



Comisión
Nacional
de Energía

Dirección de Gas
Subdirección de Gestión Técnica

BOLETÍN DE SUPERVISIÓN DE LA GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA

Enero de 2009



ÍNDICE

1. HECHOS RELEVANTES
2. GESTIÓN DE ENTRADAS DE GAS
3. GESTIÓN DE SALIDAS DE GAS
4. BALANCE ENTRADAS - SALIDAS
5. NIVEL DE EXISTENCIAS EN EL SISTEMA
6. PREVISIÓN DE OPERACIÓN DEL SISTEMA EN EL MES DE ENERO
7. ESTUDIO OPERACIONES BRS
8. MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES
9. NUEVAS INSTALACIONES DE GAS DURANTE 2009
10. SEGUIMIENTO DE LA MODIFICACIÓN DE LAS NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA

1. HECHOS RELEVANTES

Incidente en la planta de Barcelona

El sábado día 10 de enero se redujo la emisión desde la planta de regasificación de Barcelona a la red de 72 bar, entre las 8h:25m y las 10h:34m, con un mínimo de caudal y presión de aproximadamente 300.000 m³(n)/h y 62,5 bar. La situación motivada por un fallo eléctrico afectó parcialmente a los sistemas internos de control de la planta. Se mantuvieron las presiones de garantía y no afectó a ningún cliente final. Las emisiones a la red local a 35/45 bar no se vieron afectadas.

Situación de Operación Excepcional en la planta de Bilbao

Condiciones climatológicas adversas mantuvieron cerradas al tráfico marítimo las instalaciones de Bilbao, imposibilitando que se llevaran a cabo dos descargas programada en la planta de regasificación de BBG, entre el viernes 16 y el viernes 30 de enero. Las medidas tomadas en consecuencia para adecuar el funcionamiento del sistema, fueron:

1. Descarga Buque British Trader. Día 16 de enero.

El día 15 de enero BBG comunicó al GTS que, según las previsiones meteorológicas, no sería viable descargar buques en sus instalaciones hasta al menos el día 23 de enero. Por ello el buque *British Trader*, con llegada prevista el día 16 de enero, no podría efectuar su atraque; además de mantenerse la programación de producción prevista, se incumpliría con los niveles mínimos de existencias. Analizada la situación general, se decidió el desvío del metanero a la planta de Cartagena, así como la adecuación de las programaciones de las dos plantas. Por ello se declaró *Situación de Operación Excepcional nivel cero* con las siguientes medidas:

- Desvío del buque metanero *British Trader* de 132.000 m³ GNL a la planta de Cartagena, con descarga prevista el día 18 de enero 2009.
- Adecuación de las programaciones de las plantas de Bilbao y Cartagena.
- Extracción máxima desde almacenamientos subterráneos.

2. Descarga Buque Hispania Spirit. Día 21 de enero.

Debido a la persistencia de las malas condiciones climatológicas, y a la restricción al acceso de buques al puerto de Bilbao, el día 20 de enero BBG comunicó que no sería viable la descarga del buque *Hispania Spirit* con atraque previsto para el día 21 de enero. La solución adoptada fue el desvío de este metanero a la planta de Barcelona y la adecuación de las programaciones de las dos plantas de regasificación afectadas:

- Desvío del buque metanero *Hispania Spirit* de 135.000 m³ GNL a la planta de Barcelona, con descarga prevista el día 25 de enero de 2009.
- Adecuación de las programaciones de las plantas de Bilbao y Barcelona.
- Continuidad en la extracción máxima de almacenamientos subterráneos.

3. Reanudación de la actividad normal. Día 30 de enero.

Finalmente el 30 de enero, a las 22h, pudo entrar y atracar en el pantalán de BBG el buque metanero *LNG River Niger*, que descargó unos 135.000 m³ de GNL. Un segundo buque de características similares descargó a partir del día 31.

Incidentes motivados por el temporal

A causa del fuerte temporal que azotó el norte de la península durante el fin de semana del viernes 23 al domingo 25 de enero, se produjeron varias incidencias, que no afectaron a la atención a la demanda del sistema gasista:

a) Planta de Reganosa.

Se produjeron diversas paradas en la emisión de la Planta de Reganosa, todas ellas motivadas por el corte de suministro eléctrico externo. La secuencia de las paradas de emisión fue la siguiente:

- Con la terminal emitiendo a 140.000 m³(n)/h se produjo una primera parada, el viernes 23 de enero, desde las 21:48h hasta las 22:34h en que se normalizó la emisión.
- Se produjo una segunda parada desde las 22:48h del viernes 23 de enero hasta las 10:49h del sábado 24 de enero, en que se normalizó la emisión a 140.000 m³(n)/h.
- Finalmente tiene lugar una tercera parada entre las 0:05h y las 0:55h de la madrugada del domingo 25 de enero.

b) Planta de Barcelona

A causa de perturbaciones en la alimentación eléctrica, el sábado 24 de enero a las 11:19h se produjo una parada parcial de la emisión de la Planta de Barcelona, que estaba en 1.050.000 Nm³/h, quedando operativo un equipo de la R-72 bar y otro equipo de la R-45 bar. A las 11:37 se comenzó a normalizar la producción, reponiéndose completamente a las 14:36h.

c) Gasoductos de transporte.

En la noche del viernes 23 y durante la madrugada del sábado 24 se produjeron fallos de suministro eléctrico a posiciones de válvulas en varios gasoductos de las Comunidades del norte de España. Fue necesario subsanar la carencia de abastecimiento eléctrico mediante la instalación de grupos electrógenos. Se mantuvo con normalidad el suministro de gas a las redes de distribución. Durante las incidencias citadas, las presiones en el sistema de transporte se mantuvieron siempre por encima de los valores de garantía.

Plan de Actuación Invernal

La entrada del plan invernal obliga al cumplimiento de tres reglas por los distintos agentes del sistema:

Regla 1ª.- Limitaciones a las exportaciones.

- “Las nominaciones de salida por la conexión internacional de Larrau que den como resultado un flujo de entrada de caudal inferior a 175.000 m³/h(n) (50 GWh/día) serán consideradas no viables”.

Las entradas por Larrau estuvieron durante todo el mes en el entorno de los 60 GWh/día, por encima del valor fijado en el Plan de Actuación Invernal.

Regla 2ª.- Existencias mínimas de gas natural licuado (GNL) en plantas de regasificación.

- “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 fueran a ser inferiores a tres días de la capacidad de regasificación contratada en el conjunto de las plantas de regasificación del sistema, o si en algún momento las existencias de un usuario en una planta fueran inferiores a dos días del total de la capacidad contratada en dicha planta”.

Del análisis de los datos de los balances mensuales cerrados se comprueba que la mayoría de los usuarios cumplieron el primer criterio de esta regla, es decir poseían cada día, en el conjunto de las plantas, existencias de GNL superiores a tres días de sus valores de regasificación total contratada. En relación con el segundo criterio, se ha detectado un mayor número de casos en los que algún usuario no tenía en una planta existencias superiores a dos días del valor de la regasificación contratada por dicho usuario en la planta. Esta situación no parece algo aislado, para un usuario o una planta, sino que se ha producido con cierta asiduidad entre los diversos usuarios y las distintas plantas de regasificación.

Regla 3ª.- Ola de frío

“Se entenderá por olas de frío aquellas situaciones en que la temperatura significativa para el sistema gasista calculada por el GTS se sitúe en valores inferiores a los incluidos en una banda de fluctuación¹ durante al menos 3 días consecutivos, cuando Protección Civil declare alerta por impactos previstos de fenómenos meteorológicos o cuando la previsión de la demanda convencional diaria supere los 1.020 GWh (...)”.

“El GTS informará a los usuarios de sus previsiones generales de la demanda convencional del sistema y de la demanda extraordinaria del Grupo 3 debida a olas de frío, desagregada por zonas geográficas y calculada en función de valores tabulados recogidos en la resolución (...)”

“En el estudio de la viabilidad de las programaciones mensuales, el GTS verificará que son viables tanto las programaciones asociadas a la demanda esperada como las programaciones que deberían realizarse en caso de producirse una ola de frío”.

¹ La banda de fluctuación estará constituida por las temperaturas que no difieran de la curva de referencia en más de 3,5 °C. La curva de referencia representa la temperatura media de los quince días anteriores y posteriores a cada día registrada durante los 10 últimos años.

Las predicciones de la Agencia Estatal de Meteorología referentes al periodo comprendido entre el miércoles 7 hasta el jueves 15 de enero anunciaron un descenso de las temperaturas, incurriendo según los criterios definidos en el *Plan de Actuación Invernal 2008-2009* en la declaración de "Ola de frío", que afectaría a toda la Península.

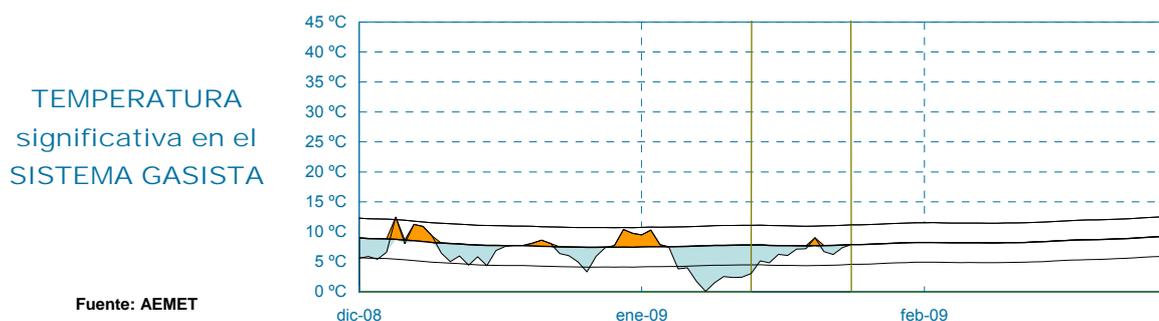


Figura 1. Análisis de temperaturas para la determinación de "ola de frío"

La desviación acumulada de la demanda respecto al programa mensual inicial, en los 9 días de duración, fue de (+) 450 GWh, de donde (+) 922 GWh se debieron a las bajas temperaturas y fueron compensados por un menor consumo en el sector industrial de (-) 472 GWh.

■ Δ Resumen Demanda extraordinaria Grupo 3 respecto programa mensual

GWh/día	J 8-ene	V 9-ene	S 10-ene	D 11-ene	L 12-ene	M 13-ene	X 14-ene	J 15-ene	V 16-ene	Total
	efecto inercia bajas temperaturas									
Total Sistema	+133	+156	+150	+101	+135	+129	+53	+40	+26	+922
en Zona 1: Levante	+11	+13	+27	+11	+8	-	-	-	-	+69
en Zona 2: Barcelona - Tivissa	+40	+29	+22	+9	+11	+11	+12	+14	+10	+159
en Zona 3: Valle del Ebro	+25	+23	+28	+25	+21	+25	+8	+7	+3	+165
en Zona 4: Noroeste	+8	+9	+7	+6	+8	+8	+4	+3	+1	+54
en Zona 5: resto de Oeste de Haro	+49	+81	+66	+51	+87	+84	+29	+16	+13	+476

Figura 2. Variación de la demanda doméstica por la bajada de temperaturas

El día 9 de enero la confluencia de la ola de frío con una generación eléctrica de origen eólico muy reducida hizo que la demanda alcanzase los 1.789 GWh/día (1.048 GWh/día demanda convencional + 741 GWh/día demanda sector eléctrico), que es el valor mas alto de demanda en el presente invierno, por debajo de la registrada el invierno pasado.

2. GESTIÓN DE ENTRADAS DE GAS

Las entradas de gas en el sistema de transporte (red de gasoductos) en enero ascendieron a un total de 38.669 GWh, frente a los 44.311 GWh previstos en el plan de operación mensual, lo que supone un 12,7 % menos de lo previsto.

La cantidad de GNL descargada por los buques metaneros en plantas de regasificación alcanzó un valor de 26.901 GWh, rebajando las previsiones en un 14,8%. El número de buques descargados, un total de 37, fue inferior en 9 a los programados. Por su parte, el nivel de producción de las plantas fue un 16,2% inferior a la previsión, situándose en 26.238 GWh (68% del total de las entradas a la red de transporte).

Las entradas de gas a través de conexiones internacionales, yacimientos y almacenamientos subterráneos este mes ascendieron a 12.431 GWh, siendo un 4,4% inferior a las previstas. Las extracciones desde los almacenamientos al sistema han sido inferiores a las programadas, mientras que, por su parte, los yacimientos han aportado ligeramente más gas al sistema que el previsto inicialmente. El valor del conjunto de estas entradas representó el 32% del total.

Se han realizado durante este mes importaciones de gas por las conexiones internacionales de Larrau y Badajoz que ascendieron en total a 1.817 GWh y 162 GWh respectivamente.

El factor de utilización máximo de las entradas al sistema en enero tuvo lugar el día 9 y fue de 54,76%.

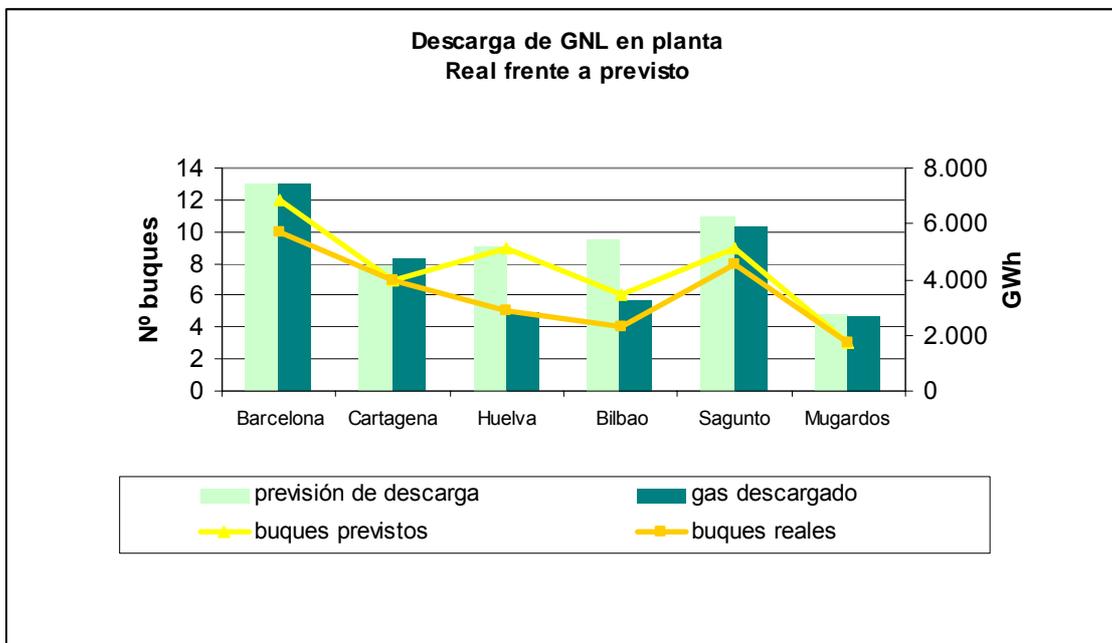


Figura 3. Descargas en plantas de regasificación

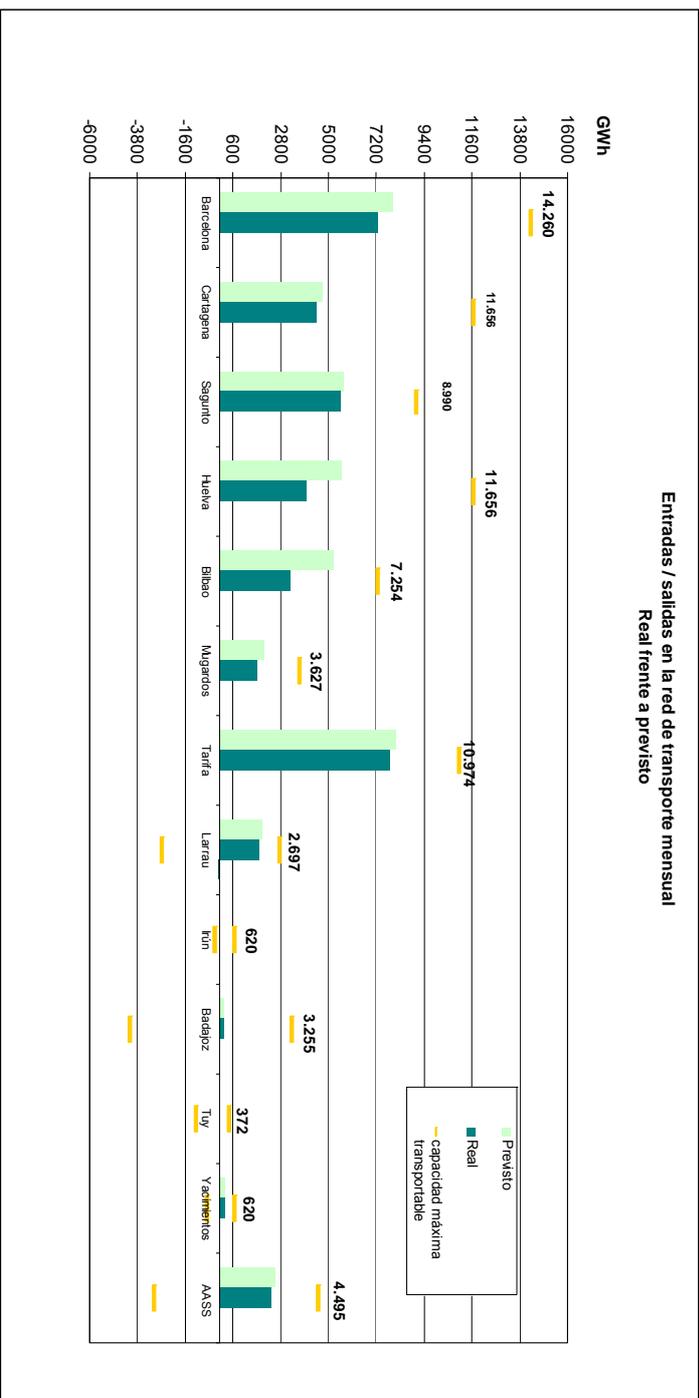


Figura 4. Entradas/salidas en la red de transporte

- Valores negativos indican salida / inyección
- Datos de 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, depende del consumo efectivo en la zona.
- No se disponen de datos de previsión para las exportaciones de gas a través de las conexiones internacionales.

3. GESTIÓN DE SALIDAS DE GAS

La demanda nacional alcanzó este mes un valor de 39.452 GWh, frente a los 45.265 GWh programados, representando un 12,7% menos de lo previsto. La demanda mensual fue inferior en un 12,8% al consumo del mes de enero de 2008, como consecuencia sobre todo de una disminución del 24,2% en el gas demandado por el sector eléctrico. Este descenso en la demanda eléctrica respecto al mismo mes del año pasado se debe a un descenso del 5,6% en la demanda de energía eléctrica y en el aumento de la generación eólica e hidráulica. La demanda del sector convencional fue un 6% inferior al valor para el mismo mes del año pasado debido al menor consumo industrial, a pesar de los incrementos de consumo del Grupo 3, doméstico, por las bajas temperaturas.

No se han producido exportaciones de gas por las conexiones internacionales con destino a Portugal. Sí en el caso de la conexión con Francia, desagregándose estas en exportaciones reales y en operaciones comerciales.

SALIDAS:	GWh
- Demanda transportada por gasoducto:	38.492
- Demanda de cisternas:	960
- Inyección en yacimientos:	0
- Inyección en AASS:	0
- Exportaciones (*):	67
Hacia Portugal	0
Hacia Francia	67
Total salidas:	39.519

(*) No se contabiliza como exportación el gas que entra por Tarifa para suministro a Portugal.

Tabla 1. Salidas de gas del Sistema.

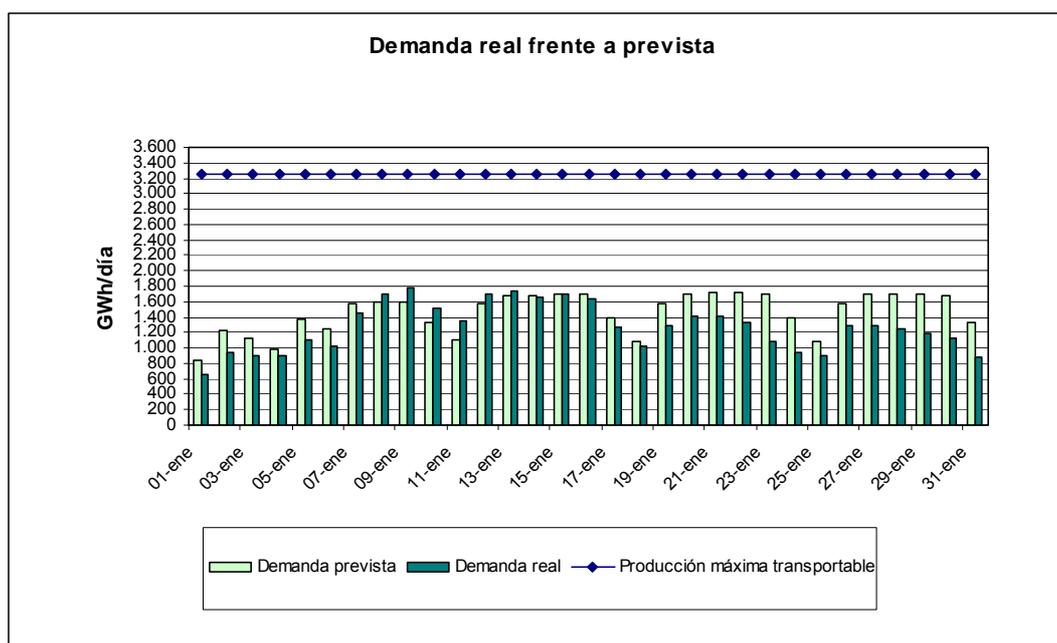


Figura 5. Demanda real frente a demanda prevista.

4. BALANCE ENTRADAS - SALIDAS

En enero, las entradas y salidas de gas de la red de gasoductos se encuentran ajustadas, de manera que el balance muestra un superávit de sólo 110 GWh.

En la conexión internacional por Badajoz, aunque el flujo físico de gas es de España a Portugal, algunos agentes importan gas para España por esta instalación. 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 la C.I. de Irún.

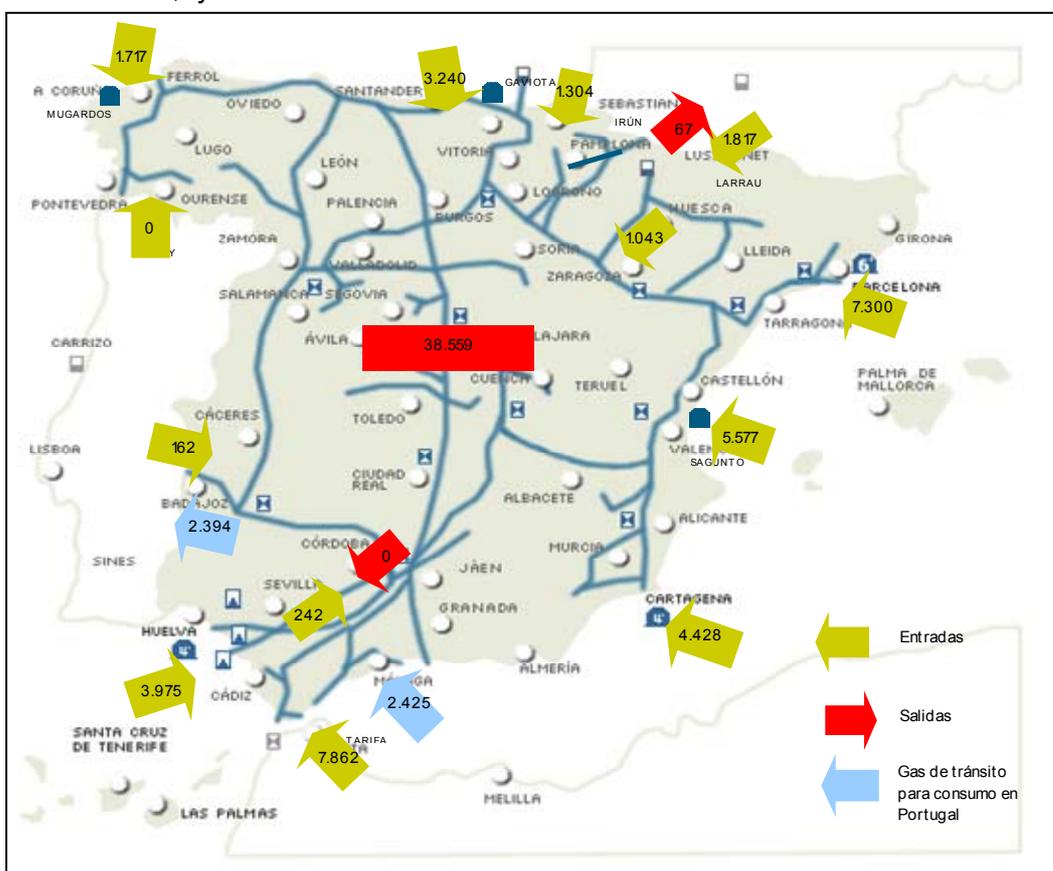


Figura 6. Entradas / salidas en la red de transporte.

ENTRADAS	GWh / mes	SALIDAS	GWh / mes
Regasificación	26.238	Demanda por gasoducto	38.492
Importaciones conexión internacional	9.842	Inyección en yacimientos	0
Producción yacimientos	242	Inyección AASS	0
Extracción AASS	2.347	Exportaciones	67
Total	38.669	Total	38.559
BALANCE RED DE TRANSPORTE	38.669 – 38.559 = 110 GWh		

Tabla 2. Balance entradas / salidas de la red de transporte.

5. NIVEL DE EXISTENCIAS EN EL SISTEMA

Durante el mes de enero las existencias en el sistema gasista disminuyeron aproximadamente en un total de 2.776 GWh con respecto al final del mes anterior, alcanzando un valor de 33.860 GWh el día 31. Esto se debe a que la suma de las descargas de GNL en plantas más el gas importado por las conexiones internacionales fue inferior a la suma del gas demandado por consumo interno y las exportaciones internacionales.

El nivel de los almacenamientos subterráneos se ha reducido, aportando 2.347 GWh al sistema este mes. Ha disminuido el nivel de gas almacenado en las plantas de GNL, en 199 GWh. A su vez la cantidad de gas almacenado en la red de gasoductos aumenta ligeramente. A final de mes, el nivel de existencias se repartía de la siguiente forma: un 29% en plantas de regasificación, un 66% en AASS (gas útil + extraíble por medios mecánicos) y un 5 % en gasoductos.

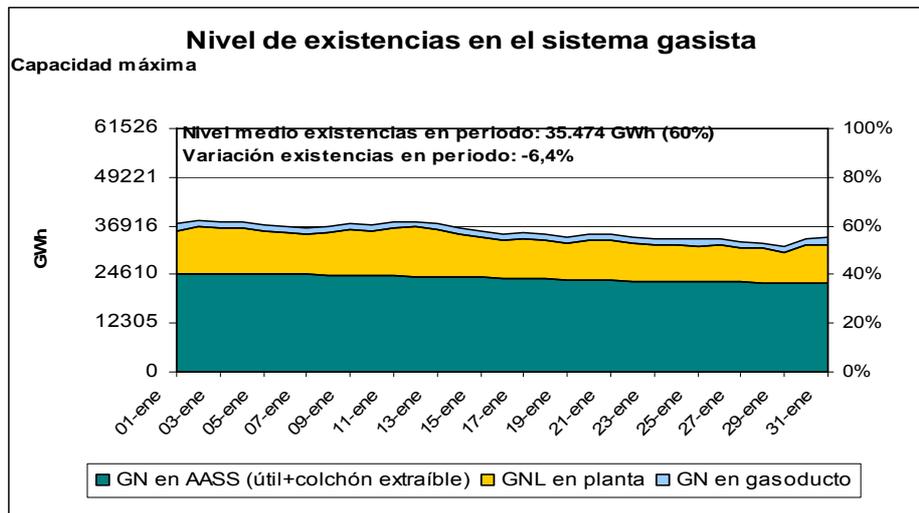


Figura 7. Variación de existencias en el sistema.

No se realizaron durante el mes inyecciones de gas ni en los almacenamientos ni yacimientos. Las extracciones desde los almacenamientos contabilizaron 2.347 GWh y desde los yacimientos 242 GWh. El 31 de enero, la capacidad de los almacenamientos subterráneos se encontraba al 79%, con 38.669 GWh. De esta cantidad, el gas operativo más el gas colchón extraíble por medios mecánicos representaba ese día 22.666 GWh.

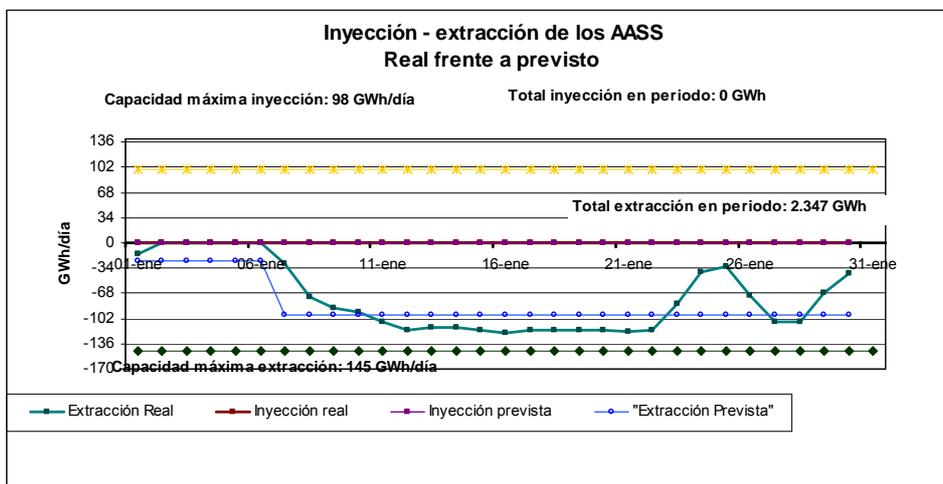


Figura 8. Inyección / extracción de los almacenamientos subterráneos.

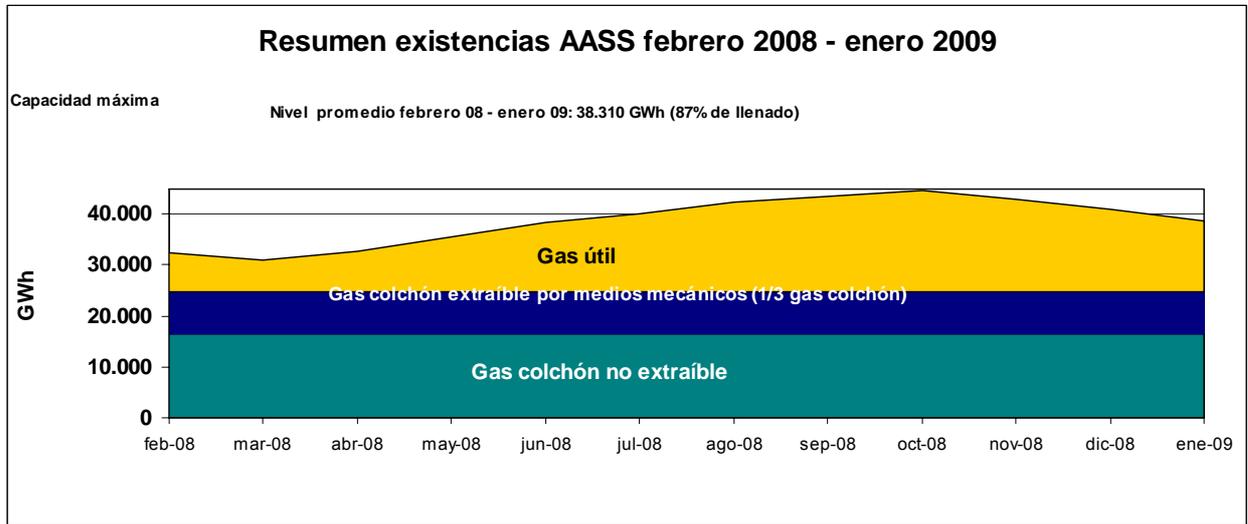


Figura 9. Existencias interanuales en los almacenamientos subterráneos.

Por su parte, el nivel de existencias de GNL en el sistema alcanzó los 1.457.170 m³ (9.833 GWh) a fin de mes, que equivalen a un 67% de la capacidad total de almacenamiento de GNL. La disminución del nivel de existencias de GNL, a lo largo de enero, supone acabar el mes con un 1,8% menos de gas que a finales del mes anterior.

Finalmente, las existencias de gas en la red de gasoductos aumentaron 38 GWh, un 2,25%, alcanzando un valor de 1.595 GWh el día 31.

Los niveles de existencias este mes se tradujeron en una autonomía media de 30 días en relación a la demanda diaria. El ratio disminuye a 19 días si se considera la demanda punta, registrada el día 17 de diciembre de 2007 con 1.863 GWh. Por otra parte, la autonomía media de las plantas de regasificación en enero fue de 12 días en relación a su producción real.

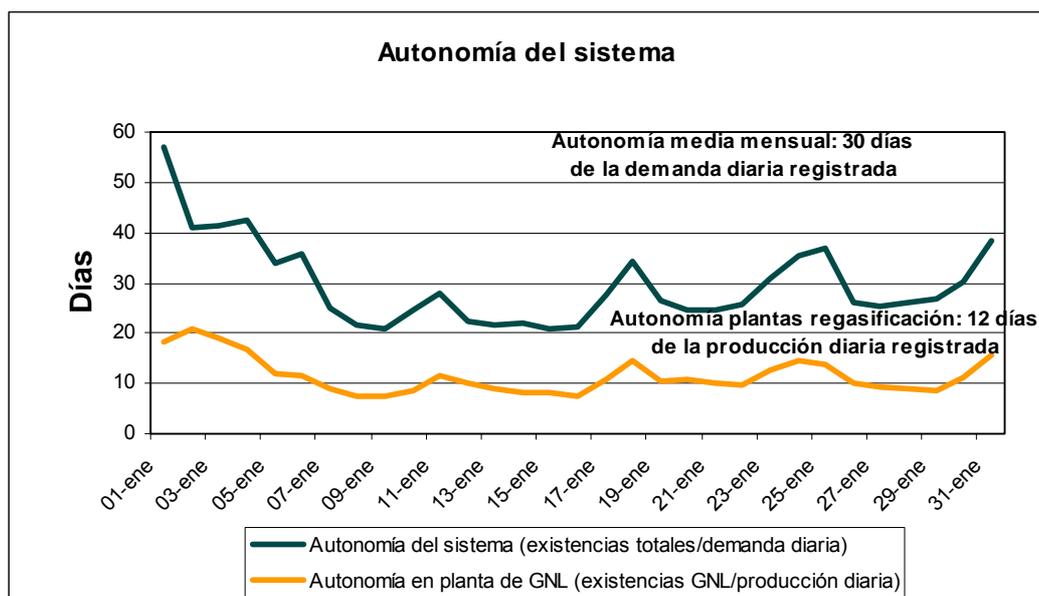


Figura 10. Nivel de autonomía del sistema en enero de 2009.

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

Las principales magnitudes programadas para el mes de febrero en relación con la operación del sistema se resumen en la tabla 3. El balance de las entradas del sistema frente a las salidas programadas se traduce en un déficit de 706 GWh.

Además, a lo largo del mes se espera la descarga de un total de 40 buques de GNL, que suman 24.914 GWh.

ENTRADAS FEBRERO		GWh	Proporción GNL - GN
Regasificación desde Planta GNL	Barcelona	5.860	74%
	Cartagena	3.566	
	Huelva	4.168	
	Bilbao	4.117	
	Sagunto	6.319	
	Mugardos	1.522	
	Total	31.311	
Conexión internacional	Tarifa	7.114	26%
	Larrau	1.635	
	Badajoz	151	
	Irún	0	
	Tuy	0	
	Total	8.900	
Producción yacimientos		389	
Extracción AASS		2.264	
Total		37.105	100%
SALIDAS FEBRERO			
Exportaciones		22,4	
Demanda por gasoducto	Convencional	23.484	
	Generación eléctrica (*)	13.416	
	Total	36.900	
Demanda cisternas		899	
Inyección yacimientos		0	
Inyección AASS		0	
Total		37.811	

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

Tabla 3. Balance entradas / salidas del sistema programadas para el mes de febrero.

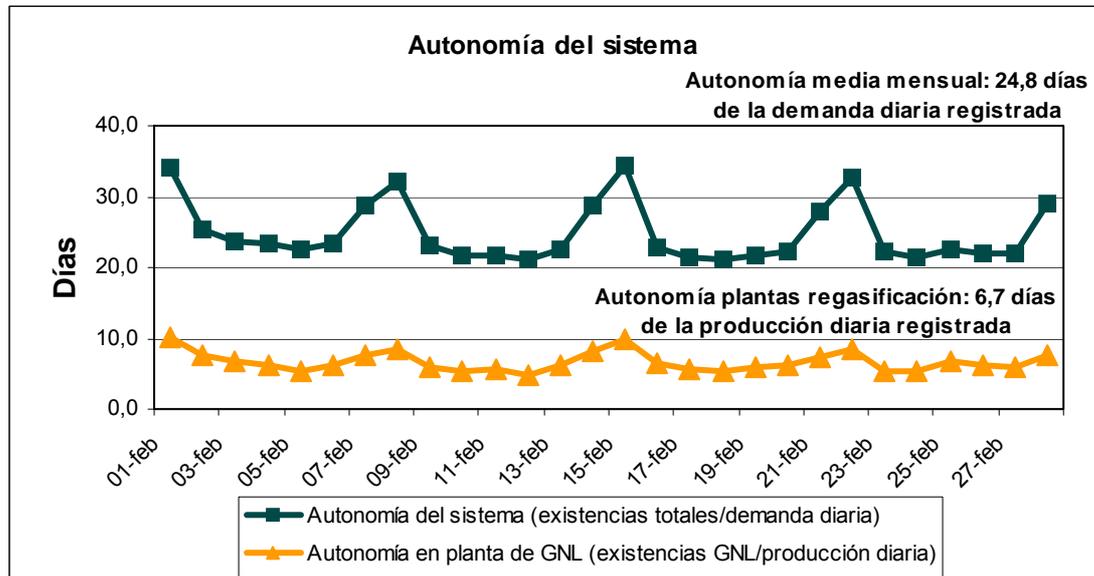


Figura 11. Nivel de autonomía del sistema en Febrero de 2009.

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 con el 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 y calculan en tres niveles de acuerdo a la causa de desviación, según lo establecido en el protocolo de detalle PD-11:

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

$$BRS-0 = \text{Gas emitido} - \text{Consigna de operación del GTS}$$

$$BRS-1 = \text{Operaciones nominadas por el GTS para el buen funcionamiento del sistema}$$

$$BRS-2 = \text{Consigna de operación del GTS} - \text{Nominaciones de los usuarios} - BRS-1$$

Los movimientos de gas por operaciones de BRS se llevan a cabo, en general, sobre las existencias de gas de maniobra. El gas de maniobra es el 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. Sin embargo, en ocasiones, la información publicada por el GTS para las existencias de gas de maniobra, en alguna instalación, presenta valores negativos, lo que significa que ha habido una producción a cuenta del gas de los usuarios y por tanto se registra un déficit de gas de maniobra.

Del estudio de las operaciones BRS para el balance provisional del mes de enero se concluye que:

- Se han producido Ajustes Comerciales entre las plantas de Bilbao con Cartagena y Barcelona respectivamente, debido a los desvíos de buques. Entre Bilbao y Cartagena el saldo salida/ entrada es de 881 GWh y entre Bilbao y Barcelona de 865 GWh. Estos ajustes han variado significativamente las existencias de gas de maniobra de las plantas.
- La instalación con una mayor variación de la cuenta de gas de maniobra, por operaciones BRS y ajustes comerciales durante el mes de enero, fue la planta de Barcelona, que disminuyó en 413 GWh sus existencias.
- Las instalaciones con mayores existencias finales de gas de maniobra, a final de mes, son los almacenamientos subterráneos con 603 GWh.
- La instalación con mayor déficit de existencias finales en su cuenta de gas de maniobra, a final de mes, es la planta de regasificación de Barcelona con -176 GWh. La planta de regasificación con mayores existencias en su cuenta es Sagunto con 370 GWh.

La tabla muestra valores provisionales y estimados 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. El signo tomado positivo en el saldo de operaciones BRS en las plantas de GNL y AASS, indica que aumentan las existencias de gas de maniobra en la instalación, al ser el valor de la producción real, menor que el valor nominado por los usuarios. El signo negativo en el saldo BRS, en las plantas de GNL y AASS, indica que disminuyen las existencias de gas de maniobra, por ser las nominaciones de los usuarios, inferiores a la producción real. En la red de transporte el signo indica el desequilibrio entre las entradas y la demanda de los usuarios. 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	Saldo operaciones BRS	Mermas y Compensaciones	Ajustes Comerciales
Red de Transporte	-326	-560	-234	n.d.	-
Barcelona	237	-176	-1276	-3	865
Cartagena	93	311	-670	7	882
Huelva	-21	110	120	11	-
Bilbao	121	112	1723	14	-1747
Sagunto	84	370	282	4	-
Reganosa	44	23	-26	5	-
AASS	519	603	84	-	-
C.I.	-	-	-4	-	-
Total	751	790	0	39	0

Tabla 4: Localización de existencias de gas de maniobra, operaciones BRS y Ajustes Comerciales

A modo de ejemplo se muestra en el siguiente gráfico la comparativa entre los valores de producción real, las consignas de operación del GTS, las nominaciones de los usuarios y las operaciones BRS para la planta de regasificación de Bilbao, durante el mes de enero.

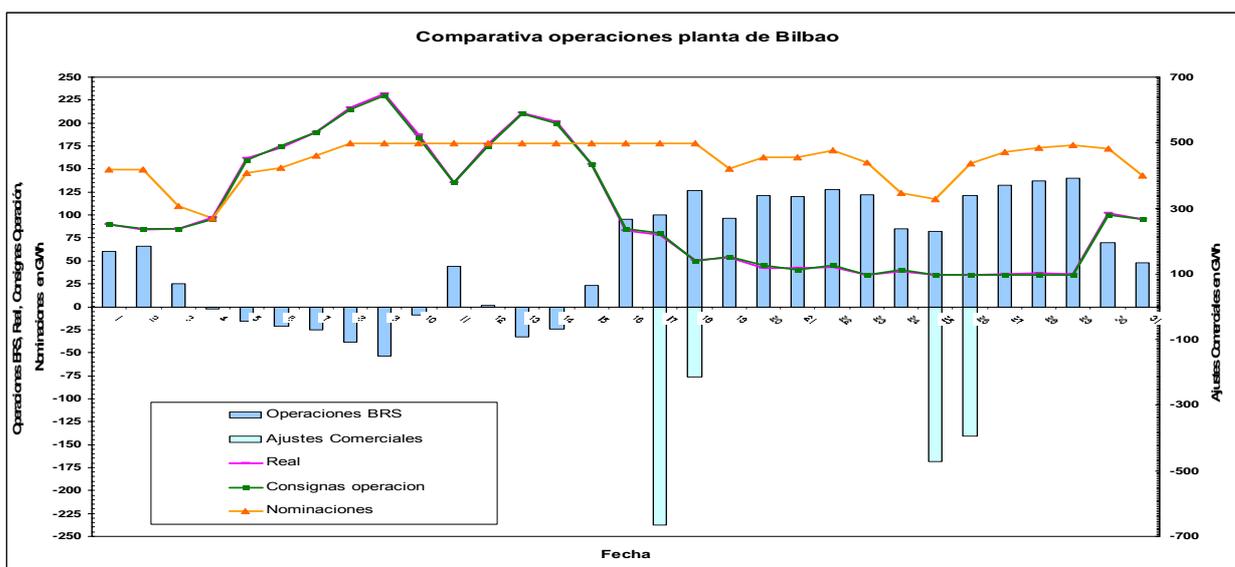


Figura 12. Comparativa consignas y operaciones BRS planta de Bilbao

Se observa como las nominaciones de usuarios no han podido cumplirse debido a la menor regasificación real en planta a partir del día 16, por los problemas del cierre del puerto y el desabastecimiento de descargas de GNL. La producción real se ha ajustado por tanto a las capacidades operativas, siendo menor a las nominaciones previstas. Los saldos de BRS generados por esta diferencia se han balanceado en parte con los ajustes comerciales debidos al desvío de buques a las plantas de Barcelona y Cartagena.

8. MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES

Durante el primer trimestre de 2009 se han planificado las siguientes operaciones de mantenimiento en las instalaciones del sistema gasista:

	OPERACIÓN	DURACIÓN DE LOS TRABAJOS	AFECCIONES
Plantas de regasificación			
Bilbao	Inspecciones de buzo por preventivo	Fin de semana a confirmar fecha	Parada de duración inferior a 48 horas
Barcelona	Migración del sistema de control distribuido. Instalación atraques 140M y 80M.	Fecha definitiva a confirmar	5 días sin buque en atraque 140M y 5 días sin buque en atraque 80M.
	Conexión de salida de agua de mar de nuevos vaporizadores.	Semana Santa	Emisión máxima a R72 de 265.000 nm ³ /h durante 7 días
Cartagena	Revisión trimestral de la operatividad de sistemas DCI del cargadero de cisternas	Marzo	6 horas sin carga de cisternas.
	Sustitución integral del sistema de amarre en atraque 200M	Febrero a Junio	Coordinar ventanas entre descargas.
Huelva	Mantenimiento brazos de descarga pantalán 140M	Febrero-Marzo	Una semana sin descarga de buques
Nuevos puntos de entrega			
Pos. F26X	Nueva EM G-4000. Puesta en servicio desdoblamiento Aceca. Soldadura way-tees.	Enero-Febrero	Limitaciones de los CCGT's y CT's de Aceca.
Pos. F26X	Nueva EM G-4000. Puesta en servicio desdoblamiento Aceca. Inserción de T,s en gasoducto Huelva-Madrid 26"	Enero-Febrero	Requiere interceptar el gasoducto Huelva-Madrid 26".
Pos. F26X	Nueva EM G-4000. Puesta en servicio desdoblamiento Aceca. Conexiones de la actual EM con el desdoblamiento	Enero-Febrero	Limitaciones de los CCGT's y CT's de Aceca.

	OPERACIÓN	DURACIÓN DE LOS TRABAJOS	AFECCIONES
Estaciones de Compresión			
Almodóvar	Sustitución del annubar por una placa de orificio y montaje de la MOV-3 reparada	Febrero-Marzo	EC indisponible durante 3 días.
Almacenamientos subterráneos			
Gaviota	Prueba semestral de los sistemas de seguridad de Planta y Plataforma y estanqueidad de las válvulas del fondo de los pozos	Febrero-Marzo	Parada de extracción durante 12 horas
Conexiones internacionales y yacimientos			
Tarifa	E.C. Frontera. Reparación de chimenea más filtros	27 Marzo-6 de Abril	La EC queda sin Turbocompresor de reserva

Tabla 5. Operaciones de mantenimiento previstas para el primer trimestre de 2009.

9. NUEVAS INSTALACIONES DE GAS DURANTE 2009

Los activos a poner en marcha por **Enagás** serían:

ESTACIÓN DE COMPRESIÓN	Fecha puesta en marcha
E. de compresión de Montesa	Septiembre 2009
E. de compresión de Denia	Diciembre 2009
Refuerzo E. de compresión de Haro	Junio 2009
E. de compresión de Navarra	Marzo 2009

PLANTAS	Ampliación capacidad	Fecha puesta en marcha
Regasificadora de Barcelona. Incremento de la capacidad de emisión a red de 72 bar a 1.800.000 m ³ (n)/h	150.000 m ³ (n)/h	Abril 2009
Regasificadora de Barcelona. Incremento de la capacidad de emisión a red de 72 bar a 1.950.000 m ³ (n)/h	150.000 m ³ (n)/h	Junio 2009
Regasificadora de Cartagena. Incremento de la capacidad de atraque hasta 250.000 m ³ de GNL	120.000 m ³	Marzo 2009

GASODUCTOS	Long. (Km)	Diam. (")	Fecha puesta en marcha
Campo de Gibraltar. Fase III.	16,7	16	Junio 2009
Ramal a Castellón	15	16	Marzo 2009
Lemona-Haro	92	26	Abril 2009
Marismas - Almonte	7	20	Diciembre 2009
Gasoducto de Baleares (tramo Montesa - Denia)	65	24	Enero 2009
Gasoducto de Baleares (tramo Submarino Denia - Ibiza - Mallorca)	257	20	Junio 2009
Lorca - Chinchilla	170	42	Agosto 2009
Almería-Lorca	126	42	Agosto 2009

Los activos a poner en marcha por **Endesa** serían:

GASODUCTOS	Long. (Km)	Diam. (")	Fecha puesta en marcha
Gasoducto Gallur- Ejea de los Caballeros	39	12	Abril 2009
Gasoducto Zaragoza-Calatayud	70	10	Mayo 2009
Tramos insulares en Ibiza	16	10	Septiembre 2009
Gasoducto Otero de los Herreros-Ávila	49	12	Octubre 2009
Segovia-Otero de los Herreros	22	12	Octubre 2009
Gasoducto Linares- Úbeda – Villacarrillo	55	8	Diciembre 2009

Los activos a poner en marcha por **Medgaz** serían:

GASODUCTOS	Long. (Km)	Diam. (")	Fecha puesta en marcha
Tramo Submarino	46	24	Julio 2009

Los activos a poner en marcha por **Naturgas Energía Transporte** serían:

GASODUCTOS	Long. (Km)	Diam. (")	Fecha puesta en marcha
Gasoducto Vergara-Irún (Duplicación)	85	26	Diciembre 2009
Gasoducto Corvera-Tamón	4	16	Noviembre 2009

Los activos a poner en marcha por **Saggas** serían:

PLANTAS	Ampliación capacidad	Fecha puesta en marcha
Regasificadora de Sagunto. Incremento de la capacidad de emisión a red de 72 bar a 1.200.000 m ³ (n)/h	200.000 m ³ (n)/h	Julio 2009
Regasificadora de Sagunto. Construcción 3º tanque con capacidad de 150.000 m ³	150.000 m ³	Julio 2009
Regasificadora de Sagunto. Incremento de la capacidad de atraque hasta 260.000 m ³ de GNL	110.000 m ³	Julio 2009

Tabla 6. Infraestructuras con entrada en operación prevista en 2009.

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

El día 13 de enero de 2009 tuvo lugar la reunión n° 34 del **Grupo de trabajo** para la actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión técnica del sistema gasista. El cuadro siguiente recoge la actividad desempeñada hasta la fecha:

MODIFICACIÓN DE NORMAS (NGTS)		
Finalizados y aprobados por el MITYC	2	Modificación NGTS-06 sobre repartos Nuevo apartado NGTS-06 (apdo. 6.2.4) sobre repartos del gas de operación y nivel mínimo de llenado. Modificación NGTS-07 (apdo. 7.2.3) sobre balances.
Finalizadas pdtes. de aprobación por el MITYC	4	Adecuación de NGTS-01 / 02 / 04 / 10 a nuevas órdenes de retribución, tarifas y peajes. Remitido Informe CNE a MITYC. Modificación NGTS-02 (apdo. 2.6.6) sobre requisitos de cargas de cisternas de GNL. Informe CNE remitido a MITYC
ELABORACIÓN DE PROTOCOLOS (PD)		
Finalizados y aprobados por el MITYC	11	PD-01 al PD-10 . PD-11 : Procedimiento de reparto en puntos de entrada a la red de transporte
Modificados y aprobados por el MITYC	5	PD-02 : Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD) PD-05 : Procedimiento de determinación de energía descargada por buques metaneros PD-06 : Regla operativa de las actividades de descarga de buques metaneros PD-07 : Programaciones y nominaciones en infraestructuras de transporte. PD-08 . Programaciones y nominaciones de consumos de redes de distribución.
Finalizados pdtes. de aprobación por el MITYC	3	Nuevo PD-12 : Carga de cisternas con destino a redes de distribución. Informe CNE remitido a MITYC Protocolo de asignación de slots Protocolo de nominación y reparto en conexiones internacionales



SUBGRUPOS EN DESARROLLO

1. Subgrupo de congestiones en tanques de GNL (28/01/2009)
2. Marco regulatorio-Bernouilli (27/05/2008)
3. Subgrupo Criterios de Ampliación ERM (2/01/2009)
4. Control metrológico (20/01/2009)
5. Modificación de los criterios de asignación de capacidad de carga de cisterna a los comercializadores (11 /09/2008)
6. Mejora del tránsito de información entre el SL-ATR y el SCTD (28/10/2008)

Tabla 7. Seguimiento del trabajo del grupo de NGTS