



Comisión  
Nacional  
de Energía

Dirección de Gas  
Subdirección de Gestión Técnica

# **BOLETÍN DE SUPERVISIÓN DE LA GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA**

Diciembre 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

### Balance Anual

La demanda del mercado nacional cierra el año con un **descenso del -10,5%** sobre los valores del año anterior. Este hecho, inédito en el sector, ha venido fundamentalmente ligado a la desaceleración económica, y se distribuye en una disminución del 7,9% en la demanda convencional, y de un 14,2% en la demanda para generación eléctrica sobre los valores acumulados en 2008. El 40% de las ventas de gas natural se canalizaron en 2009 al mercado de generación de electricidad frente a un 41,6% del año anterior.

La demanda convencional se redujo principalmente a consecuencia del retroceso de la producción industrial, debido a la crisis económica, la laboralidad y los efectos de la temperatura. La disminución de las entregas de gas para generación de electricidad, de un 14,2%, se enmarca en una reducción total del 4,6% en la demanda de electricidad en España. Del análisis de balance de generación eléctrica en 2009 se concluye que han sido las tecnologías que componen el régimen ordinario las que han absorbido todo el descenso de la demanda. Por el contrario, el régimen especial ha aumentado su producción un 18,3%.

De toda la generación neta de electricidad en España en 2009 el 29% se ha producido en plantas de ciclo combinado de gas natural. El conjunto del régimen especial, incluida la cogeneración con gas, ha alcanzado un valor del 30% del total. La producción nuclear ha tenido una cuota del 19%, y las centrales térmicas de carbón del 12%.

Al finalizar el año las centrales de ciclo combinado alimentadas con gas natural alcanzaron una potencia conjunta de unos 22.243 MW. La estimación de la participación del gas natural en el consumo de Energía Primaria consumida en España alcanza una cifra aproximada del 24%.

### Plan de Actuación Invernal

Desde el mes de Noviembre y hasta el 31 de Marzo de 2010, estará en vigor el *Plan de Actuación Invernal para la operación del sistema gasista* según lo aprobado en la resolución de 30 de noviembre de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Dicho plan conlleva el 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 105.000 m<sup>3</sup>/h(n) (30 GWh/día) serán consideradas no viables, siempre que se estime que exista un riesgo para la seguridad del sistema".

Las entradas por Larrau estuvieron durante el mes en el entorno de los 38 GWh/día, con valores incluso superiores hacia final de mes. No hubo, por tanto, producciones inferiores al valor mínimo 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 proporcionados por el GTS se comprueba que durante todos los días del mes de Diciembre las existencias de GNL en cada planta fueron superiores a tres días de la regasificación contratada en cada planta. No se dispone todavía de información para comprobar si las programaciones han resultado viables para cada usuario individualmente.

*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 fluctuación<sup>1</sup> 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”.*

Las predicciones de la Agencia Estatal de Meteorología referentes al periodo comprendido entre el lunes 14 y el jueves 17 de Diciembre anunciaron un descenso significativo de las temperaturas, incurriendo según los criterios definidos en el *Plan de Actuación Invernal 2009-2010* en la declaración de "Ola de frío".

Esta declaración de "ola de frío" supuso la aplicación de la mencionada *Regla 3ª* del Plan de Actuación Invernal. Las bajadas de temperatura se tradujeron en una estimación de incremento de demanda convencional considerada en +150 GWh/día respecto al nivel medio de los días laborables de la semana anterior afectando principalmente a los comercializadores responsables del suministro al Grupo 3. El efecto de la ola de frío tuvo un efecto de "inercia" en la demanda de gas en los días posteriores a la ola de frío que se unió a un nuevo descenso de las temperaturas los días 19 y 20.

---

<sup>1</sup> 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.

■ **Δ Demanda extraordinaria Grupo 3 respecto programa mensual**

GWh/día	J 17-dic	V 18-dic	S 19-dic	D 20-dic	
<b>Total Sistema</b>	<b>+143,2</b>	<b>+127,2</b>	<b>+152,6</b>	<b>+181,3</b>	
en Zona 1: Levante	+16,9	+13,9	+7,4	+7,0	➡ Incremento Cartagena/Sagunto/Barcelona/ Huelva
en Zona 2: Barcelona - Tivissa	+40,9	+34,0	+45,8	+49,3	➡ Incremento Barcelona
en Zona 3: Valle del Ebro	+25,0	+26,8	+36,2	+38,5	➡ Incremento Bilbao/Larrau/Barcelona
en Zona 4: Noroeste	+11,5	-	-	-	➡ Incremento Mugarlos/ Huelva/Bilbao
en Zona 5: resto de Oeste de Haro	+48,9	+52,5	+63,3	+86,4	➡ Incremento Huelva/GME/Cartagena/Sagunto

} +AASS

No se han registrado incidencias destacables en el suministro del incremento de la demanda durante el periodo considerado.

**Normativa aprobada**

Se aprobó durante diciembre la siguiente legislación relevante:

- Real Decreto 1901/2009, de 4 de diciembre, por el que se designa a determinadas empresas como suministradores de último recurso de gas natural (BOE 30/12/2009).
- Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista (BOE 31/12/2009).
- Resolución de 28 de diciembre de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se hace pública la tarifa de último recurso de gas natural (BOE 31/12/2009).

## 2. GESTIÓN DE ENTRADAS DE GAS

Las entradas reales de gas en el sistema de transporte (red de gasoductos) en diciembre ascendieron a un total de 39.346 GWh, muy cercano a los 39.331 GWh previstos en el plan de operación mensual.

La cantidad de GNL descargada por los buques metaneros en plantas de regasificación alcanzó un valor de 24.178 GWh, rebajando las previsiones en un 8,6%. El número de buques descargados, un total de 38, fue igual al programado. Por su parte, el nivel de producción de las plantas fue un 2,4% inferior a la previsión, situándose en 26.399 GWh (67% del total de las entradas a la red de transporte).

Las entradas netas de gas a través de conexiones internacionales este mes ascendieron a 8.786 GWh, siendo un 3,3% inferior a las previstas. En diciembre ha habido producción desde los yacimientos por valor de 487 GWh. En los almacenamientos subterráneos se han producido extracciones por valor de 3.246 GWh, un 4% por encima del valor previsto.

Se han realizado durante este mes importaciones de gas por las conexiones internacionales de Larrau y Badajoz por valor de 1.990 GWh y 114 GWh respectivamente.

El factor de utilización máximo de las entradas al sistema en diciembre tuvo lugar el día 17 y fue de 67,7%.

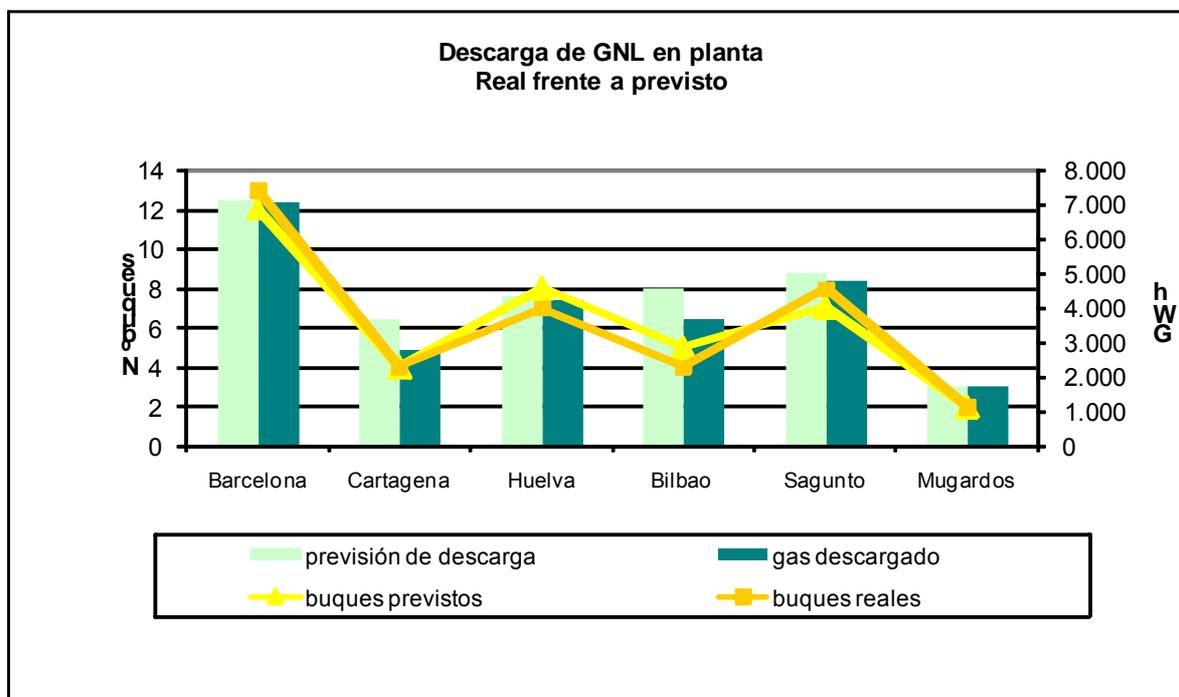


Figura 1. Descargas en plantas de regasificación

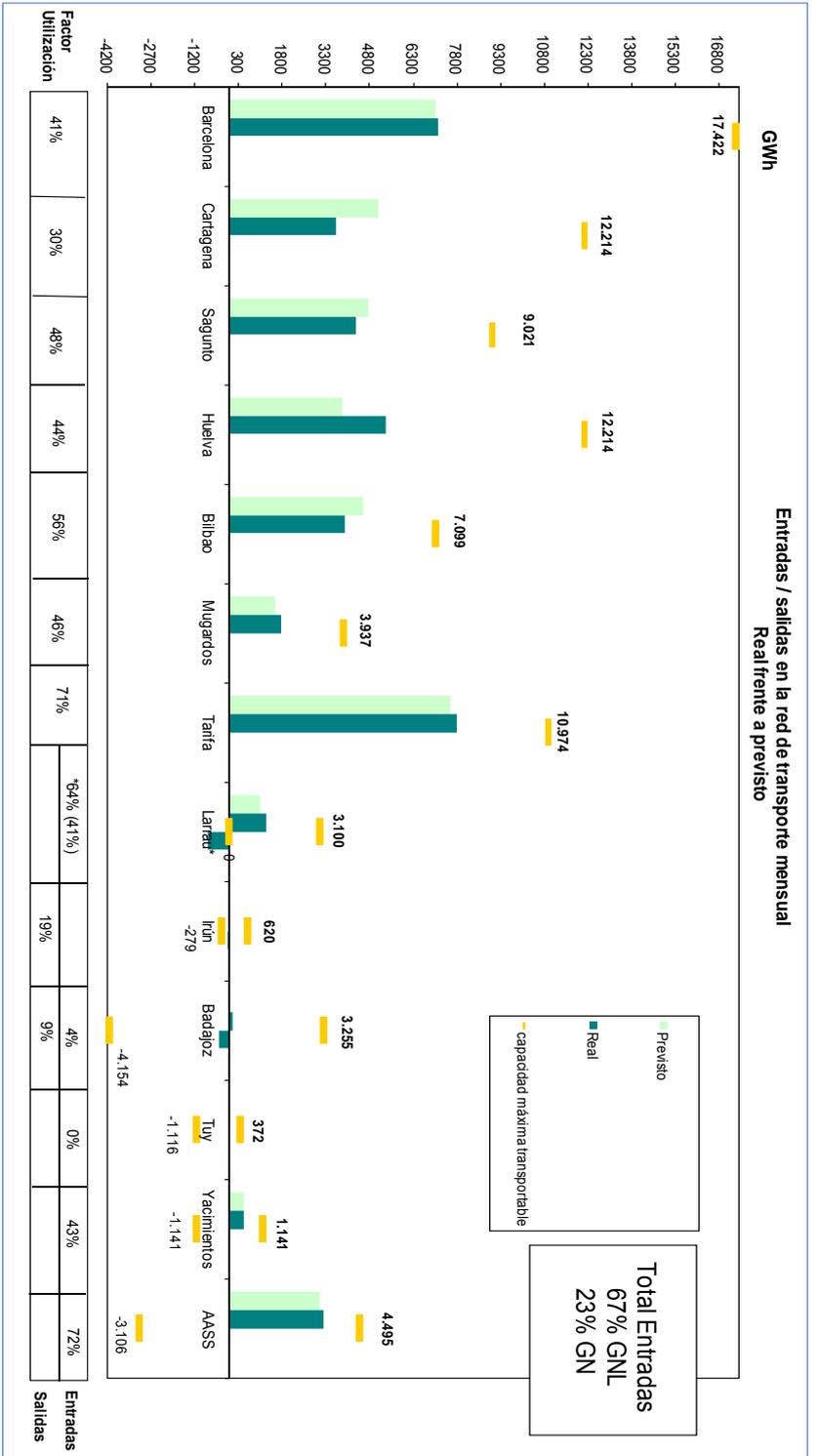


Figura 2. Entradas/salidas en la red de transporte

- 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, depende del consumo efectivo de la zona
- \* Factor de utilización contabilizadas las importaciones comerciales (Factor de utilización para las importaciones físicas)

### 3. GESTIÓN DE SALIDAS DE GAS

La demanda nacional alcanzó este mes un valor de 39.681 GWh, muy cercana por tanto a los 39.753 GWh programados. La demanda mensual fue, por primera vez en el año, superior a los valores del mismo mes en 2008, con un incremento del 5,4%. Este incremento se basa en el crecimiento del 4,3% de la demanda del sector convencional, debido principalmente a las menores temperaturas registradas, y en el aumento de las entregas para generación eléctrica, un 7,4% en relación al valor de diciembre de 2008, debido a su vez al descenso de la contribución del carbón y la menor producción nuclear.

Se han producido exportaciones de gas por las conexiones internacionales con destino a Portugal por un valor de 365 GWh. También se han producido exportaciones en el caso de las conexiones con Francia por valor de 782 GWh.

SALIDAS:	GWh
- Demanda suministrada por gasoducto:	38.652
- Demanda de cisternas:	1.029
- Inyección en yacimientos:	0
- Inyección en AASS:	0
- Exportaciones (*):	1.147
Hacia Portugal	365
Hacia Francia	782
<b>Total salidas:</b>	<b>40.828</b>

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

Tabla 1. Salidas de gas del Sistema.

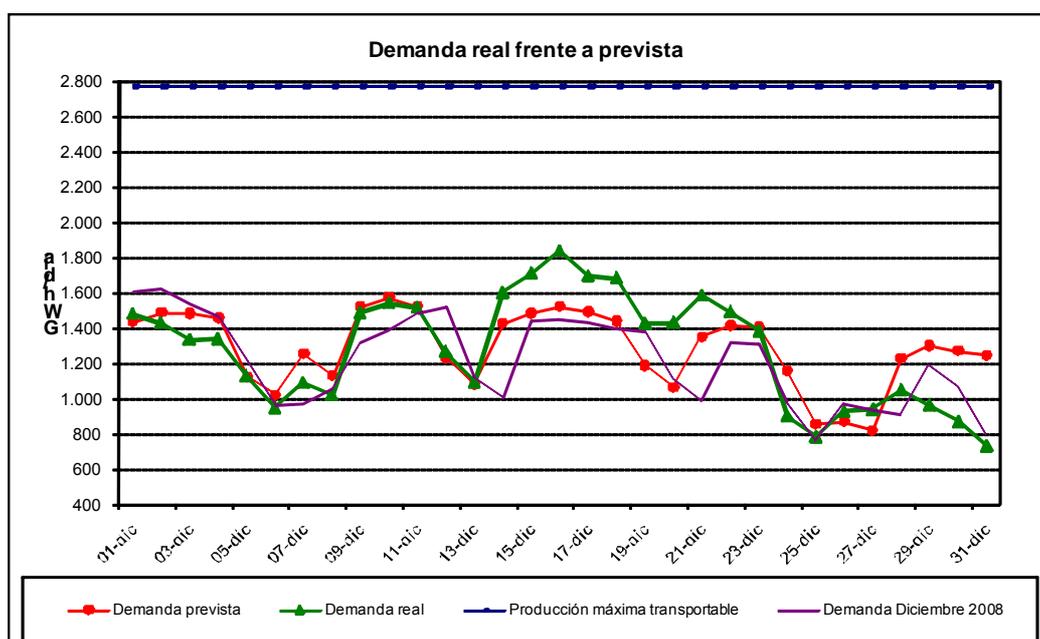


Figura 3. Demanda real frente a demanda prevista.

## 4. BALANCE ENTRADAS - SALIDAS

En diciembre el balance entre las entradas y salidas de gas de la red de gasoductos muestra un superávit de 276 GWh.

En la conexión internacional por Badajoz, aunque el flujo físico de gas es actualmente de exportación, 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 de Irún.

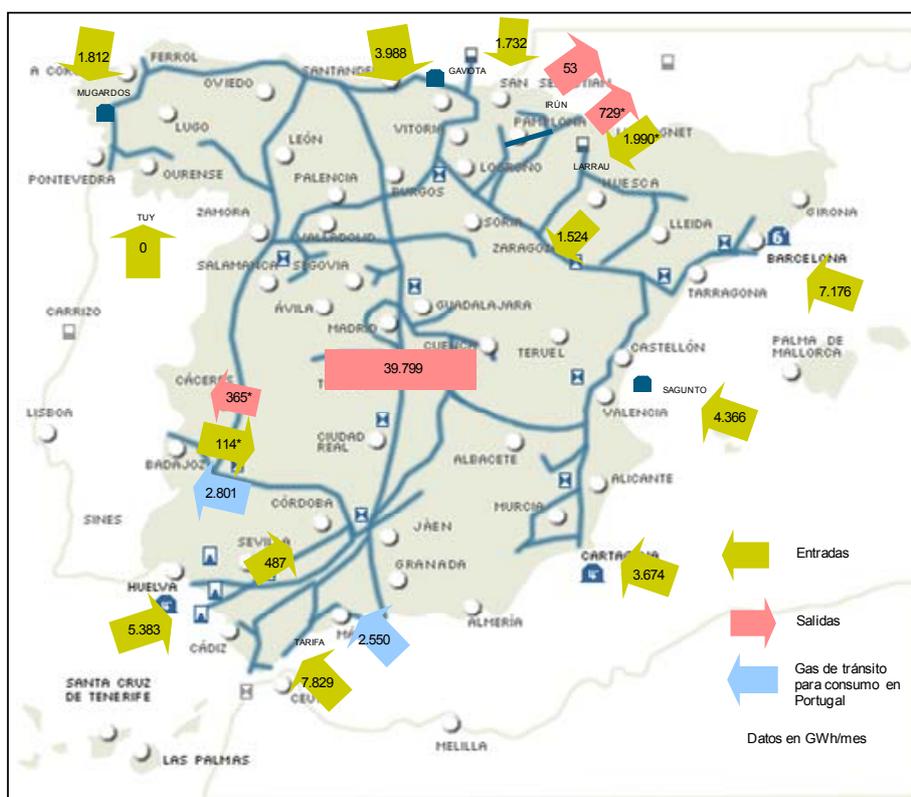


Figura 4. Entradas / salidas en la red de transporte.

ENTRADAS	GWh / mes	SALIDAS	GWh / mes
Regasificación	26.399	Demanda por gasoducto	38.652
Importaciones conexión internacional	9.933	Inyección en yacimientos	0
Producción yacimientos	487	Inyección AASS	0
Extracción AASS	3.256	Exportaciones	1.147
<b>Total</b>	<b>40.075</b>	<b>Total</b>	<b>39.799</b>
<b>BALANCE RED DE TRANSPORTE</b>	<b>40.075 – 39.799 = 276 GWh</b>		

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

\* Se indican las operaciones comerciales.

## 5. NIVEL DE EXISTENCIAS EN EL SISTEMA

Durante el mes de diciembre las existencias en el sistema gasista disminuyeron en un total de 6.145 GWh con respecto al final del mes anterior, alcanzando un valor de 32.331 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 y el extraído de yacimientos fue inferior a la suma del gas demandado por consumo interno y las exportaciones internacionales.

El nivel de los almacenamientos subterráneos ha disminuido, con una extracción neta de 3.256 GWh este mes. Ha disminuido apreciablemente el nivel de gas almacenado en las plantas de GNL, en 3.092 GWh. Por su parte la cantidad de gas almacenado en la red de gasoductos aumenta en 203 GWh. A final de mes, el nivel de existencias se repartía de la siguiente forma: un 25% en plantas de regasificación, un 68% en AASS (gas operativo + extraíble por medios mecánicos) y un 7% en gasoductos.

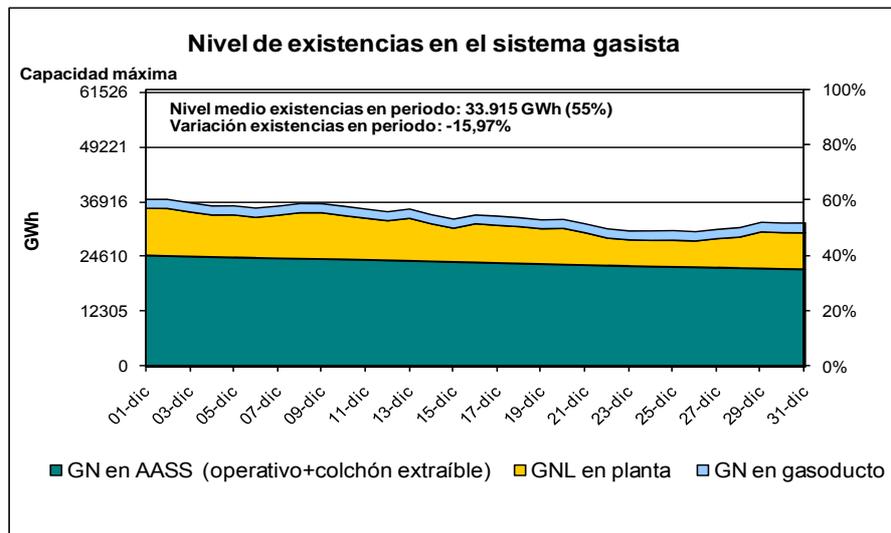


Figura 5. Variación de existencias en el sistema.

El 31 de diciembre, la capacidad de los almacenamientos subterráneos se encontraba al 86%, con 38.336 GWh. De esta cantidad, el gas operativo más el gas colchón extraíble por medios mecánicos representaba ese día 21.933 GWh.

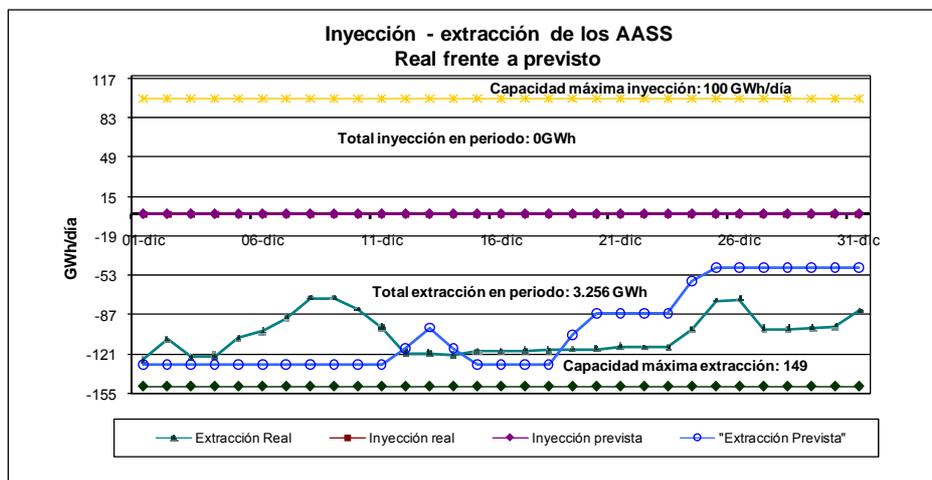


Figura 6. Inyección / extracción de los almacenamientos subterráneos.

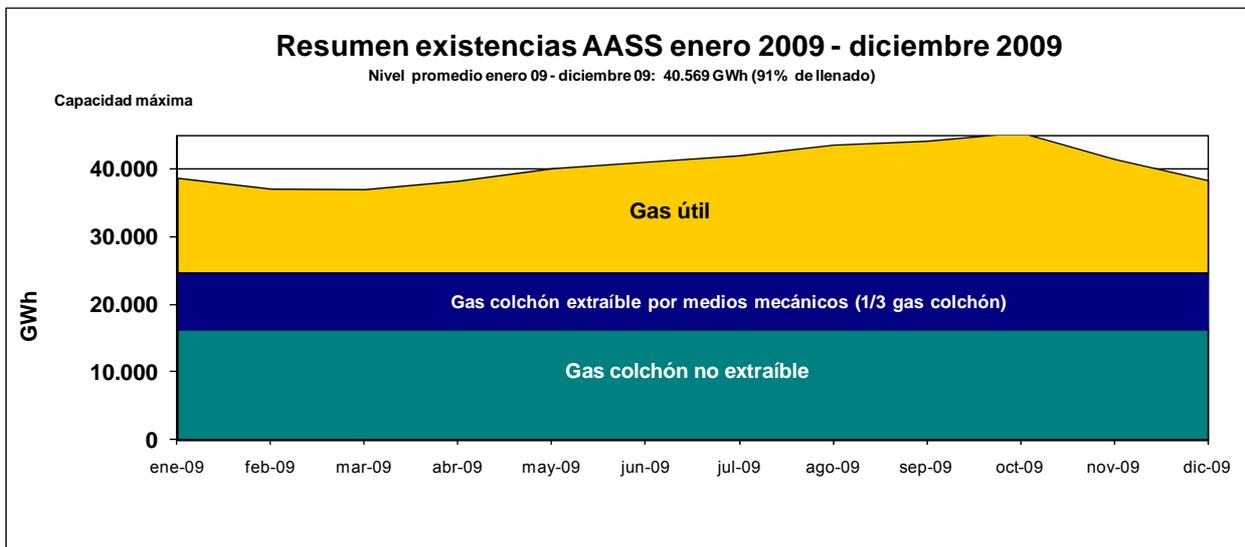


Figura 7. Existencias interanuales en los almacenamientos subterráneos.

Por su parte, el nivel de existencias de GNL en el sistema sumaba 1.209.488 m<sup>3</sup> (8.158 GWh) a fin de mes, que equivalen a un 52% de la capacidad total de almacenamiento de GNL. La disminución en el nivel de existencias, a lo largo de diciembre, supone acabar el mes con un 27,4% menos de gas que a finales del mes anterior.

Los niveles de existencias este mes se tradujeron en una autonomía media de 28 días en relación a la demanda diaria. El ratio disminuye a 18 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 diciembre fue de 9 días en relación a su producción real.

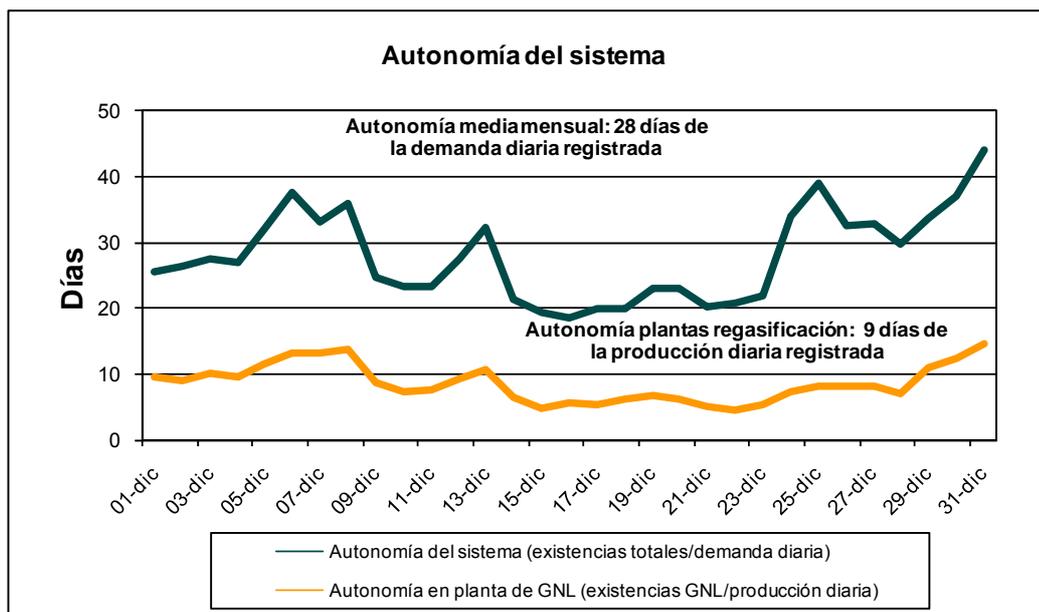


Figura 8. Nivel de autonomía del sistema en diciembre de 2009.

## 6. PREVISIÓN DE OPERACIÓN DEL SISTEMA EN EL MES DE ENERO

Las principales magnitudes programadas para el mes de enero de 2010 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 1.086 GWh.

Además, a lo largo del mes se espera la descarga de un total de 40 buques de GNL, que suman 27.828 GWh.

ENTRADAS ENERO		GWh	Proporción GNL - GN
Regasificación desde Planta GNL	Barcelona	60210	74%
	Cartagena	5.534	
	Huelva	4.932	
	Bilbao	5.284	
	Sagunto	3.469	
	Mugardos	1.500	
	<b>Total</b>	<b>26.929</b>	
Conexión internacional	Tarifa	8.622	26%
	Larrau	1.040	
	Badajoz	0	
	Irún	0	
	Tuy	0	
	<b>Total</b>	<b>9.663</b>	
Producción yacimientos		365	
Extracción AASS		2.854	
<b>Total</b>		<b>39.811</b>	<b>100%</b>
SALIDAS ENERO			
Exportaciones		37	
Demanda por gasoducto	Convencional	24.853	
	Generación eléctrica (*)	14.910	
	<b>Total</b>	<b>39.764</b>	
Demanda cisternas		1.096	
Inyección yacimientos		0	
Inyección AASS		0	
<b>Total</b>		<b>40.897</b>	

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

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

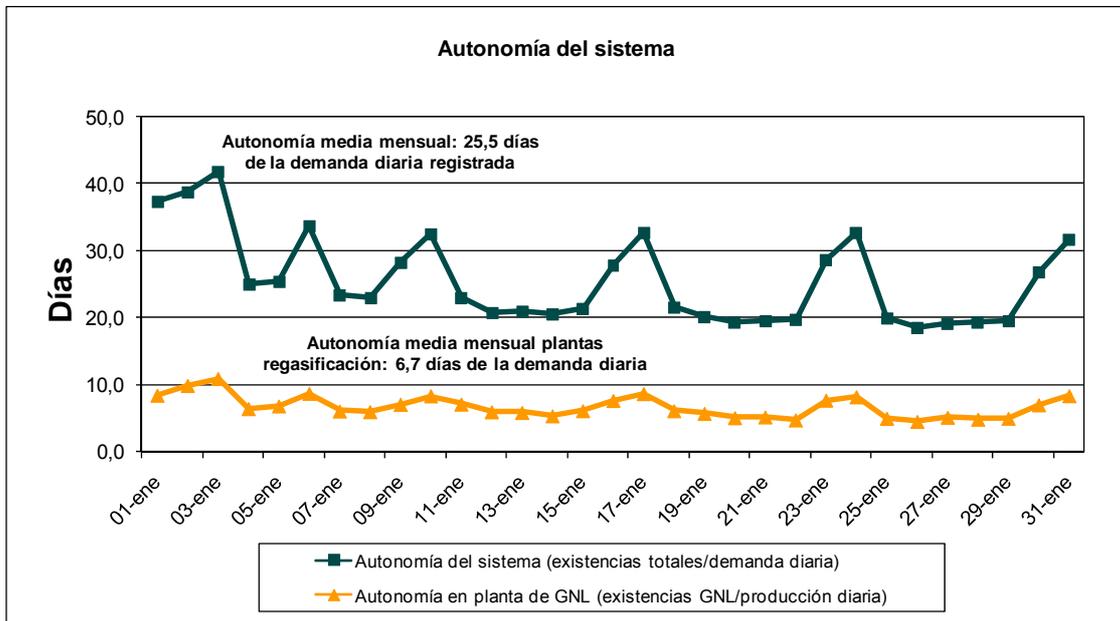


Figura 9. Nivel de autonomía del sistema previsto en Enero de 2010.

## 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 y los ajustes comerciales para el balance provisional del mes de diciembre, se concluye que:

- La instalación con una mayor variación en la cuenta de gas de maniobra, durante el mes de diciembre, fue la planta de regasificación de Bilbao, que aumentó en 667 GWh sus existencias.
- La instalación con mayores existencias finales estimadas de gas de maniobra, a final de mes, es la red de transporte con 527 GWh.
- La planta de regasificación con mayores existencias finales estimadas de gas de maniobra, a final de mes, es la planta de Sagunto con 337 GWh.
- La planta de regasificación con menores existencias finales en su cuenta de gas de maniobra, a final de mes, es la planta de Reganosa con -158 GWh.

La siguiente tabla muestra valores provisionales y estimados de las existencias de gas en las cuentas de gas de maniobra y el saldo de operaciones BRS y ajustes comerciales en el sistema en GWh para el mes de diciembre. 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
<b>Red de Transporte</b>	653	527	-126	0
Barcelona	-39	-41	0	-3
Cartagena	293	-39	-338	7
Huelva	-19	231	239	11
Bilbao	-529	138	653	14
Sagunto	182	337	151	4
Reganosa	239	-158	-403	5
AASS	297	146	-152	-
C.I.			-24	
<b>Total</b>	<b>1078</b>	<b>1117</b>	<b>0</b>	<b>39</b>

Tabla

4:

Localización de existencias de gas de maniobra y operaciones BRS

Se muestra en el siguiente gráfico a modo de ejemplo la comparativa entre los valores de inyección real, consignas de operación del GTS, nominaciones de los usuarios y operaciones BRS para la planta de Bilbao, durante el mes de diciembre.

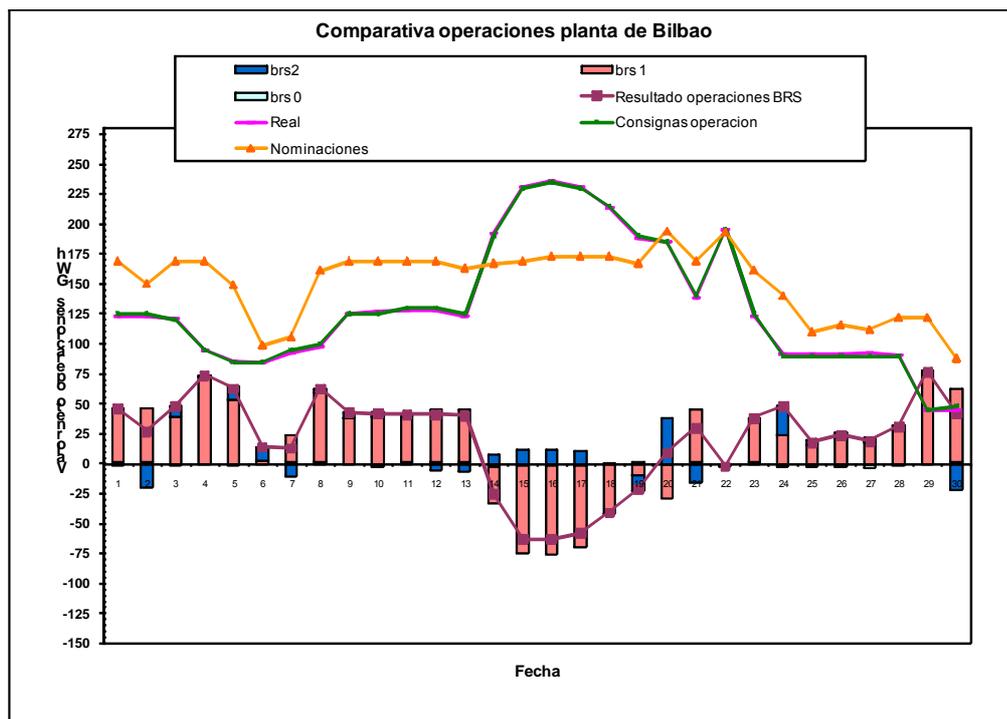


Figura 10. Comparativa consignas y operaciones BRS en Planta de Bilbao.

El GTS ha fijado unos valores medios de producción real inferiores a los valores nominados por los usuarios. Este hecho ha permitido ir aumentando progresivamente las existencias de gas de maniobra en la planta, y compensar así el déficit acumulado, durante el mes anterior, a consecuencia de los ajustes comerciales ligados al desvío de un buque desde Bilbao a Cartagena.

## 8. MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES

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

	OPERACIÓN	FECHA DE LOS TRABAJOS	AFECCIONES
<b>Plantas de regasificación</b>			
Bilbao	Mantenimiento del sistema de agua de mar.	Desde el 17 al 25 de Octubre	9 días, durante los cuales la única regasificación disponible será mediante el VCS, con una producción máxima de 180.000 nm <sup>3</sup> /h.
	Revisión del sistema de Alta Tensión.	Primera quincena de Noviembre	144 horas con un máximo de emisión de 600.000 nm <sup>3</sup> /h. Afección al AS de Gaviota.
Barcelona	Ampliación de emisión de 1.050.000 a 1.200.000 nm <sup>3</sup> /h.	Semana del 2 de Noviembre	Prueba de 100 h. de funcionamiento de los nuevos equipos. Se realizará sin limitar la capacidad de emisión y de modulación de la planta
	Ampliación de emisión de 1.200.000 a 1.350.000 nm <sup>3</sup> /h	Semana del 2 de Noviembre	Prueba de 100 h. de funcionamiento de los nuevos equipos. Se realizará sin limitar la capacidad de emisión y de modulación de la planta.
	Migración del Sistema de Control Distribuido II. Instalación: equipos de emisión a 45 barg.	Mayo-Diciembre	Paradas intermitentes con restricciones de hasta 300.000 nm <sup>3</sup> /h.
	Mtto. correctivo valvulas circuito agua de mar nuevos vaporizadores.	Del 12 al 20 de diciembre	9 días. Emisión máxima a R72 540.000 nm <sup>3</sup> /h en fin de semana y 1.050.000 nm <sup>3</sup> /h de Lunes a Viernes.
	Trabajos en acceso a cargadero de cisternas	20 de Diciembre	10 Horas. Sin carga de cisternas desde las 08:00 hasta las 18:00
Sagunto	Limpieza de la piscina de captación de agua de mar.	Septiembre - Octubre	Hasta el 11 de Octubre limitación a 750.000 nm <sup>3</sup> /h.
Cartagena	Sustitución integral del sistema de amarre (GER's) en atraque 200M.	Noviembre-Diciembre	Será preciso coordinar ventanas entre descargas con el objeto de asegurar un rendimiento de trabajo adecuado.
	Revisión trimestral de la operatividad de sistemas DCI del cargadero de cisternas	21 de Octubre y 29 de Diciembre	6 horas sin carga de cisternas en cada trimestre.
Huelva	Interconexiones en el sistema de Boil-Off. Fase I	Del 27 de Octubre al 1 de Noviembre	6 días con máxima producción 300.000 nm <sup>3</sup> /h.

	OPERACIÓN	FECHA DE LOS TRABAJOS	AFECCIONES
	Interconexiones en el sistema de Boil-Off. Fases II y III	Del 2 al 8 y del 23 al 28 de Noviembre	13 días con máxima producción 900.000 nm <sup>3</sup> /h.
	Interconexiones en el sistema de Boil-Off. Fase IV	Del 9 al 14 de Noviembre	6 días con máxima producción 450.000 nm <sup>3</sup> /h.
Mugardos	Mantenimiento del sistema eléctrico.	22 de Diciembre	12 horas de parada de emisión. Se compensará en el periodo diario.
<b>Variantes / Inserciones Directas</b>			
	Variante I de V-AB-176 a V-AB-178 en el gasoducto eje transversal 36".	Octubre	13 días sin transporte por el gasoducto Transversal.
	Variantes: II de V-AB-189 a V-AB-191, III de V-AB-191 a V-AB-195, IV de V-AB-195 a V-AB-196 y V de AB-196 a V-AB-200 en el gasoducto eje transversal 36".	Octubre	13 días sin transporte por el gasoducto Transversal.
	Variante sobre el gasoducto Granada-Motril, 10", entre las pos L05 y L06.	A partir del 16 de Noviembre	no implicará afección a clientes al hacerse con tomas en carga.
	Desdoblamiento del ramal a Castellón. Pos 15.09A Villareal Sur 16"	A partir del 27 de Noviembre	60 horas como máximo de indisponibilidad del ramal. Afección a todos los clientes en el mismo.
	Conexiones con el desdoblamiento en la posición 38	Noviembre	4 días sin transporte por el gasoducto Haro-Lemona 30".
	Variante por afección A-472 en el ramal a Ence	25 de Noviembre	1 día coincidiendo con parada programada del cliente.
<b>Nuevos puntos de entrega</b>			
	Instalación de nueva EM G-1600 en Marismas (conexión directa).	Octubre	2 días sin posibilidad de extracción ni de inyección.
	Reparación HV pos. A4	Octubre/Noviembre	De 1 a 4 días sin transporte por el gasoducto Serrablo- Zaragoza. Es incompatible con la inyección o extracción en el AS de Serrablo.
<b>Estaciones de Compresión</b>			
	Inserción de la EC de Montesa sobre el nudo de la posición e instalación de válvulas reguladoras de caudal.	4º Trimestre	Transporte por el gasoducto Transversal indisponible durante 2 días.
<b>Almacenamientos subterráneos</b>			
Gaviota	Trabajos de medida de presión y temperatura de fondo de los pozos	Desde el 26 de Octubre al 1 de Noviembre	7 días sin inyección ni extracción, salvo caso de fuerza mayor.

	OPERACIÓN	FECHA DE LOS TRABAJOS	AFECCIONES
	Pruebas de producción	Del 2 al 5 de Noviembre	4 días con extracción máxima aprox 17 Gwh/día.
Serrablo	Instalación del nuevo TC en Jaca-17	Del 1 de Enero hasta mediados 8 de Octubre	Indisponibilidad de inyección en J-17. Estimación de 12 GWh/día de reducción de capacidad técnica de inyección. A confirmar en sucesivas revisiones de la capacidad de inyección publicadas en la Web de Enagás, Gestión Técnica del Sistema, Información AASS.
	Preparación de instalaciones para la campaña de extracción.	Del 30 de Octubre al 2 de Noviembre	4 días sin posibilidad de extracción.
<b>Conexiones Internacionales</b>			
C.I. Larrau	Trabajos sobre el DN600 Lussagnet-Lacq	Desde el 8 de Septiembre hasta el 11 de Octubre	1 Semana con caudal máximo 140.000 nm <sup>3</sup> /h. Posible afección a la programación de usuarios.
C.I Tarifa	TK1001 (E.C. Frontera) . Mejora del sistema Buffer Gas/ aire / oil	Diciembre	2 días en los cuales La EC queda sin TC de reserva.
	TK1002 (E.C. Frontera) .Mejora del sistema Buffer Gas/ aire / oil	Diciembre	2 días en los cuales La EC queda sin TC de reserva.

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

## 9. NUEVAS INSTALACIONES DE GAS DURANTE 2009

Los activos planificados para el año 2009 que no han completado su puesta en marcha por parte de **Enagás** serían:

ESTACIÓN DE COMPRESIÓN	Fecha puesta en marcha
E. de compresión de Denia	Diciembre 2009

GASODUCTOS	Long. (Km)	Diam. (")	Fecha puesta en marcha
Marismas - Almonte	7	20	Diciembre 2009

Los activos planificados para el año 2009 que no han completado su puesta en marcha por parte de **Endesa** serían:

GASODUCTOS	Long. (Km)	Diam. (")	Fecha puesta en marcha
Gasoducto Gallur- Ejea de los Caballeros	39	12	Abril 2009
Tramos insulares en Ibiza	16	10	Noviembre 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 planificados para el año 2009 que no han completado su puesta en marcha por parte de **Medgaz** serían:

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

Los activos planificados para el año 2009 que no han completado su puesta en marcha por parte de **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 planificados para el año 2009 que no han completado su puesta en marcha por parte de **Saggas** serían:

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

### CALENDARIO REUNIONES COMITÉ SEGUIMIENTO Y MODIFICACIÓN NGTS 2009

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

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

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

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

Reuniones mensuales del grupo de modificación de las NGTS  
 Reuniones del Comité de Seguimiento CSSG

Tabla 7. Calendario de reuniones del año 2009

**SUBGRUPOS de TRABAJO de las NGTS**

1. Determinación del grado de infrautilización de los puntos de medida
2. Buenas prácticas en Plantas de regasificación
3. Mercado Secundario de Capacidad (10/09/2009)

Tabla 8. Subgrupos de trabajo del grupo de NGTS en marcha

**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
4. Asignación de viabilidades, entradas mínimas y congestiones
5. Congestionamientos en tanques de GNL

Tabla 9. Protocolos finalizados remitidos para consideración del MITYC