



Comisión
Nacional
de Energía

Dirección de Hidrocarburos
Subdirección de Gestión Técnica del Sistema
y de Regulación Europea

INFORME DE SUPERVISIÓN DE LA GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA

Enero de 2013



ÍNDICE

1. HECHOS RELEVANTES.
2. DEMANDA DE GAS.
3. GESTIÓN DE ENTRADAS DE GAS.
4. BALANCE ENTRADAS – SALIDAS.
5. NIVEL DE EXISTENCIAS EN EL SISTEMA.
6. MÍNIMOS TÉCNICOS.
7. ESTUDIO OPERACIONES BRS.
8. MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES.
9. SEGUIMIENTO DE LA MODIFICACIÓN DE LAS NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA.

1. HECHOS RELEVANTES

- En enero, la regasificación disminuye un 1,2%, siguiendo la tendencia del mes anterior.
- Las importaciones por conexiones internacionales ya superan a las regasificaciones.
- Se mantiene la tendencia al alza de la demanda convencional, mientras que la demanda de gas para generación en ciclos combinados continúa reduciéndose respecto al mismo periodo del año pasado.
- El 1,8% del GNL descargado este mes se vuelve a cargar para exportar. Se cargó un buque.
- Las Conexiones Internacionales con Francia funcionan casi al 100% en sentido importación.

Normativa aprobada

- Resolución de 18 de enero de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se corrigen errores en la de 28 de diciembre de 2012, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.
- Resolución de 22 de enero de 2013, de la DGPEM, por la que se publica la capacidad asignada y disponible en los almacenamientos subterráneos de gas natural básicos para el período comprendido entre el 1 de abril de 2013 y el 31 de marzo de 2014.

2. DEMANDA DE GAS

La demanda nacional alcanzó en enero un valor de 36.407 GWh, un 4,6% inferior a lo previsto por el GTS en el plan de operación.

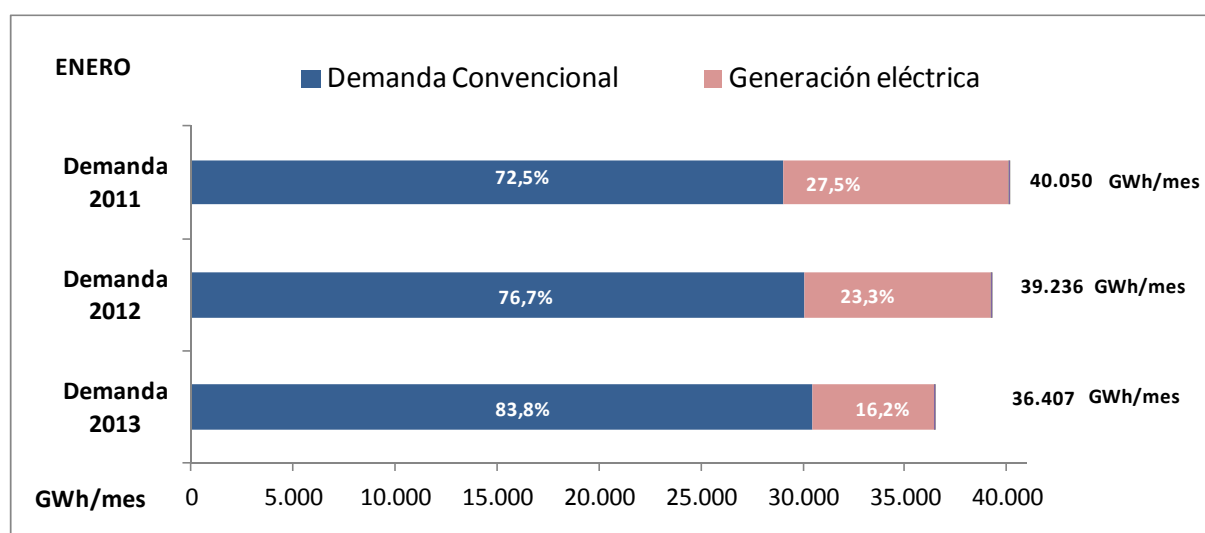


Figura 1. Comparativa anual de porcentajes de tipo de demanda en el mes de enero.

La demanda mensual de gas registró en enero de 2013 un descenso del 7,2% sobre los valores registrados dicho mes del año pasado según se muestra en la Tabla 1. La contribución de los ciclos combinados al mix de generación eléctrica fue del 10,8%, siete puntos porcentuales menos que en enero de 2012, fundamentalmente debido al aumento de la generación con carbón.

	Enero 2013 (GWh)	% Δ sobre previsto	% Δ sobre Enero 2012
Demanda transportada por gasoducto	35.275	-4,6%	-7,3%
Convencional	29.376	0,1%	1,6%
Generación eléctrica	5.899	-22,6%	-35,6%
Demanda de cisternas	1.132	-6,7%	-1,6%
Demanda total	36.407	-4,6%	-7,2%

Tabla 1. Demanda de gas durante el mes de enero.

En el conjunto del año móvil se mantiene la tendencia al crecimiento moderado de la demanda convencional.

La demanda para generación eléctrica fue, en enero de 2013, de 5.899 GWh, un 35,6% inferior al mes de enero de 2012.

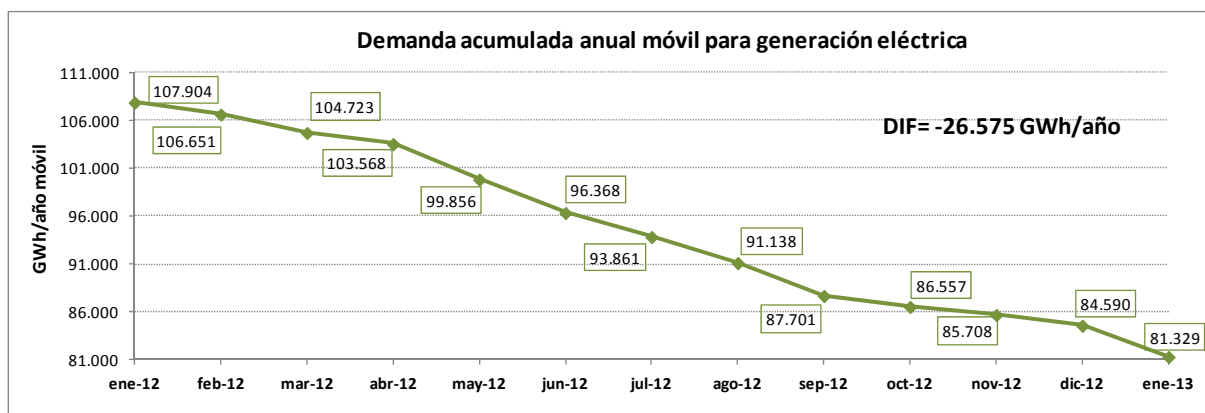


Figura 2. Acumulado de demanda para generación, año móvil.

La demanda convencional por gasoducto fue, en enero de 2013, de 29.376 GWh, un 1,6% superior al mes de enero de 2012.

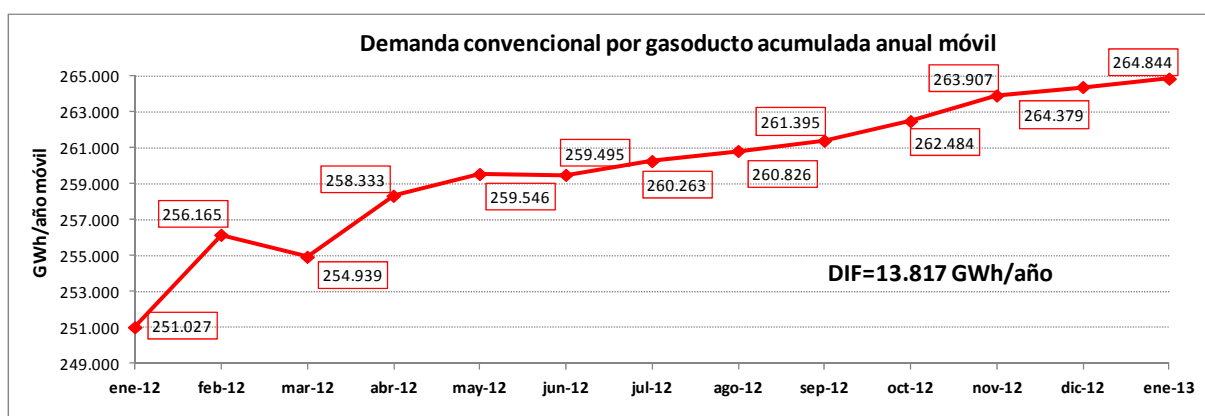


Figura 3. Acumulado de demanda convencional por gasoducto, año móvil.

En cuanto a la demanda de cisternas, en enero de 2013 registró un valor de 1.132 GWh, un 1,7% inferior al mismo mes del año anterior. Se aprecia una tendencia a la ralentización del crecimiento de las cisternas.

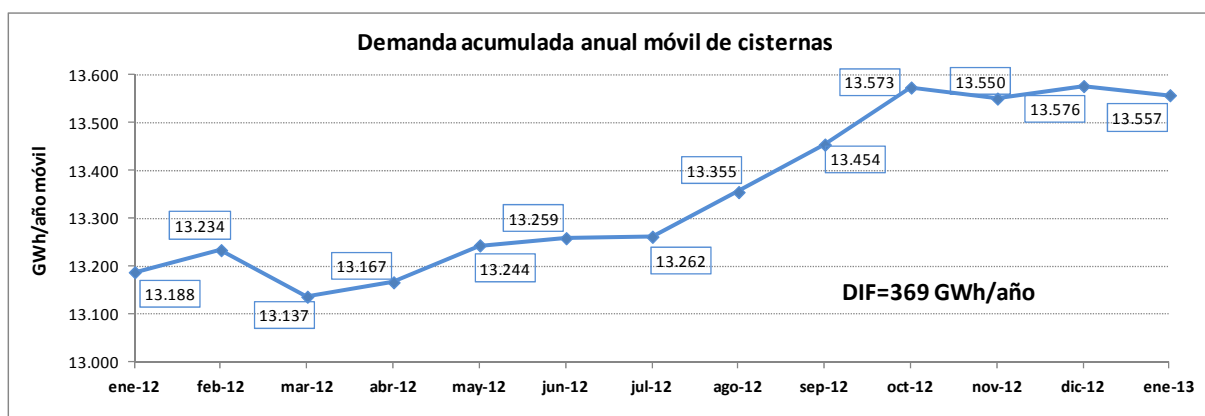


Figura 4. Acumulado de demanda de cisternas, año móvil.

3. GESTIÓN DE ENTRADAS DE GAS

En la tabla 2 se muestran las entradas de gas a la red de gasoductos durante el mes de enero y su variación sobre el valor inicialmente previsto:

	Enero 2013		% Δ sobre previsto
	GWh	% sobre el total de E. Netas	
Regasificación	15.586	44,0%	-2,1%
Importaciones netas Conexiones Internacionales	16.498	46,6%	7,5%
Extracción Almacenamientos	3.186	9,0%	-6,4%
Producción Yacimientos	149	0,4%	18,4%
Total entradas	35.419		1,8%

Tabla 2. Entradas de gas en la red de gasoductos y variación sobre previsto.

Las entradas desde plantas de regasificación supusieron el 44,0% del valor total de entradas. Las importaciones por Conexiones Internacionales fueron superiores a las previstas en un 7,5%.

Por su parte, la cantidad de GNL neta descargada por los buques metaneros en las plantas alcanzó un valor de 16.946 GWh, un valor un 9,0% superior al previsto. El número de buques que descargaron fue 22, uno menos que los previstos. Asimismo, se cargó un único buque, uno menos de los previstos.

El factor de utilización máximo de las entradas al sistema en enero tuvo lugar el día 9 y fue del 48,5%. El día de mayor demanda fue el día 8 con 1.427 GWh, lejos del máximo histórico.

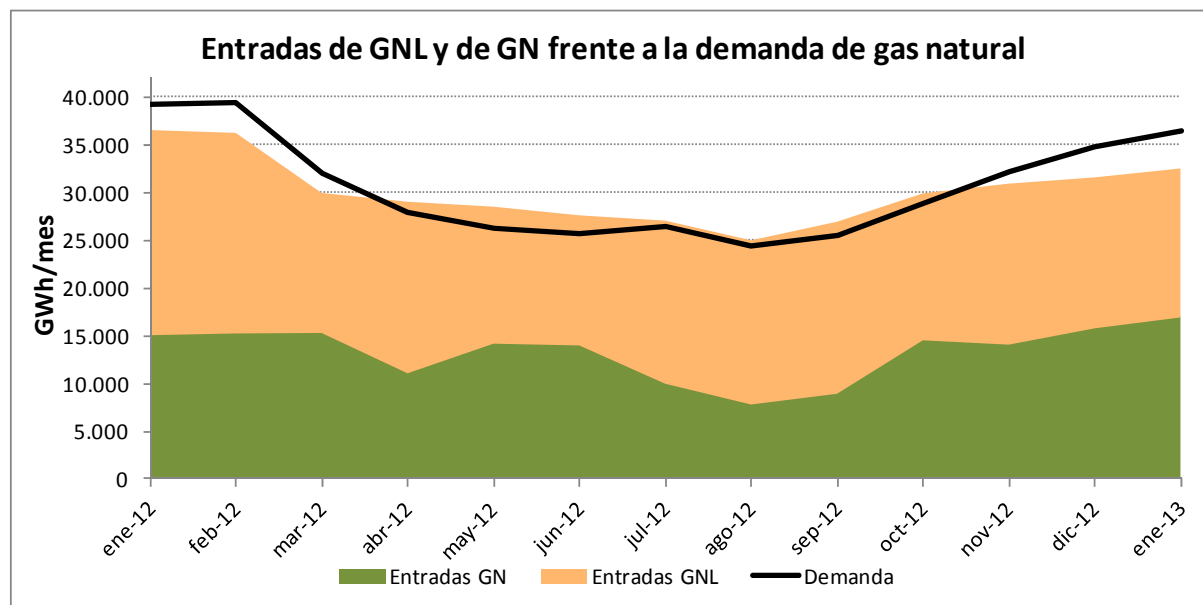


Figura 5. Entradas de GNL y entradas de GN.

Los niveles de contratación y utilización de capacidad son bajos, especialmente en plantas de regasificación, adaptándose a la demanda.

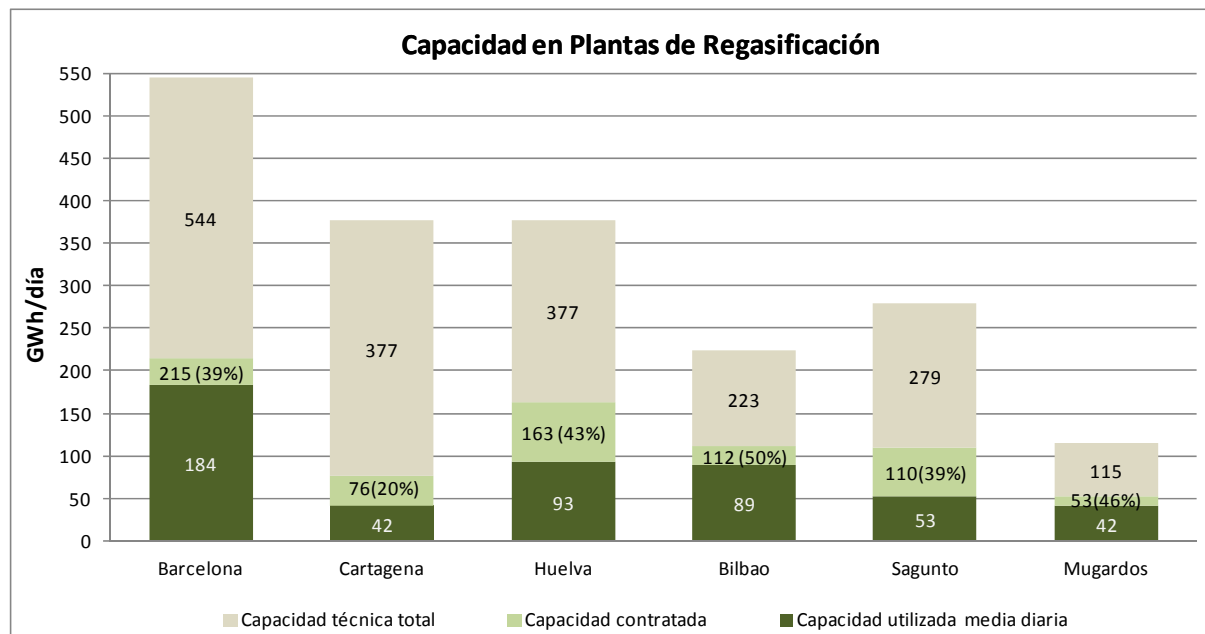


Figura 6. Contratación en plantas.

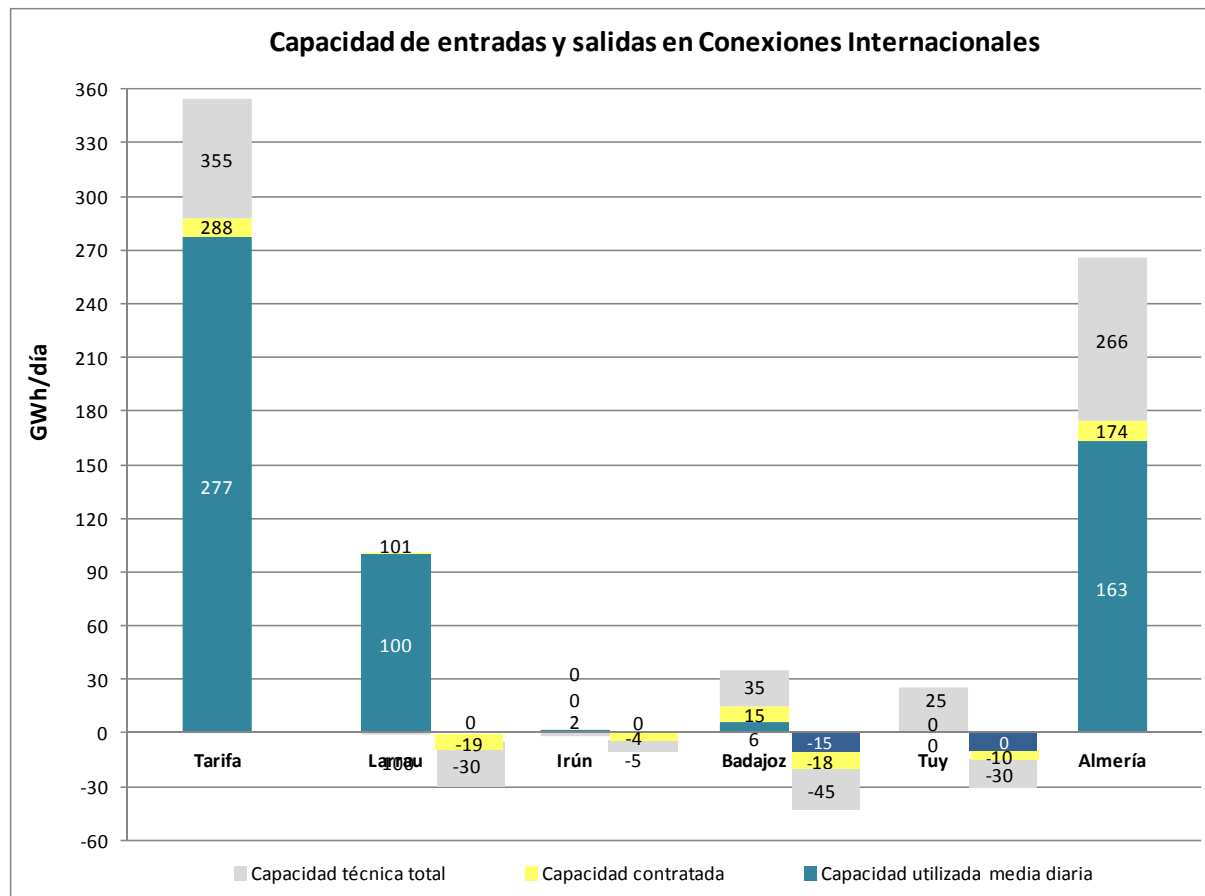


Figura 7. Contratación en las Conexiones internacionales.

4. BALANCE ENTRADAS - SALIDAS DE GAS

En el mes de enero el balance entre las entradas y salidas de gas de la red de gasoductos arroja un saldo positivo de 144 GWh.

ENTRADAS	GWh / mes	SALIDAS	GWh / mes
Regasificación	15.586	Demanda por gasoducto	35.275
Importaciones Conexiones Internacionales	16.976	Exportaciones Conexiones Internacionales	478
Extracción Almacenamientos	3.186	Inyección Almacenamientos	-
Producción Yacimientos	149	Inyección Yacimientos	-
Total	35.897	Total	35.753
BALANCE RED DE TRANSPORTE		35.897-35.753=144 GWh	

Tabla 3. Balance entradas / salidas de la red de transporte.

Siguiendo la tendencia del mes anterior, en el mes de enero la regasificación desciende un 1,2%. El porcentaje de utilización de la Conexión Internacional de Medgaz fue del 61% sobre la capacidad técnica del gasoducto, un 7% superior a la previsión inicial. Asimismo, las importaciones netas por conexiones internacionales, al igual que en el mes anterior, aumentan un 8,2% respecto a diciembre. El flujo en las conexiones con Francia es exclusivamente de importación. Con Portugal, el flujo neto sigue siendo de exportación, habiendo importaciones comerciales a través de Badajoz; a través de Tuy, no ha habido flujo físico de importación, ni de exportación en enero. Este mes, se extrae gas de los Almacenamientos Subterráneos de Gaviota, Serrablo, Yela y Marismas.

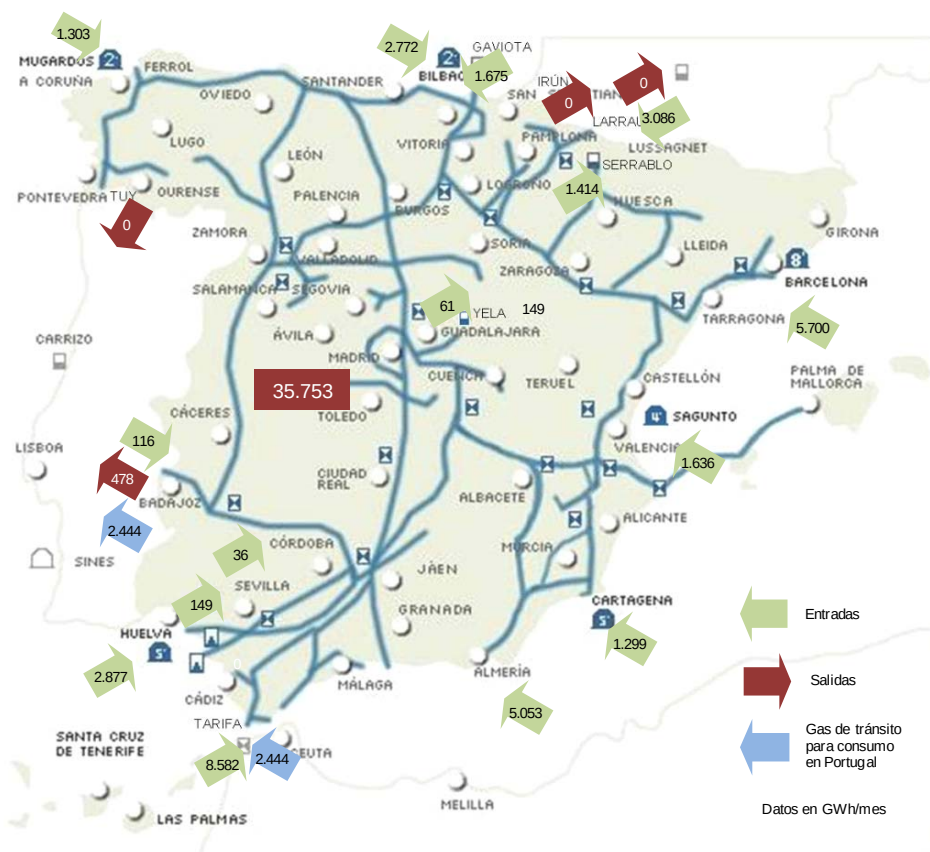


Figura 8. Entradas / salidas en la red de transporte. (* Se indican las operaciones comerciales).

5. NIVEL DE EXISTENCIAS EN EL SISTEMA

Durante el mes de enero las existencias en el sistema gasista disminuyeron en un total de 2.943 GWh con respecto al final del mes de diciembre, quedándose en un valor de 33.065 GWh el día 31.

	Enero 2013 (GWh)	Diciembre 2012		Enero 2012	
		GWh	% Δ Ene13-Dic12	GWh	% Δ Ene13- Ene12
Gas útil AASS	20.990	24.173	-13,2%	21.207	-1,0%
Plantas de regasificación	9.527	9.213	3,4%	8.818	8,0%
Red de Transporte	2.548	2.622	-2,8%	2.271	12,2%
Total	33.065	36.008	-8,2%	32.296	2,4%

Tabla 4. Existencias finales y variación de las mismas sobre meses anteriores.

A final de mes, el nivel de existencias se repartía de la siguiente forma: un 28,8% en plantas de regasificación, donde las existencias aumentaron un 3,4% con respecto al mes anterior, un 63,5% en AASS, con un descenso en las existencias de las reservas totales del 13,2% (gas operativo + extraíble por medios mecánicos) respecto a diciembre, quedándose en 20.990 GWh. Asimismo, las existencias en gasoductos disminuyeron un 2,8% con respecto al mes de diciembre, llegando a suponer el 7,7% de las existencias. Los niveles de existencias de enero se tradujeron en una autonomía promedio de 31 días respecto a su demanda. La autonomía se reduce a 19 días si se considera la demanda punta registrada el día 17 de diciembre de 2007 con 1.863 GWh.

En relación con las existencias en almacenamientos subterráneos, respecto a enero de 2012, se aprecia un descenso del 1,0%, mientras que las existencias de las plantas de regasificación, en relación al mismo mes del año anterior aumentaron un 8,0%

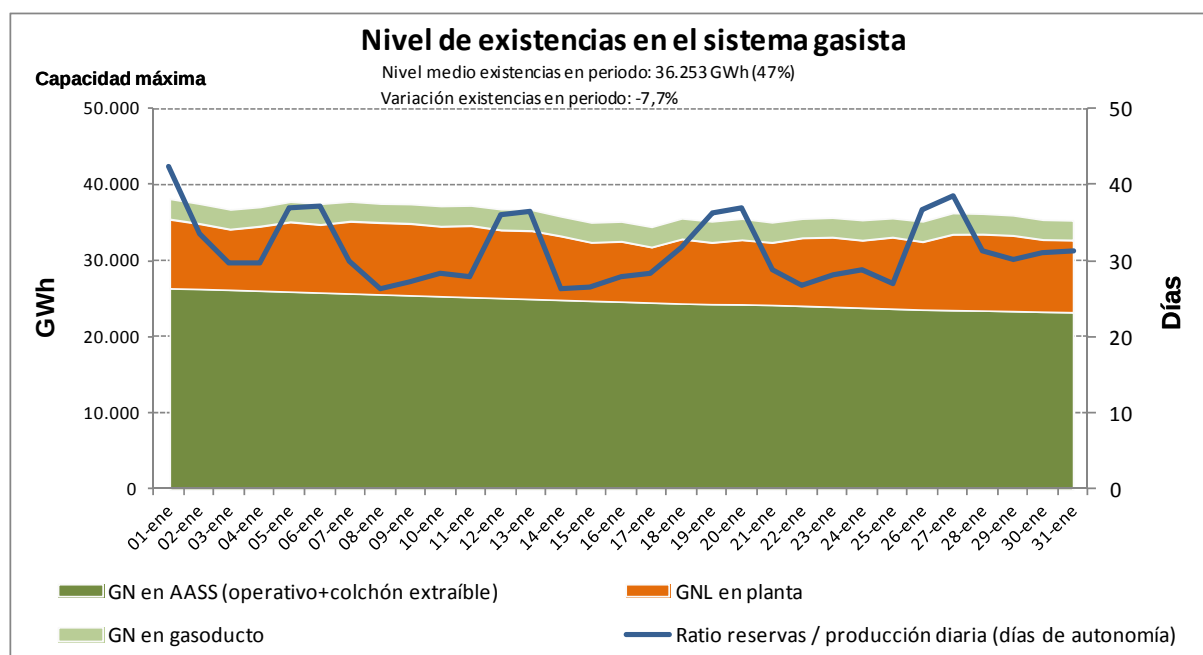


Figura 9. Variación de existencias en el sistema.

El 31 de enero los almacenamientos subterráneos se encontraban al 89% de su capacidad, con 44.267 GWh.

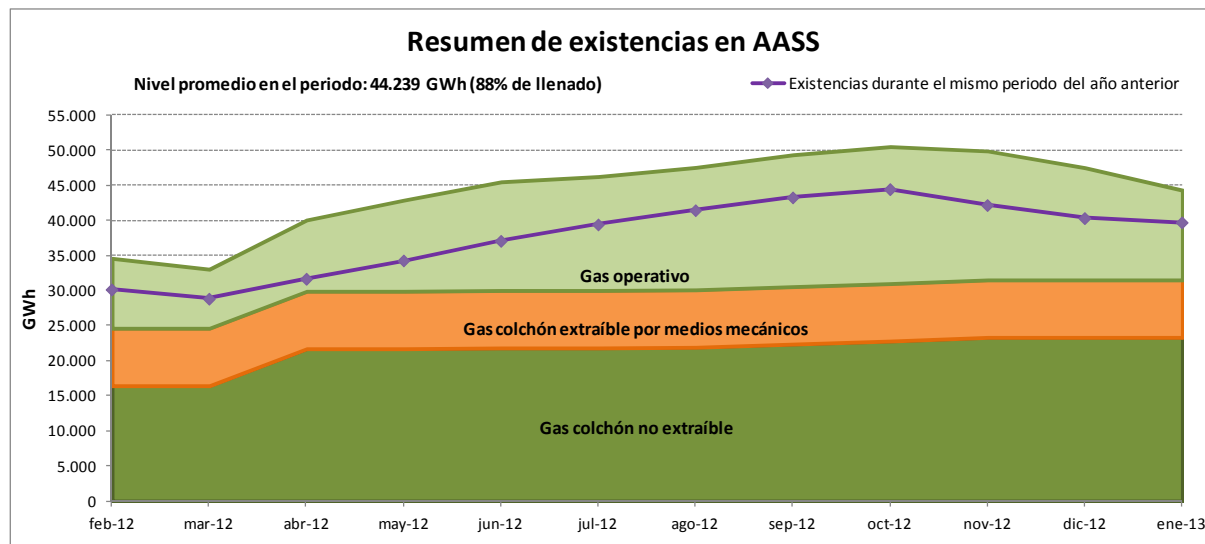


Figura 10. Existencias interanuales en los almacenamientos subterráneos.

Por su parte, el nivel de existencias de GNL en el sistema sumaba 1.412.385 m³ (9.527 GWh) a finales de enero, que equivalen a un 42,8% de la capacidad total de almacenamiento de GNL - el nivel de existencias medio del mes ha sido 8.933 GWh. El nivel del GNL almacenado registró un aumento de 314 GWh respecto al último día del mes anterior. La autonomía media de las plantas de regasificación en enero fue de 14 días en relación a su producción real. Existen variaciones muy significativas en el valor de autonomía entre las distintas plantas de regasificación, que fundamentalmente dependen del nivel de contratación en cada planta.

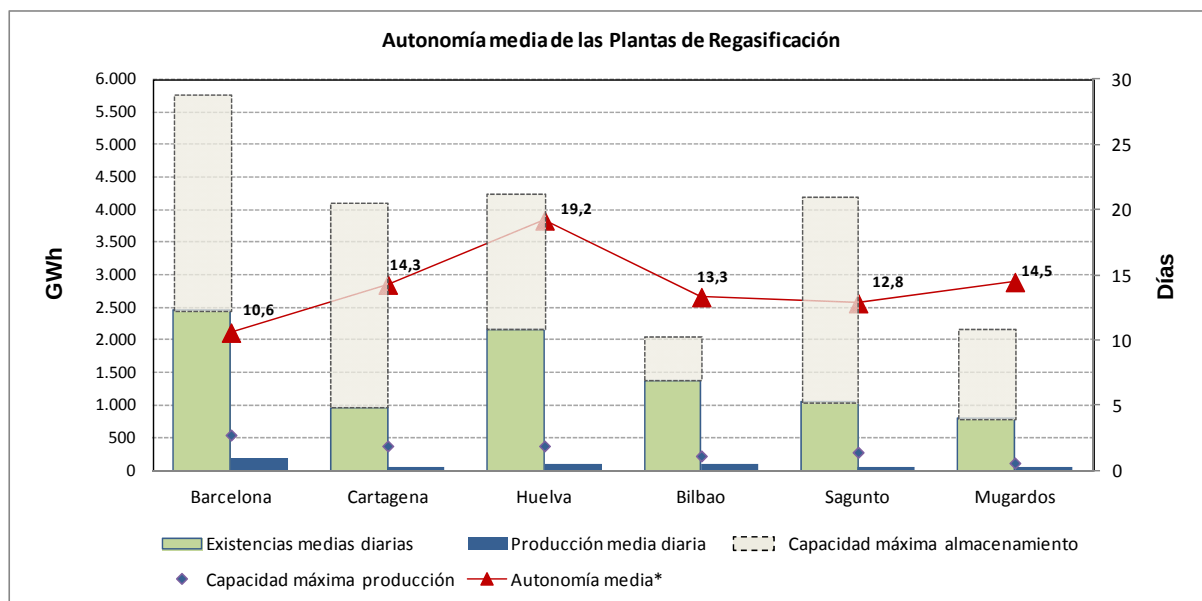


Figura 11. Autonomías, niveles de existencias y producciones medias en las plantas de regasificación.

*Autonomía media= (Existencias medias diarias - Gas talón) / Producción media diaria

6. MÍNIMOS TÉCNICOS

En la Tabla 5 se especifican los Mínimos Técnicos publicados por el GTS para cada una de las plantas de regasificación y se contabilizan los días que se ha estado por debajo de esos mínimos técnicos entre enero de 2011 y diciembre de 2012 así como durante el mes de enero de 2013. Los mínimos técnicos publicados no establecen diferenciación entre los días en que las plantas están regasificando y descargando GNL y los días que solo regasifican, días en los que el trasiego de boil-off es menor.

Plantas	Mínimo Técnico (GWh/día)	Días en el mínimo técnico*		Días por debajo del mínimo técnico*	
		Ene 11 – Dic 12	Enero 2013	Ene 11 – Dic 12	Enero 2013
Barcelona	128	124	6	3	-
Cartagena	85	167	-	163	31
Huelva	85	40	1	76	7
Bilbao	85	27	16	59	1
Sagunto	57	193	13	38	14
Mugardos	60	87	6	511	25

Tabla 5. Mínimo técnico y días en los que las plantas están en el mínimo técnico y en los que están por debajo.

(* Se considera un margen del 10% dentro del cual la planta está en el mínimo técnico)

Se hace notar que la planta de Cartagena ha funcionado por debajo de los mínimos técnicos durante todo el mes de enero, seguida de cerca por Mugardos.

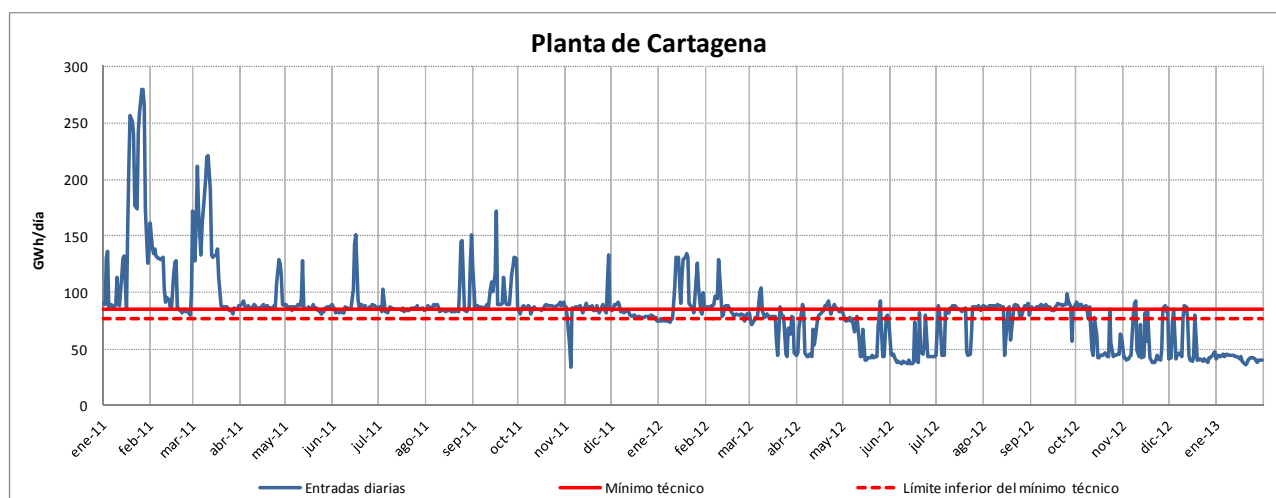


Figura 12. Nivel de existencias en la Planta de Regasificación de Cartagena.

7. ESTUDIO OPERACIONES BRS

Las operaciones de Balance Residual del Sistema (BRS), y el uso del Gas de Maniobra, permiten al GTS ajustar la operación real de las instalaciones. Este ajuste se realiza a través del examen de los valores de las nominaciones recibidas de los usuarios, la determinación de la demanda real y la identificación de las necesidades técnicas para el buen funcionamiento del sistema. El saldo de las operaciones BRS indica la diferencia entre el gas emitido realmente y las nominaciones de los usuarios. Las operaciones BRS se desagregan en tres niveles, según lo establecido en el protocolo de detalle PD-11:

$$BRS = \sum BRS_i, i = 0, 1, 2.$$

$BRS-0$ = Gas emitido – Consigna de operación del GTS

$BRS-1$ = Operaciones nominadas por el GTS para el buen funcionamiento del sistema

$BRS-2$ = Consigna de operación del GTS – Nominaciones de los usuarios – $BRS-1$

Los movimientos de gas por operaciones de BRS se realizan sobre las existencias de gas de maniobra, gas que obra en manos del GTS, acumulado como consecuencia de las diferencias entre el gas retenido a los usuarios en concepto de mermas y las mermas reales de las instalaciones.

Las operaciones BRS conllevan movimientos del gas de maniobra entre las distintas infraestructuras, y a su vez, variaciones en las existencias registradas en cada una. Del estudio de las operaciones BRS en el balance provisional del mes se concluye que:

- En el mes de enero, el gas de maniobra ha disminuido en 73 GWh.
- Las instalaciones con una mayor variación en la cuenta de gas de maniobra, durante el mes de enero fueron: la planta de Barcelona y los almacenamientos subterráneos, con una disminución de 322 GWh y 268 GWh, respectivamente, y la planta de Sagunto, con un aumento de 303 GWh.

La Tabla 6 muestra valores provisionales de las existencias de gas en las cuentas de gas de maniobra y el saldo de operaciones BRS en el sistema en GWh para el mes de enero.

GWh	Existencias Iniciales	Existencias Finales	% Existencias de gas de Maniobra sobre Máx. Capacidad Útil de Almacenamiento	Saldo de operaciones BRS	Mermas y Compensaciones	Ajustes comerciales	Entregas para gas talón
Red de Transporte	447	-	-	-195	-44	-	10
Barcelona	910	598	11%	-322	10	-	-
Cartagena	33	55	2%	18	4	-	-
Huelva	49	306	8%	66	-1	-	-
Bilbao	-125	51	3%	175	1	-	-
Sagunto	-190	114	3%	303	1	-	-
Mugardos	-193	2	0,1%	184	11	-	-
AASS	-71	-338	-1,2%	-268	-	-	-
C.I.	-	-	-	34	-	-	-
Total	860	787		-	-18	-	10

Tabla 6: Localización de existencias de gas de maniobra y operaciones BRS en enero 2013.

Se muestra también en el siguiente gráfico, a modo de ejemplo, la comparativa entre los valores de producción real, consignas de operación del GTS, nominaciones de los usuarios y operaciones BRS para la planta de Sagunto en el mes de enero.

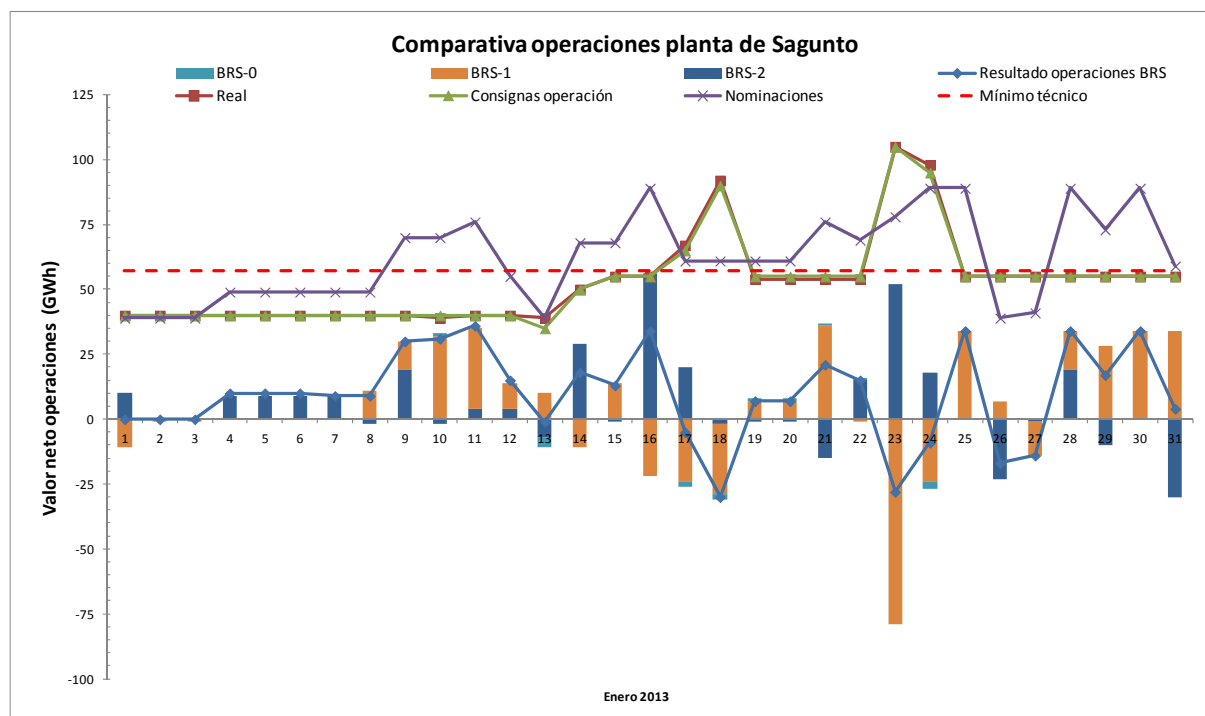


Figura 13. Comparativa consignas y operaciones BRS en planta de Sagunto.

A partir del análisis de los valores de las diversas instalaciones se obtienen algunas consideraciones sobre la gestión de las operaciones BRS:

- Se producen situaciones en las que el Gestor establece consignas de operación distintas a valores nominados, derivadas de operaciones BRS. En el ejemplo de la planta de Sagunto se muestra cómo las consignas de producción fijadas por el Gestor son distintos prácticamente todos los días de los inicialmente nominados por los usuarios.
- Las operaciones BRS implican movimientos del gas de maniobra entre las distintas infraestructuras. En las instalaciones se pueden originar existencias finales de gas de maniobra negativas, como en este mes ocurre en los almacenamientos subterráneos con -338 GWh. Asimismo, pueden originar existencias finales positivas, como ocurre en el resto de instalaciones.
- Que el gas de maniobra sea negativo en una instalación significa que se ha usado el gas de los comercializadores para emitirlo y operar el sistema. Por otro lado, el mantener existencias físicas de gas menores de las reconocidas en los balances comerciales de las plantas, para los usuarios podría significar que en algún momento fuera imposible dar viabilidad a una programación ante la falta de gas físico.

8. MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES

Durante el primer trimestre de 2013 se han planificado las siguientes operaciones de mantenimiento en las instalaciones del sistema gasista:

OPERACIÓN		FECHA DE LOS TRABAJOS	AFECCIONES
Plantas de regasificación			
Bilbao	Mantenimiento del sistema de agua de mar.	A lo largo del año	1 parada de 14 días en Abril y varias paradas de 1 día a lo largo del año. Emisión máxima teórica 200.000 nm ³ /h y sin descargas. Fechas definitivas a confirmar en la programación mensual previa. La viabilidad de la parada de 14 días en Abril queda condicionada a su compatibilidad con el plan de descargas.
	Revisiones semestrales del relicuador.	13 de Febrero y 4º trimestre	8 h. cada revisión con una producción de 580.000 nm ³ /h. Primera revisión 13 de Febrero.
Barcelona	Retirada de Operación de TK-1200 A/B.	Pendiente MIET	9 días. Sin descarga de metaneros en ataque 80M. Máx. emisiones: RBG: 1.650.000; R45: 300.000 Nm ³ /h.
	Modificación de colectores de aspiración de P5.	Una vez ejecutada la retirada de Operación de TK-1200 A/B	10 días. Emisiones máximas: R-72 900.000; R45 300.000 Nm ³ /h. TK-1400 y TK-2001 no operativos (vacíos). Pendiente Informe MIET.
Cartagena	Instalación de medidor de caudal de Boil-off. Pantalán 263M.	Marzo	4 días sin descarga de buques en dicho pantalán. Sin descargas en TK,s FB-241/251/231. Se realizará en una ventana sin descargas programadas.
	Verificación /calibración básculas.	Marzo	7 días. Sin cargadero de reserva. Puntualmente indisponibilidad de los 3 cargaderos.
Nuevos puntos de entrega			
Conexión nueva posición F003 en Ramal a Ence.		6 y 7 de Febrero	2 días. Afección al transporte por el ramal. Fechas definitivas a consensuar con clientes aguas abajo.
Conexiones, para la PEM del gasoducto Llanera-Otero, entre pos.000, 001, I01 y D16.		En función de la obtención del Acta de PEM	8 días. Afección al transporte por Ruta de la Plata, Mugaridos y Tuy. Fechas definitivas a confirmar en la programación mensual previa.
Sustitución válvula salida de línea de ERM de la posición A9 (Juslibol).		En función de la parada programada por el cliente	2 horas Afección al suministro a clientes aguas abajo de la ERM.
Estaciones de compresión			
Navarra	Modificación FCV-2.	Pendiente de fecha	1 día. EC Indisponible.

Almacenamientos subterráneos			
Gaviota	Adecuación equipos del Sistema de fuel gas de Plataforma.	Primera quincena de Marzo	7 días AS indisponible. Fechas definitivas a confirmar en la programación mensual previa, siendo posible que finalmente tenga que realizarse fuera del periodo invernal.
	Intervención en pozo G-6.	Al finalizar el período de extracción	15 días AS indisponible. Simultanear con la adecuación de equipos del sistema de fuel gas de plataforma.
	Pruebas de estanquidad de pozos.	Al finalizar períodos de inyección y extracción	2 x 12 h. AS indisponible. Simultanear la primera prueba de la adecuación de equipos del sistema de fuel gas de Plataforma.
Marismas	Mantenimiento semestral.	Marzo y Octubre	2 x 1 mes. AS indisponible. En curso.
Conexiones internacionales			
Larrau	Inspección en servicio DN800 Lussagnet-Mont	Del 11 al 15 de Febrero	5 días. Incompatible con el transporte físico en sentido ESP >FR.
Medgaz	No hay operaciones programadas con afección a la capacidad diaria de esta conexión. Podrían realizarse paradas técnicas de duración inferior a 24 horas cuyo efecto será compensando dentro del mismo día.		

Tabla 7. Operaciones de mantenimiento previstas para el primer trimestre de 2013.

SUBGRUPOS de TRABAJO actuales de las NGTS

1. Subgrupo para la modificación del PD-01.
2. Subgrupo para revisión de las NGTS en relación a diversos aspectos relacionados con la programación, los repartos y el balance.
3. Subgrupo para la actualización del PD-03 - Predicción de la demanda.
4. Subgrupo de desarrollos complementarios de las NGTS-9,10 y 11 – Operación del Sistema.
5. Subgrupo de mejora del PD-12, “procedimientos a aplicar a las cisternas de gas natural licuado con destino a plantas satélites”.
6. Subgrupo para estudio adecuación NGTS 3.6.1.

Tabla 9. Subgrupos de trabajo del grupo de NGTS en marcha.