



Comisión
Nacional
de Energía

BOLETÍN DE SUPERVISIÓN DE LA GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA

Febrero de 2011



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. PREVISIÓN DE OPERACIÓN DEL SISTEMA EN EL MES DE MARZO
7. ESTUDIO OPERACIONES BRS
8. MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES
9. NUEVAS INSTALACIONES DE GAS DURANTE 2011
10. SEGUIMIENTO DE LA MODIFICACIÓN DE LAS NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA

1. HECHOS RELEVANTES

Libia

Los días 10 y 25 de febrero estaba prevista la descarga de dos buques procedentes de Libia en las plantas de Huelva y Cartagena. Dichas descargas no se vieron afectadas por la crisis Libia, dado que los buques fueron cargados antes de iniciarse los problemas.

Empleo de carbón autóctono para generación eléctrica

El 11 de febrero entró en vigor la Resolución de la DGPEyM, de fecha 8 de febrero de 2011, que fija las cantidades anuales de carbón autóctono a adquirir por los titulares de las centrales en 2011, el volumen máximo de producción que puede ser programado en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro y los precios de retribución de la energía para cada una de las centrales.

Situación de operación excepcional nivel 0. Desvío de buques

Debido a la declaración de Fuerza Mayor que provocó la parada de parte de las instalaciones de licuefacción de Nigeria, se hizo preciso variar la programación de ciertos buques. Fue necesario el desvío de un buque originalmente destinado a la planta de Huelva, en concreto, el buque MADRID SPIRIT de 135.000 m³ de GNL, con llegada prevista el día 9 de febrero de 2011 a Huelva, a la Planta de Mugaros.

Normativa aprobada

Resolución de 25 de febrero de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen determinados aspectos relacionados con la subasta para la asignación de la capacidad de almacenamiento básico para el período comprendido entre el 1 de abril de 2011 y el 31 de marzo de 2012.

2. DEMANDA DE GAS

La demanda nacional alcanzó en febrero un valor de 35.546 GWh, un 4,6% superior a lo previsto por el GTS en el plan de operación.

	Demanda febrero 2011 GWh	% Δ sobre previsto
Demanda transportada por gasoducto	34.403	4,2%
Convencional por gasoducto	24.380	4,0%
Generación eléctrica	10.023	4,7%
Demanda de cisternas	1.143	16,8%
Demanda total	35.546	4,6%

Tabla 1. Demanda de gas durante el mes de enero

La demanda mensual de gas registró en febrero de 2011 un descenso del 3,3% sobre los valores del año anterior. Esta reducción fue motivada tanto por el descenso del consumo eléctrico como del consumo convencional, que se reducen ambos por encima del 3% respecto a 2010. El ratio de uso de los ciclos combinados en febrero ha sido del 30%, coincidiendo con una aporte de la generación con ciclos combinado del 21% para cobertura de la demanda eléctrica.

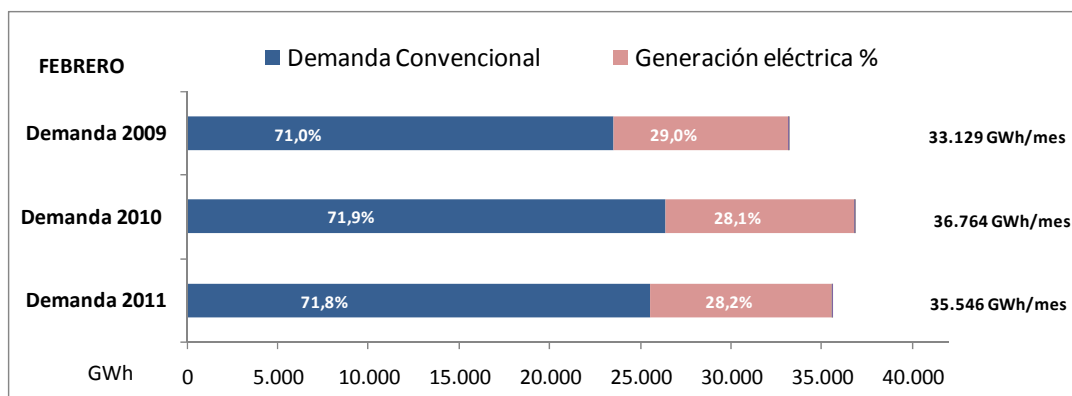


Figura 1. Comparativa anual de porcentajes de tipo de demanda en el mes de enero.

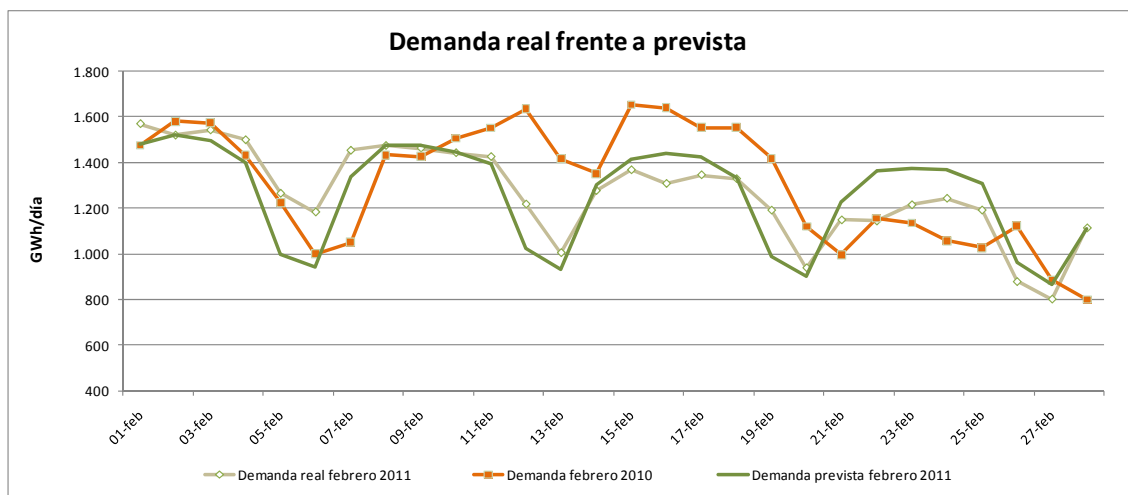


Figura 2. Comparativa de demandas reales.

3. GESTIÓN DE ENTRADAS DE GAS

A continuación se muestra una tabla con las principales entradas de gas a la red de gasoductos durante el mes de febrero, y su variación sobre el valor inicialmente previsto:

	Real febrero 2011	%Δ sobre previsto
Regasificación	22.313	-1,97%
Importaciones netas C. Internacionales	9.612	3,36%
Extracción Almacenamientos	2.449	-12,63%
Producción Yacimientos	213	140,93%
Total entradas	34.587	-1,05%

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

Las entradas desde plantas de regasificación supusieron el 65% del valor total neto de entradas. La cantidad de GNL descargada por los buques metaneros en las plantas alcanzó un valor de 23.538 GWh, inferior al valor previsto sólo en un 0,7%, debido a la sustitución de algunos buques por buques de mayor tamaño, si bien el número de buques descargados, 37, fue inferior en 2 unidades a los programados.

El factor de utilización máximo de las entradas al sistema en febrero tuvo lugar el día 1 y fue del 55%. En este día se alcanzó la máxima demanda del mes con 1.511 GWh/día. En lo que se refiere a la extracción de los yacimientos, se observa un valor muy superior al inicialmente previsto.

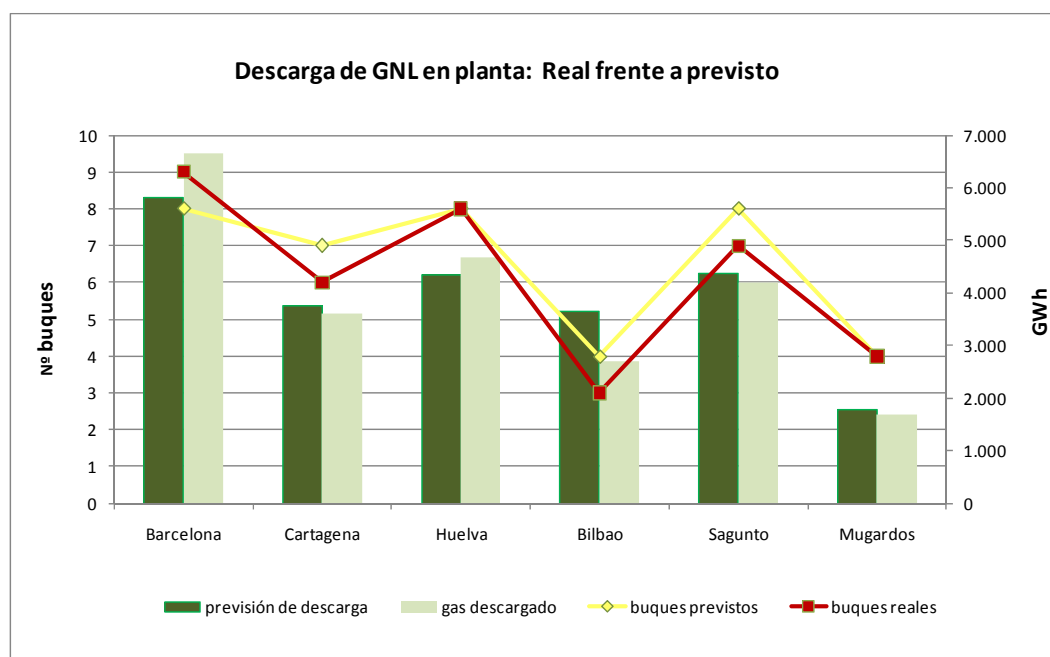


Figura 3. Descargas en plantas de regasificación

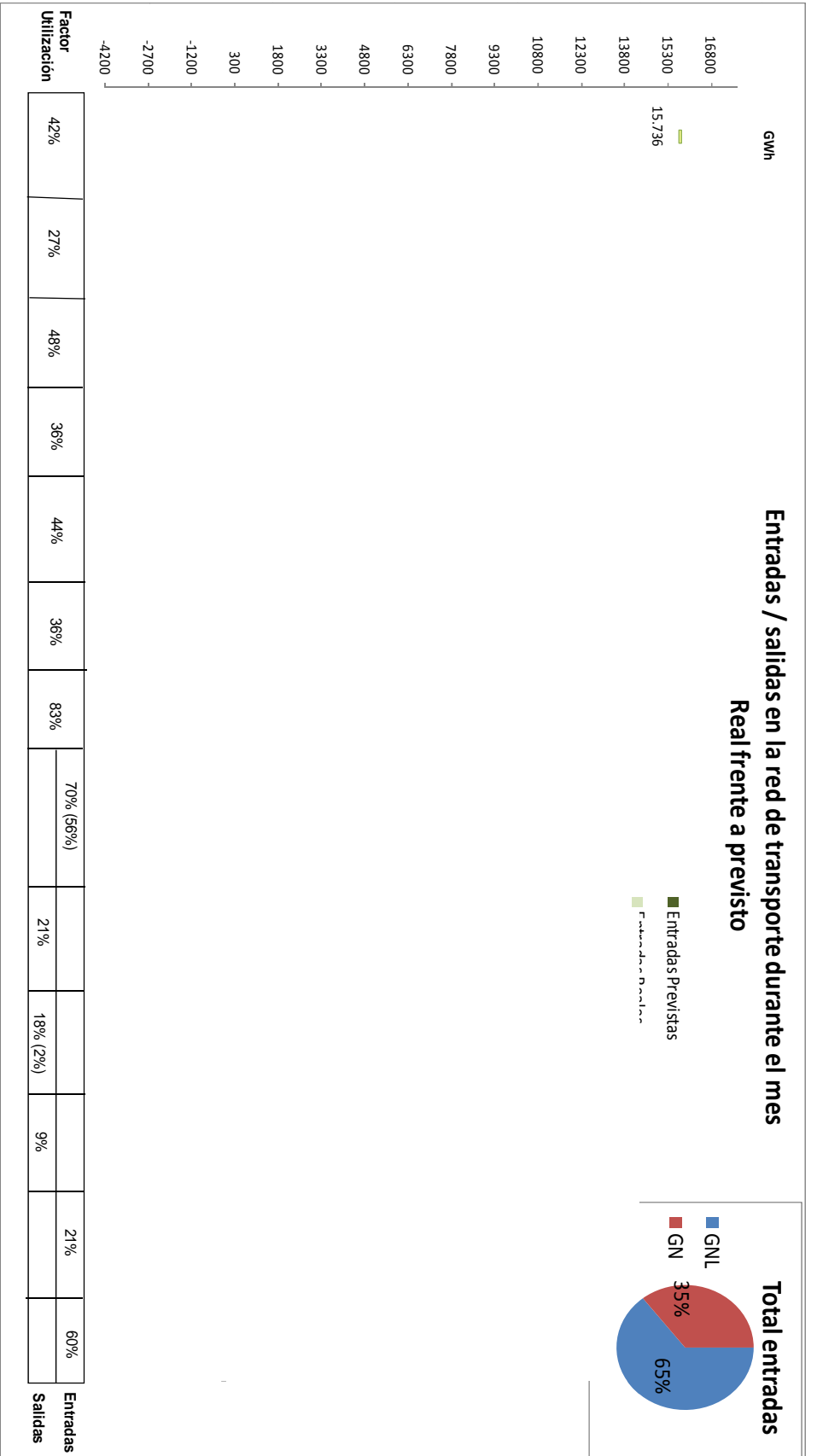


Figura 4. Entradas/salidas en la red de transporte

- Valores negativos indican salida/inyección
- Datos capacidades máximas transportables según ENAGÁS
- Las capacidades máximas transportables de entrada al sistema desde las plantas, las interconexiones, así como de los AASS y yacimientos, dependen del consumo efectivo de la zona
- * Factor de utilización contabilizados los flujos comerciales (Factor de utilización para los flujos físicos)

4. BALANCE ENTRADAS - SALIDAS DE GAS

En febrero el balance entre las entradas y salidas de gas de la red de gasoductos muestra un incremento del almacenamiento en la red de gasoductos de 184 GWh.

ENTRADAS	GWh / mes	SALIDAS	GWh / mes
Regasificación	22.313	Demanda por gasoducto	34.403
Importaciones C. Internacional	10.843	Exportaciones C. Internacional	1.231
Extracción AASS	2.449	Inyección AASS	0
Producción yacimientos	213	Inyección en yacimientos	0
Total	35.818	Total	35.634
BALANCE RED DE TRANSPORTE		35.818 – 35.634 = 184 GWh	

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

Se han producido exportaciones de gas por las conexiones internacionales con destino a Portugal por un valor de 784 GWh y a Francia por valor de 447 GWh. En la conexión internacional por Badajoz, el flujo físico de gas es actualmente de exportación. En las conexiones con Francia el flujo neto es de importación, si bien se contabilizan exportaciones por operaciones comerciales a través de Larrau, y físicas a través de Irún.

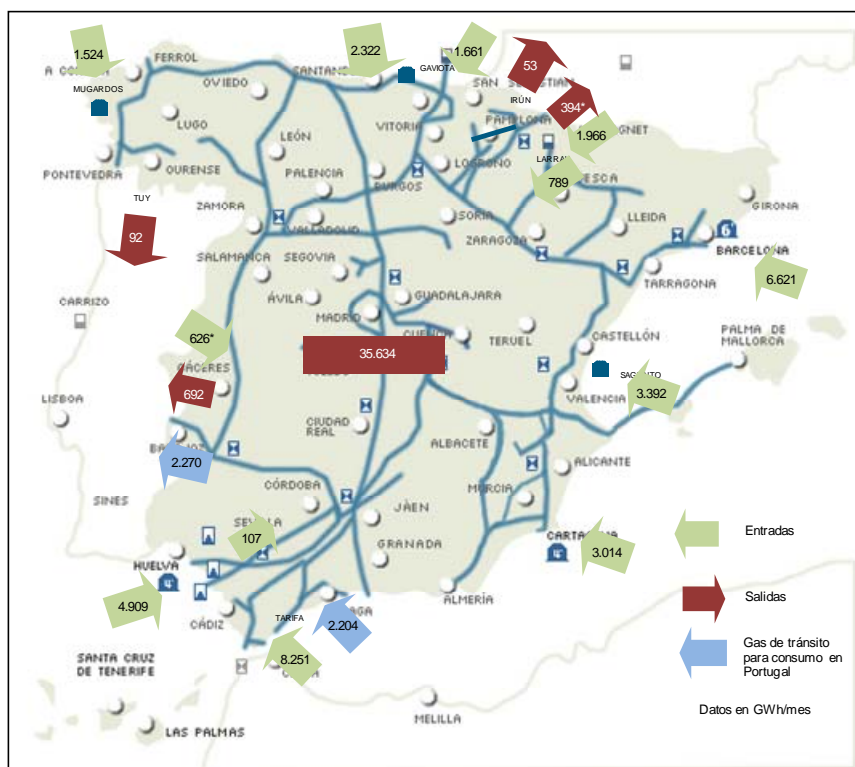


Figura 5. Entradas / salidas en la red de transporte.

* Se indican las operaciones comerciales.

5. NIVEL DE EXISTENCIAS EN EL SISTEMA

Durante el mes de febrero las existencias en el sistema gasista disminuyeron en un total de 1.985 GWh con respecto al final del mes anterior, alcanzando un valor de 24.287 GWh el día 28.

	Existencias finales febrero 2011 GWh	Existencias finales enero 2011		Existencias finales febrero 2010	
		GWh	%Δ feb11-ene11	GWh	%Δ feb11-feb10
Gas útil AASS	13.739	16.241	-18,21%	15.967	-14,0%
Plantas de regasificación	8.312	8.009	3,65%	7.555	10,0%
Red de Transporte	2.236	2.075	7,20%	2.113	5,8%
Total	24.287	26.325	-8,39%	25.634	-5,3%

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 34,2% en plantas de regasificación, un 56,7% en AASS (gas operativo + extraíble por medios mecánicos) y un 9,1% en gasoductos. Los niveles de existencias este mes se tradujeron en una autonomía promedio de 20 días en relación a la demanda diaria media. El ratio disminuye a 13 días si se considera la demanda punta, registrada el día 17 de enero de 2007 con 1.863 GWh.

En relación con las existencias en almacenamientos subterráneos respecto a febrero de 2010, se observa un descenso del 14%.

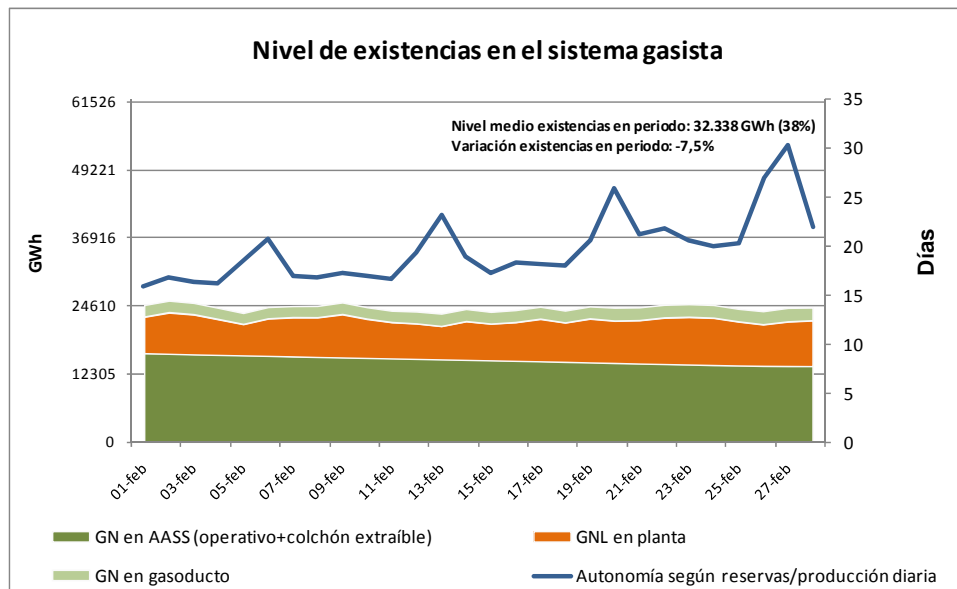


Figura 6. Variación de existencias en el sistema.

El 28 de febrero, la capacidad de los almacenamientos subterráneos se encontraba al 68%, con 30.143 GWh. De esta cantidad, el gas útil, operativo más colchón extraíble por medios mecánicos, representaba ese día 13.739 GWh.

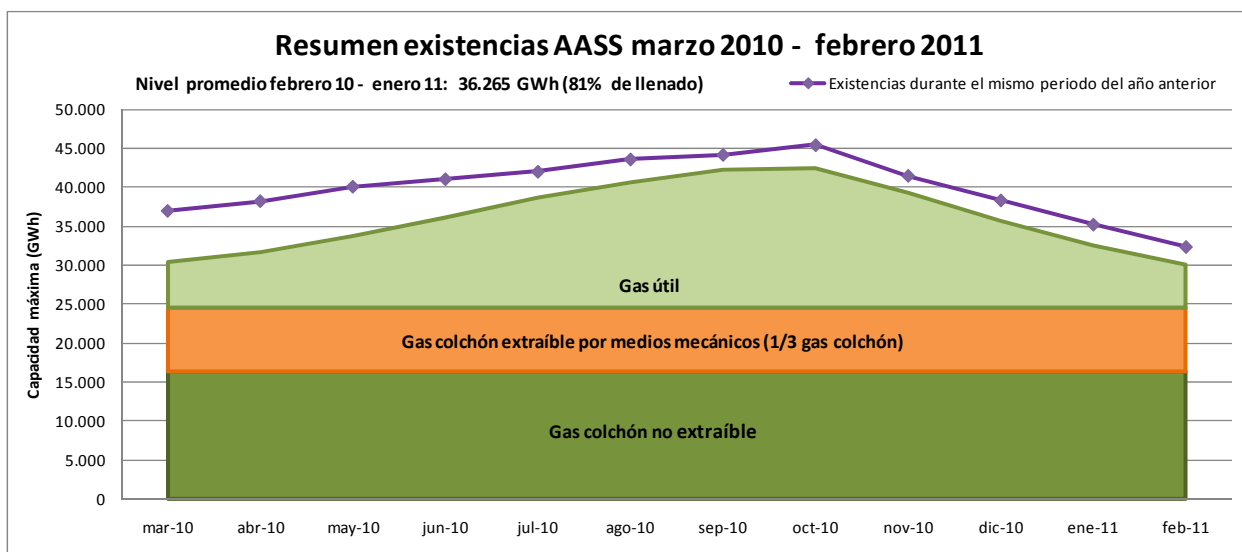


Figura 7. Existencias interanuales en los almacenamientos subterráneos.

Por su parte, el nivel de existencias de GNL en el sistema sumaba 1.232.238 m³ (8.312 GWh) a fin de mes, que equivalen a un 49% de la capacidad total de almacenamiento de GNL. Por su parte el nivel de existencias de GNL medio del mes ha sido 1.087.024 m³ (7.332 GWh). A lo largo de febrero el nivel del GNL almacenado registró un aumento de 303 GWh, un 3,1% superior al mes anterior. La autonomía media de las plantas de regasificación en febrero fue de 9 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.

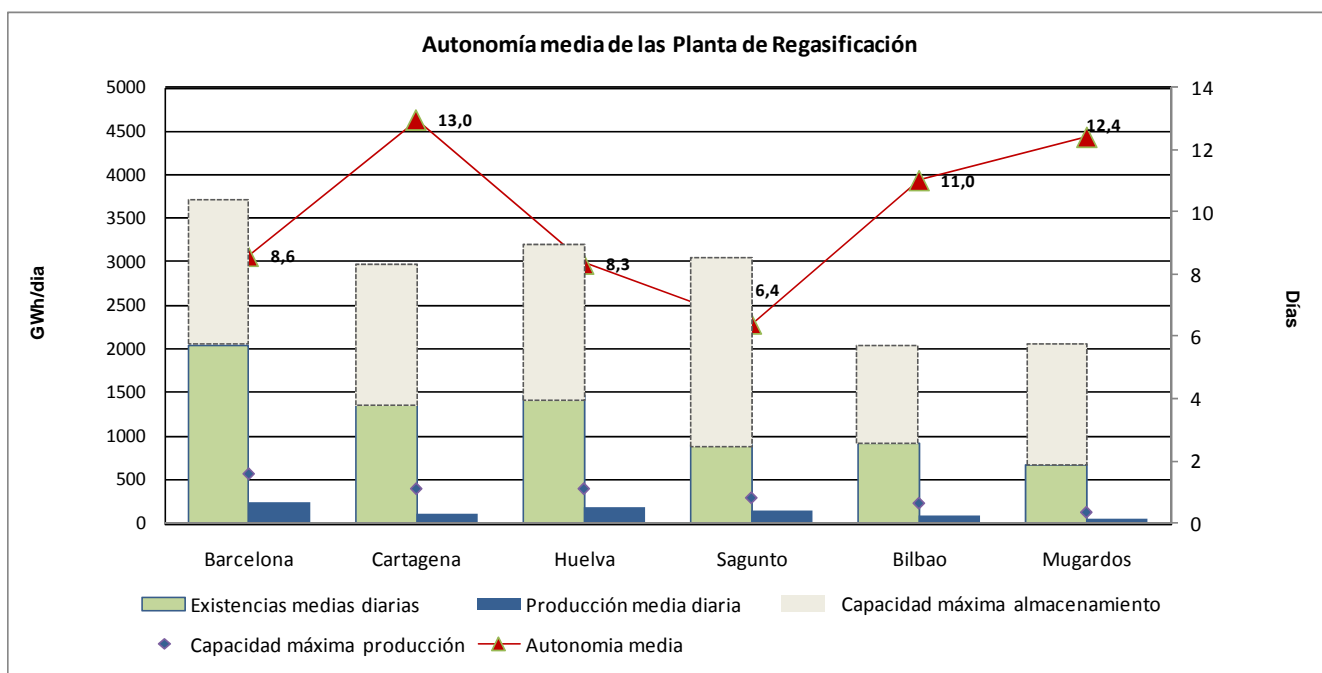


Figura 8. Autonomías, niveles de existencias y producciones medias en las plantas de regasificación.

6. PREVISIÓN DE OPERACIÓN DEL SISTEMA EN EL MES DE MARZO

Las principales magnitudes programadas para el mes de marzo de 2011 en relación con la operación del sistema se resumen en la tabla 5. El balance de las entradas del sistema frente a las salidas programadas se traduce en un déficit de 1.042 GWh. Como novedad, hay que destacar que desde el 5 de marzo se producen entradas por la conexión internacional de Medgaz.

Además, a lo largo del mes se espera la descarga de un total de 35 buques de GNL, que suman 25.275 GWh. La autonomía promedio esperada del sistema durante el mes es de 24,7 días, y la de las plantas de regasificación es de 9,7 días.

ENTRADAS MARZO		GWh	Proporción GNL - GN
Regasificación desde Planta GNL	Barcelona	4.840	65%
	Cartagena	3.245	
	Huelva	2.775	
	Bilbao	3.718	
	Sagunto	4.958	
	Mugaros	1.262	
	Total	20.798	
Conexión internacional	Tarifa	9.169	35%
	Larrau	1.060	
	Badajoz	488	
	Irún	0	
	Tuy	0	
	Almería	314	
	Total	11.031	
Producción yacimientos		60	
Extracción AASS		1.401	
Total		33.290	100%
SALIDAS MARZO			
Exportaciones		133	
Demanda por gasoducto	Convencional	24.160	
	Generación eléctrica (*)	8.941	
	Total	33.101	
Demanda cisternas		1.099	
Inyección yacimientos		0	
Inyección AASS		0	
Total		34.333	

(*) Demanda calculada como diferencia entre las previsiones del gas transportado por gasoducto y las previsiones de demanda convencional de ENAGÁS para el mes de marzo.

Tabla 5. Balance entradas / salidas del sistema programadas para el mes de marzo.

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:

- La instalación con una mayor variación en la cuenta de gas de maniobra, durante el mes de febrero, fue la planta de regasificación de Cartagena, que aumentó en 1.159 GWh sus existencias, alcanzando un valor de 990 GWh.
- Se produjeron varios ajustes comerciales entre las plantas de Cartagena y Huelva, y entre Huelva y Mugarodos.

La siguiente tabla 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 febrero. No se dispone del dato de mermas en la red de transporte, por lo que los valores totales de existencias no son definitivos.

	Existencias Iniciales	Existencias Finales	% Existencias sobre Max. Capacidad útil de Almacenamiento	Saldo operaciones BRS	Mermas y Compensaciones	Ajustes Comerciales
Red de Transporte	237	-339	-16%	-577	0	
Barcelona	463	183	5%	-303	23	0
Cartagena	-169	990	36%	245	1	913
Huelva	-24	-428	-15%	895	15	-1314
Bilbao	114	221	12%	107	0	0
Sagunto	226	199	7%	-20	-8	0
Mugarodos	-58	-31	-2%	-379	5	401
AASS	2	6	0%	4		
C.I.				27		
Total	791	828		0	37	0

Tabla 6: Localización de existencias de gas de maniobra y operaciones BRS

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 Reganosa, durante el mes de febrero.

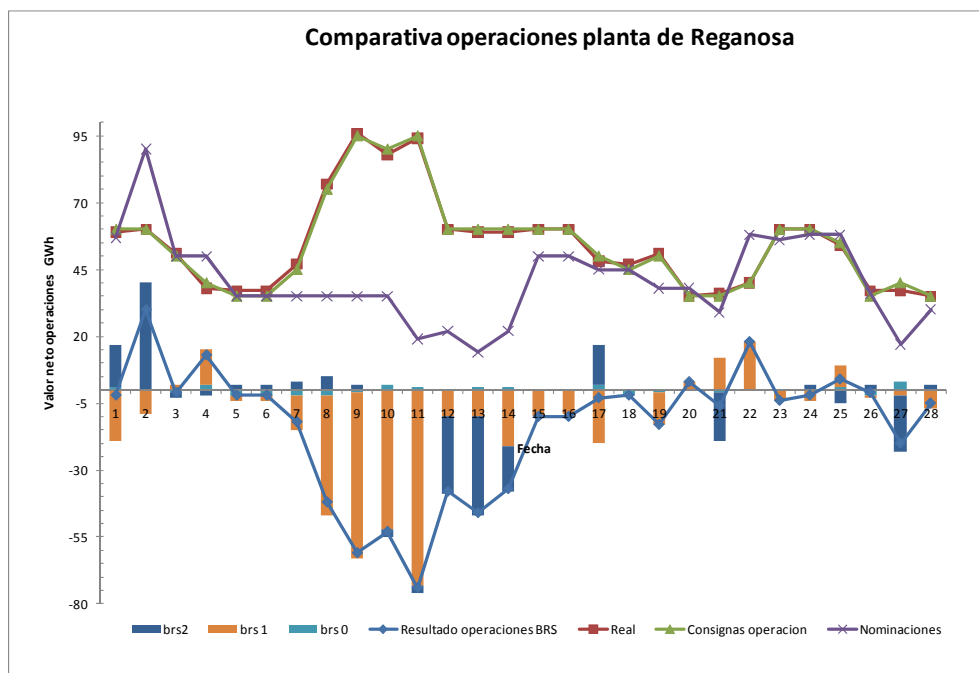


Figura 10. Comparativa consignas y operaciones BRS en Planta de Cartagena

Del examen de los valores de las diversas plantas se extraen algunas consideraciones reveladoras acerca de la gestión de las operaciones BRS:

- Frecuentemente los usuarios realizan nominaciones de entrada al sistema de transporte constantes, que no parecen ajustarse a la variación de sus consumos, amparados por la flexibilidad establecida por la regulación en el balance entre entradas y salidas y en la confianza de que el GTS, con operaciones BRS, equilibra la red.
- Por otro lado 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 Mugaros se aprecia como las consignas de operación fijadas por el Gestor en general superan los valores inicialmente nominados a fin de cubrir las menores entradas desde Huelva, como resultado del desvío de un buque de la planta de Huelva a la de Mugaros.
- Las operaciones BRS implican movimientos del gas de maniobra entre las distintas infraestructuras. En las plantas pueden originar existencias finales de gas de maniobra negativos, como es el caso este mes en la planta de Huelva, con -428 GWh, y Reganosa, con -31 GWh. Asimismo, pueden originar existencias finales positivas, como ocurre en el resto de instalaciones este mes. Es significativo también el bajo valor de existencias de gas de maniobra asignado a la de la red de gasoductos, -339 GWh, resultado de las operaciones BRS ordenadas por el GTS para regular la producción desde ciertas plantas.
- 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; además, para los usuarios, el mantener menores existencias físicas de gas de las que tienen reconocidas en una planta en sus balances comerciales, podría significar que en un momento dado sea imposible dar viabilidad a una programación ante la falta de gas físico.

8. MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES

Durante el primer trimestre de 2011 se han planificado las siguientes operaciones de mantenimiento en las instalaciones del sistema gasista:

OPERACIÓN		FECHA DE LOS TRABAJOS	AFECCIONES
Plantas de regasificación			
Bilbao	Ampliación de instalaciones	Desde 15 de Diciembre de 2010 hasta 2.013	Durante todo el periodo de ejecución de las obras el cargadero de cisternas quedará indisponible. En curso.
	Reparación de avería eléctrica BBE	1 de Febrero	11 horas. Indisponible la vaporización mediante agua de mar. Producción máxima teórica 200.000 nm ³ /h.
	Mtto. eléctrico BBE	Del 14 al 18 de Febrero	5 días. Indisponible la vaporización mediante agua de mar. Producción máxima teórica 200.000 nm ³ /h.
	Mantenimiento del sistema de agua de mar	A lo largo de todo el año.	Alrededor de 6 paradas de aprox. 24h de duración cada una de ellas, con una producción máxima nominal de 200.000 nm ³ /h y sin descarga de metaneros. Se procurará su realización en domingos.
Barcelona	Puesta en Marcha TK-3003	Marzo	4 días. Sin descarga de metaneros. Fechas definitivas a confirmar en la programación mensual previa.
Cartagena	Reparación brazo de descarga de líquido atraque 250M	Del 21 al 25 de Enero	5 días. Sin descargas de buques grandes. Finalizada.
	Desmantelamiento viejo relicuador Fase I	Del 17 al 21 de Enero	5 días. Sin producción de los tanques 221 ni 201. Emisión máxima 1.200.000 nm ³ /h. Finalizada.
	Desmantelamiento viejo relicuador Fase II	Febrero	3 días. Sin descargas de buques. Sin carga de cisternas de 08:00 a 14:00 h. A confirmar en fechas previas en función del estado del sistema.
Gasoductos			
Conexión de la variante del PK 136 del gasoducto Sevilla - Córdoba. Entre las pos. F07.07 y F14		Desde el 4 de Enero hasta Marzo	8 semanas desde el inicio de los trabajos de la variante. Afección a la producción y descargas de la Planta de Huelva. En curso.
Conexión de la variante del gasoducto ramal a Vilches.		18 y 19 de Enero	2 días. Afección al cliente del ramal. Finalizada.
Nuevos puntos de entrega			
Sustitución válvulas motorizadas MOV-2/3.Pos. D04. ESC. Gasoducto Burgos-Cantabria-Asturias		Marzo	Toma en carga, 3 días. Pendiente definir posible afección por necesidades de presión y/o caudal.

Sustitución válvula motorizada MOV-3.Pos. D06. ESC Gasoducto Burgos-Cantabria-Asturias		Marzo	Toma en carga, 2 días Pendiente definir posible afección por necesidades de presión y/o caudal.
Estaciones de compresión			
EC de Villar de Arnedo. Modificación del nudo de la pos. 31.		Febrero	4 días. Interrupción parcial del gasoducto BVV y Larrau-Villar de Arnedo. La fecha definitiva se programará para no afectar al transporte real.
E.C. Navarra: Retirada de filtros temporales de TC-1 y TC-2.		Marzo	2 días cada TC. Indisponibles secuencialmente.
E.C. Paterna: Sustitución SCU en TC-1 a TC-3.		Del 11 de Marzo al 27 de Mayo	TC's indisponibles de forma secuencial.
Almacенamientos subterráneos			
Gaviota	Intervención en pozo G-6. Inspección antorcha de Planta. Prueba semestral de seguridad y estanqueidad de pozos.	Del 25 de marzo al 8 de Abril	15 días AS indisponible. Se ejecutará una vez finalizado el periodo de extracción y antes del comienzo del periodo de inyección.
Serrablo	Pozo J-2: Sustitución SCU en Turbocompresor e Instalación arranques eléctricos.	Desde el 13 de Diciembre hasta el 22 de Febrero	No es posible la Inyección en J-2. Sin afección por realizarse en periodo de extracción. En curso.
	Sustitución SCU en Turbocompresor e Instalación arranque eléctrico.	Desde el 13 de Diciembre hasta el 30 de marzo	No es posible usar el Booster, se limita la inyección en Jaca. Sin afección por realizarse en periodo de extracción. En curso.
Conexiones internacionales			
C.I. de Tuy	Test funcional válvula controladora.	Del 30 de Enero al 1 de Febrero	3 días. Sin flujo. Posible afección a usuarios.
C.I. de Irún	Mtto. válvula controladora.	8 de Febrero	1 día. Sin flujo. Posible afección a usuarios

Tabla 7. Operaciones de mantenimiento previstas para el primer trimestre de 2011.

9. NUEVAS INSTALACIONES DE GAS DURANTE 2011

Los activos a poner en marcha por parte de **Enagás** en el año 2011 serían:

PLANTAS	Ampliación capacidad	Fecha puesta en marcha
Barcelona	8º tanque de almacenamiento con capacidad para 150.000 m ³ GNL	28/02/2011

GASODUCTOS	Long. (Km)	Diam. (")	Fecha puesta en marcha
Algete-Yela	88	26	30/06/2011
Gasoducto a Besós	25	26	31/10/2011
Musel – Llanera	16	30	31/12/2011
Desdoblamiento Interconexión Llanera-Otero	1	26	31/12/2011

ESTACIONES DE COMPRESIÓN	Fecha puesta en marcha
E. de compresión de Denia (antes Oliva)	31/12/2011
E. De compresión de Chinchilla (Medgaz)	31/12/2011
E. De compresión de Villar de Arnedo	28/02/2011

Los activos a poner en marcha por parte de **Endesa** en el año 2011 serían:

GASODUCTOS	Long. (Km)	Diam. (")	Fecha puesta en marcha
Otero de Herreros-Ávila	49	12	30/04/2011

Los activos a poner en marcha por parte de **Saggas** en el año 2011 serían:

PLANTAS	Ampliación capacidad	Fecha puesta en marcha
Sagunto	4º tanque de almacenamiento con capacidad de 150.000 m ³	01/12/2011

Los activos a poner en marcha por parte de **Gas Extremadura Transporte** en el año 2011 serían:

GASODUCTOS	Long. (Km)	Diam. (")	Fecha puesta en marcha
Mérida - Don Benito - Miajadas	69	12	15/12/2011
Ramal Villanueva de la Serena	7	8	15/12/2011

Los activos a poner en marcha por parte de **Medgaz** en el año 2011 serían:

CONEXIÓN INTERNACIONAL	Long. (Km)	Diam. (")	Fecha puesta en marcha
Conexión Internacional Argelia-España. Tramo español del gasoducto del Medgaz.	46	24	01/02/2011

Tabla 8. Infraestructuras con entrada en operación prevista en 2011 según las últimas fechas disponibles previstas por los promotores adjudicatarios.

10. SEGUIMIENTO DE LA MODIFICACIÓN DE LAS NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA

CALENDARIO CSSG 2011

ENERO						
L	M	X	J	V	S	D
			6	7	8	9
3	4	5			1	2
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30
31						

FEBRERO						
L	M	X	J	V	S	D
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28						

MARZO						
L	M	X	J	V	S	D
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31			

ABRIL						
L	M	X	J	V	S	D
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	

MAYO						
L	M	X	J	V	S	D
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31					

JUNIO						
L	M	X	J	V	S	D
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30		

JULIO						
L	M	X	J	V	S	D
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31

AGOSTO						
L	M	X	J	V	S	D
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

SEPTIEMBRE						
L	M	X	J	V	S	D
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	

OCTUBRE						
L	M	X	J	V	S	D
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30
31						

NOVIEMBRE						
L	M	X	J	V	S	D
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30				

DICIEMBRE						
L	M	X	J	V	S	D
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31

*En verde reuniones del CSSG

Tabla 9. Calendario de reuniones del año 2011

SUBGRUPOS de TRABAJO de las NGTS

1. Modificación del PD-01 (30/11/2010)
2. Subgrupo para revisión de las NGTS en relación a diversos aspectos relacionados con la programación, los repartos y el balance (24/03/2011)

Tabla 10. Subgrupos de trabajo del grupo de NGTS en marcha

**PROPUESTAS DE PROTOCOLOS FINALIZADOS POR EL GRUPO DE NGTS
(remitidos para aprobación del MITYC)**

1. Carga de cisternas con destino a planta satélites
2. Asignación de slots
3. Nominación y reparto en conexiones internacionales con Europa
4. Asignación de viabilidades, entradas mínimas y congestiones
5. Congestionamientos en tanques de GNL
6. Modificación del PD-05

Tabla 11. Protocolos finalizados remitidos para consideración del MITYC