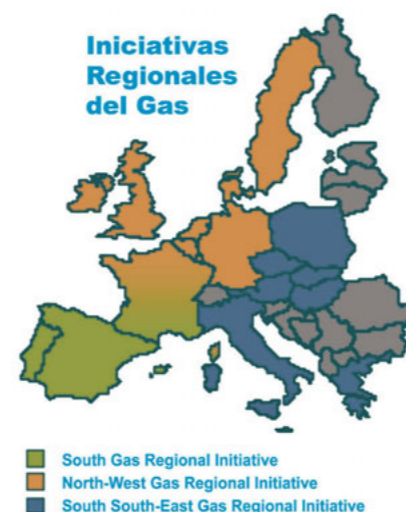
En abril de 2006, ERGEG (Grupo Europeo de Reguladores de Gas y Electricidad), con el respaldo de la Comisión Europea, puso en marcha las Iniciativas Regionales del Gas con el objeto de acelerar la integración de los mercados nacionales de gas en Europa. Estas iniciativas crearon tres mercados regionales de gas (Norte-Oeste, Sur-Sureste y Sur, integrando este último a España, Portugal y Francia), como paso intermedio para converger en un mercado energético único europeo. La Iniciativa Regional de Gas del Sur (*South Gas Regional Initiative*) identificó como prioridad incrementar la capacidad de interconexión entre España y Francia y que hasta ahora se había logrado de manera muy limitada.

La crisis del gas entre Ucrania y Rusia desatada en enero de 2009 pone de manifiesto la imperiosa necesidad de una mayor diversificación de los orígenes del gas natural en Europa mediante la integración de los mercados en los diferentes países de la UE. Para ello, es fundamental el fortalecimiento de las interconexiones reforzando las existentes e incorporando nuevos corredores de gas.

España goza de una posición privilegiada con seis terminales de regasificación capaces de recibir gas desde cualquier parte del mundo y dos grandes gasoductos que importan gas desde Argelia (GME y MEDGAZ).

La mayor integración del gas procesado en España en los mercados de la UE proporcionará una mayor garantía en materia de seguridad del suministro ante una situación como la acontecida

en el primer trimestre de 2009. Con este objetivo, España está trabajando junto con Francia y Portugal en el desarrollo de sus conexiones. A continuación se detallan los avances realizados durante 2009 en este ámbito.



## Capacidad de las conexiones internacionales con Francia y Portugal

Durante el año 2009, destaca el incremento de la capacidad por la conexión de Larrau y los trabajos realizados, en el lado español, en la conexión de Irún.

### C.I de Larrau

La capacidad física máxima en el sentido Francia --> España pasa de 87 a 100 GWh/día con la incorporación de la EC de Navarra. Con la duplicación del gasoducto Lemona-Haro y el refuerzo de la EC de Haro el saldo mínimo requerido de entrada a España pasa de 50 a 30 GWh/día en invierno y de 40 a 20 GWh/día en verano.

En el año 2009, se mantiene la imposibilidad física de exportación en el sentido España --> Francia.

### C.I de Irún

Con la duplicación del gasoducto Vergara-Zaldivia-Villabona, que corresponde a la fase II del gasoducto Vergara-Irún, el gasoducto Lemona-Haro y el refuerzo de la EC de Haro, la capacidad de exportación (España -->Francia) pasa de 9 a 40 GWh/día en invierno y de 22 a 43 GWh/día en verano. Sin embargo, la capacidad en el lado francés continúa siendo 5 GWh/día en invierno y 4 GWh/día en verano, por lo que la capacidad nominal de la conexión, que toma por definición el "valor común" del lado francés y español, permanece en 5 GWh/día en invierno y 4 GWh/día en verano.

En el sentido Francia --> España no se producen modificaciones. La capacidad es nula en invierno y 10 GWh/día en verano.

### C.I de Badajoz

La capacidad máxima en el sentido Portugal --> España está entre 68 y 105 GWh/día, en función de la demanda de los ciclos combinados en Portugal y el almacenamiento subterráneo de Carrizo, y en el sentido contrario de 134 GWh/día, de los cuales 89 GWh/día están reservados por el operador portugués.

### C.I de Tuy

La capacidad en el sentido Portugal --> España es de 12 GWh/día y en sentido contrario de 36 GWh/día.

## OPEN SEASON

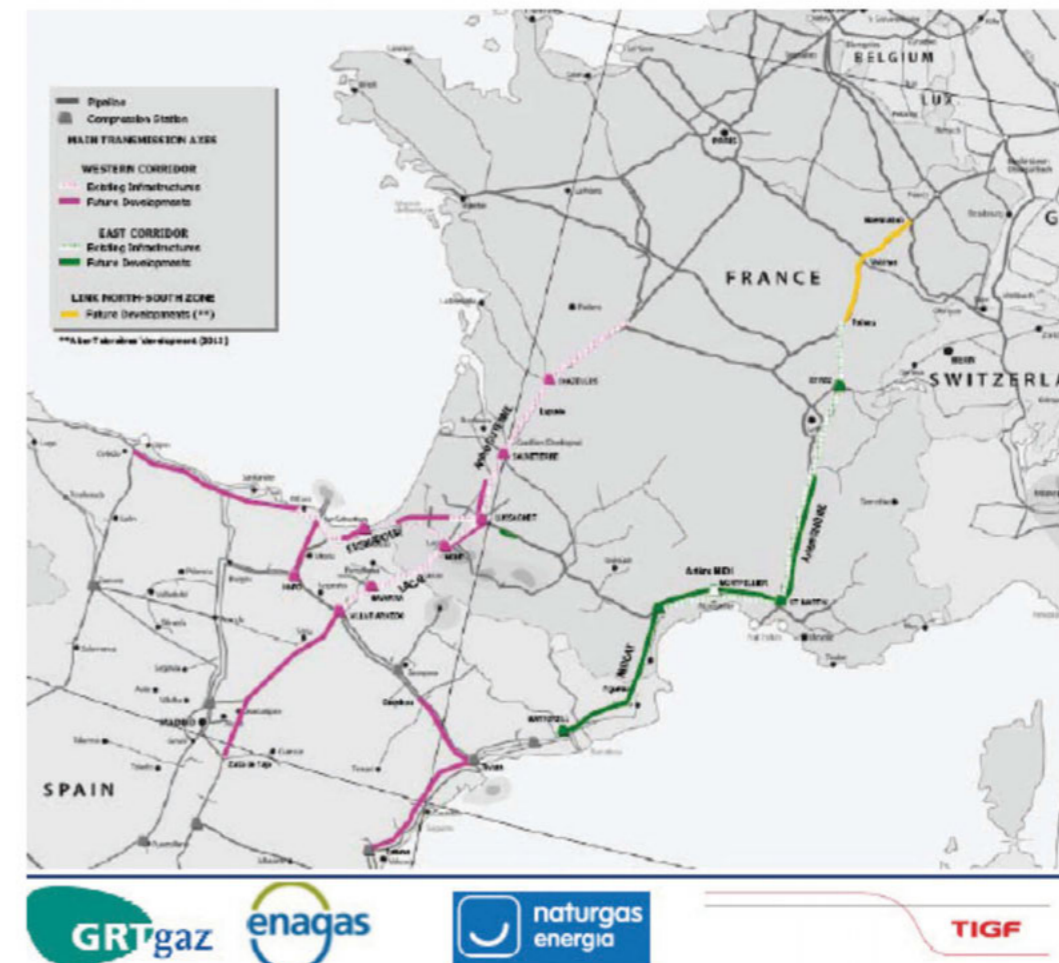
En 2007 se acordó llevar a cabo, conjuntamente en Francia y España, el proceso de Open Season (OS) para ofertar nuevas capacidades en las interconexiones de ambos países. Un procedimiento coordinado mediante el que se solicitan ofertas vinculantes a las comercializadoras interesadas en la contratación de capacidad a largo plazo –hasta 20 años– entre España y Francia, en ambos sentidos. Este proceso es necesario en Francia para decidir sobre el dimensionamiento de las infraestructuras, así como para obtener la financiación necesaria para su construcción. Por parte de los agentes españoles, se acordó llevar a cabo este proceso de manera conjunta para posibilitar la asignación coordinada de capacidad y, en última instancia, facilitar la decisión de construcción en Francia.

La Open Season se desarrolla en dos fases: durante la primera, resuelta en 2009, se han ofrecido capacidades de interconexión bidireccionales en Larrau y Biriadou, y se ha consultado de forma no vinculante sobre las necesidades de capacidades de la futura interconexión de MidCat.

La Open Season era necesaria para asegurar la coordinación del proceso entre ambos países, dadas las diferencias existentes entre las regulaciones francesa y española. Además, ha sido una experiencia pionera en el continente por el número de transportistas involucrados (Enagás, GRTgaz, Naturgás Energía Transporte y TIGF) en un procedimiento altamente coordinado. Las capacidades que se ofertan en la OS están referidas a la estructura del mercado actual en España y Francia, que se divide en 4 zonas:

- Una única zona en España
- Tres zonas en Francia: GRTgaz North, GRTgaz South y TIGF

El proceso finalizó el pasado 15 de septiembre cuando se publicaron los resultados de la Open Season 2013 (Western Corridor) para el desarrollo de las conexiones internacionales de Larrau e Irún y de la conexión entre GRTgaz South y TIGF, quedando patente el alto interés del mercado en la contratación de las capacidades ofertadas -200% de la capacidad ofertada en el caso de la conexión ES -> TIGF-, concluyendo con la decisión de desarrollar la infraestructura de Larrau, mientras que no hubo ninguna postura común sobre la ampliación de la conexión de Irún.



Las infraestructuras requeridas en el Sistema español, incluidas previamente en la Planificación, son:

- **EC de Navarra** (*en operación*)
- **Gasoducto Lemona – Haro** (*en operación*)
- **Refuerzo de la EC de Haro** (*en operación*)
- **Gasoducto Tivissa-Paterna** (*futuro*)
- **Gasoducto Tivissa-Castelnou** (*futuro*)
- **EC Villar de Arnedo** (*futuro*)
- **Gasoducto Zarza de Tajo Yela-Villar de Arnedo** (*futuro*)

La mayor parte de las infraestructuras vinculadas han sido identificadas como proyectos elegibles incluidos en el *European Energy Plan for Recovery* (EEPR).

La capacidad de entrada en Francia por Larrau, se elevará hasta los 165 GWh/día a finales de 2012, multiplicándose por cuatro la capacidad de transporte actual, además de conseguir la doble dirección en la interconexión de Larrau, ya que hasta ahora sólo era posible en la dirección Francia-España.

Esta capacidad permitirá llevar gas hasta el centro de Europa, pues se ha garantizado el desarrollo de capacidad no sólo en la frontera, sino también a lo largo de toda la red francesa.

En el primer semestre de 2010 se pone en marcha la segunda fase de la Open Season, que incluye la Conexión de MidCat, el futuro corredor

del este, que permitirá añadir 230 GWh/día de capacidad de exportación hacia Francia y hasta 180 GWh/día en el sentido contrario. Con esta nueva interconexión, por la parte Este de los Pirineos, el objetivo es llegar al norte de Francia gracias a los refuerzos que se realizarían en el gasoducto del Ródano, y alcanzar el mercado centro europeo.

#### C.I Larrau: OSP STC 2009

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 lanzan la *Open Subscription Period for Short-Term Capacity (OSP STC 2009)*, por el cual se convoca el procedimiento de asignación coordinada de capacidad de interconexión de gas natural entre España y Francia para el período comprendido entre 1 de abril de 2010 y el 31 de marzo de 2011, para contratos a corto plazo.

El pasado 13 de octubre se publica la Resolución de la DGPEyM, por la que se convoca el procedimiento de asignación coordinada de capacidad de interconexión. El 19 de octubre se notifica el formato, contenido y periodo de recepción de solicitudes; la capacidad ofertada a corto plazo; las reglas de priorización de solicitudes; la forma de asignación entre solicitudes con la misma prioridad; el calendario de ejecución del procedimiento con las 2 fases del proceso que transcurre en el mes de noviembre.

El 1 de diciembre finaliza el proceso con la contratación del 100% de la capacidad ofertada.

**Table 1: Capacities offered though the 2009 OSP STC**

Capacities in MWh/day	Apr 2010	May 2010	Jun 2010	Jul 2010	Aug 2010	Sep 2010	Oct 2010	Nov 2010	Dec 2010	Jan 2011	Feb 2011	Mar 2011
	<i>Summer</i>						<i>Winter</i>					
<b>ENAGAS → TIGF</b> Code: LAR-SUDNOR												
Capacity offered through the 2009 OSP STC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
<b>TIGF → ENAGAS</b> Code: LAR-NORSUD												
Capacity offered through the 2009 OSP STC	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600

#### Interconexión con Portugal

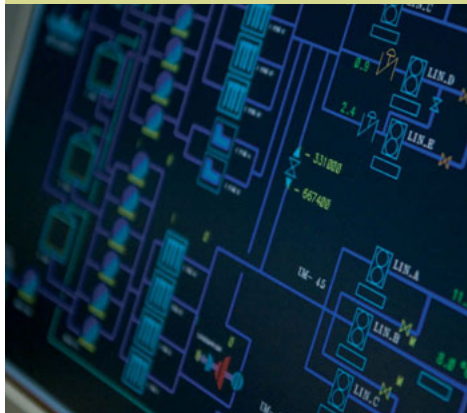
En cuanto al refuerzo de la interconexión con Portugal, REN y Enagás están trabajando conjuntamente en el impulso y creación de MIBGAS desde que, en marzo de 2007, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio de España y el Ministro de Economía e Innovación de Portugal, acordaron el "Plan para compatibilizar la regulación del sector energético entre España y Portugal".

Concretamente, en la última cumbre hispano-portuguesa, celebrada en enero de 2009, los gobiernos de ambos países acordaron estudiar la ampliación de la capacidad de interconexión de gas entre el Nordeste de Portugal y la zona Norte de España con la construcción de un nuevo gasoducto de alta presión. Además, también se plantea la posibilidad de establecer un acuerdo para regular y ampliar las capacidades de almacenamiento de gas de manera recíproca.









### **Enagás GTS**

Paseo de los Olmos, 19  
28005 Madrid

Tel: 34 917 099 400  
Fax: 34 913 662 902  
gts@enagas.es  
www.enagas.es

