



Comisión
Nacional
de Energía

Dirección de Gas
Subdirección de Gestión Técnica

BOLETÍN DE SUPERVISIÓN DE LA GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA

Diciembre de 2010



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 ENERO
7. ESTUDIO OPERACIONES BRS
8. MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES
9. NUEVAS INSTALACIONES DE GAS DURANTE 2010
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 0,3%** sobre los valores del año anterior. Destaca el aumento del 10% en la demanda convencional sobre 2009, por el mayor consumo industrial, mientras que se registra un descenso del 15,7% en la demanda para generación eléctrica con ciclo combinado. El 33,8% de las ventas de gas natural se canalizaron en 2010 al mercado de generación de electricidad, frente a un 40% del año anterior.

Esta disminución de las entregas de gas para generación de electricidad, de un 15,7%, se produce a pesar de que la demanda de electricidad en España creció un 3,2% en 2010. Del análisis de balance de generación eléctrica del año 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 12,8%.

Al finalizar el año las centrales de ciclo combinado alimentadas con gas natural alcanzaron una potencia conjunta de unos 25.220 MW.

Situación de operación excepcional nivel 0. Desvío de buques

Durante el mes de diciembre ha sido necesario desviar varios buques metaneros a causa de factores meteorológicos.

Para hacer frente a posibles retrasos en la descargas provocados por las condiciones meteorológicas se desvió el buque LNG RIVERS de 132.000 m³ de GNL, con descarga inicialmente prevista el día 3 de diciembre en Bilbao, a la Planta de Mugarodos. Se desvió también el buque MADRID SPIRIT de 135.000 m³ de GNL, con descarga inicialmente prevista el día 7 de diciembre en Mugarodos, a la Planta de Bilbao. Estas operaciones no han afectado a ningún usuario final.

Por otro lado, con motivo del cierre de puerto provocado por las condiciones meteorológicas se desvió el buque LNG RIVER ORASHI de 135.000 m³ de GNL, con descarga inicialmente prevista el día 7 de diciembre de 2010 en Huelva, a la Planta de Sagunto, sin afección a ningún usuario final.

Finalmente, para responder a un posible cierre de puertos se desvió el buque CHEIKH EL MOKRANI de 72.000 m³ de GNL, con descarga inicialmente prevista el día 17 de diciembre de 2010 en Huelva, a la Planta de Cartagena, sin afección a ningún usuario final.

Plan de Actuación Invernal: Ola de frío

Desde el mes de Noviembre y hasta el 31 de Marzo de 2011, estará en vigor el *Plan de Actuación Invernal para la operación del sistema gasista* según lo aprobado en la resolución de 11 de noviembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas.

La entrada en vigor de dicho plan conlleva el cumplimiento de dos reglas por los distintos agentes del sistema:

Regla 1ª.- 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 del GTS se establece que durante todos los días del mes de Diciembre las existencias de GNL en cada planta fueron superiores a tres días de la capacidad de regasificación contratada, exceptuando la planta de Mugarodos. En esta planta, debido a los retrasos acumulados en la descarga del buque metanero CHEIKH EL MOKRANI de 72.000 m³, las existencias del conjunto de los usuarios fueron inferiores a dos días del total de la capacidad contratada.

Entre los días 22 y 24 de diciembre se estableció un régimen de producción restringido en la planta de Mugarodos hasta la fecha efectiva de descarga del buque CHEIKH EL MOKRANI, que finalizó el día 25.

Regla 2ª.- 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”.

Entre el miércoles 15 de Diciembre y el lunes 20 de Diciembre se anunció 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".

En total, las bajadas de temperatura se tradujeron aproximadamente en un incremento de demanda convencional de +680 GWh durante todo el periodo, respecto al nivel medio, 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.

¹ La banda 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.

■ Demanda extraordinaria Grupo 3 respecto sistema previsión PATRONES

GWh/día	15-dic <i>Real</i>	16-dic* <i>Real</i>	17-dic <i>Real</i>	18-dic <i>Real</i>	19-dic <i>Real</i>	20-dic <i>Prev</i>	Acumulado
Total Sistema	+84	+154	+138	+140	+91	+73	+680
en Zona 1: Levante	+13	+21	+17	+24	+11	+8	+95
en Zona 2: Barcelona - Tivissa	+19	+34	+32	+35	+25	+16	+160
en Zona 3: Valle del Ebro	+21	+40	+23	+23	+25	+19	+152
en Zona 4: Noroeste	+4	+4	+3	+1	+1	+0	+13
en Zona 5: resto de Oeste de Haro	+27	+55	+62	+56	+30	+29	+260

* Día récord de demanda convencional

Normativa aprobada

- Resolución de 15 de diciembre de 2010 por la que se corrigen errores en la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 5 de mayo de 2010 por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición del gas de operación y gas talón correspondiente al período comprendido entre el 1 de julio de 2010 y el 30 de junio de 2011.
- Orden ITC/3365/2010, de 22 de diciembre, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2011 (BOE 30/12/2010).
- Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas (BOE 29/12/2010).
- Resolución de 28 de diciembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se hace pública la tarifa de último recurso de gas natural (BOE 29/12/2010).

2. DEMANDA DE GAS

La demanda nacional alcanzó en diciembre un valor de 39.718 GWh, un 3,59% superior a lo previsto por el GTS en el plan de operación.

	Demanda diciembre 2010 GWh	% Δ sobre previsto
Demanda transportada por gasoducto	38.579	3,23%
Convencional por gasoducto	27.796	8,87%
Generación eléctrica	10.783	-8,92%
Demanda de cisternas	1.139	17,30%
Demanda total	39.718	3,59%

Tabla 1. Demanda de gas durante el mes de diciembre

La demanda mensual de gas registró en diciembre de 2010 un aumento del 0,1% sobre los valores del año anterior. Este crecimiento fue motivado por el acusado incremento de las entregas de gas para el sector convencional, que ascienden un 8,7%, gracias al repunte del consumo industrial, sin embargo el aporte de los ciclos descendió un 17,5% respecto a 2009. El aporte de los CTCCs supuso el 20% de la generación total, produciéndose un incremento de las contribuciones de la generación nuclear, hidráulica y eólica. Respecto a diciembre de 2008, la demanda registrada en 2010 es un 5,5% superior.

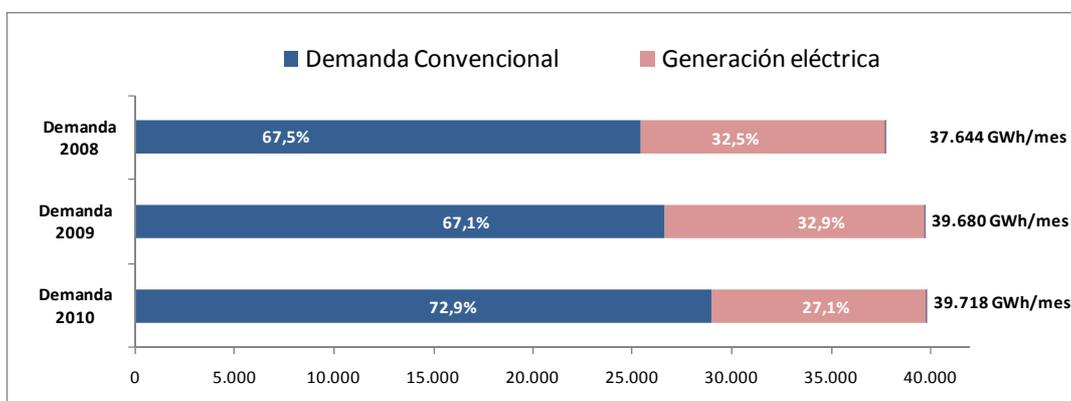


Figura 1. Comparativa anual de porcentajes de tipo de demanda en el mes de diciembre.

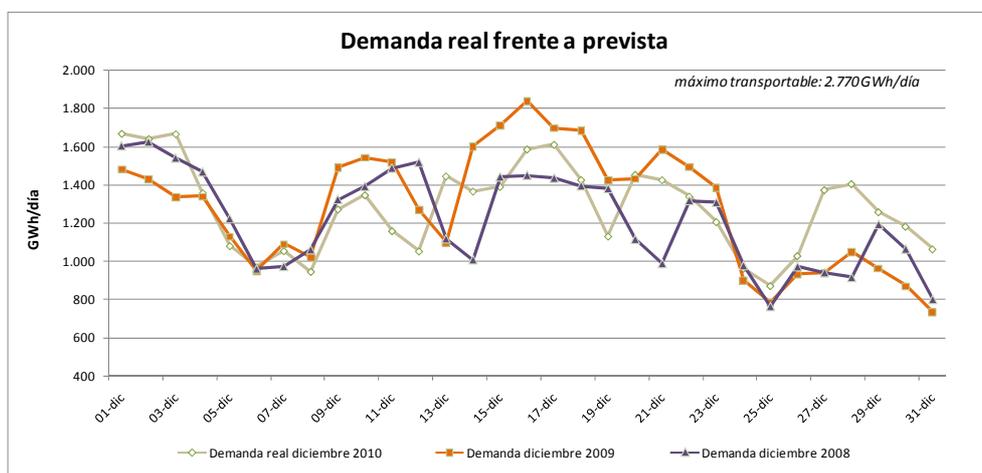


Figura 2. Comparativa de demandas reales.

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 diciembre, y su variación sobre el valor inicialmente previsto:

	Real diciembre 2010	%Δ sobre previsto
Regasificación	24.769	3,39%
Importaciones netas C. Internacionales	9.998	3,65%
Extracción Almacenamientos	3.618	-8,24%
Producción Yacimientos	449	3,63%
Total entradas	38.835	1,95%

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

Las entradas desde plantas de regasificación supusieron el 64% del valor total neto. El factor de utilización máximo de las entradas al sistema en diciembre tuvo lugar el día 17 y fue del 58%. En este día se alcanzó la máxima demanda del mes con 1.601 GWh/día. Cabe resaltar, por otro lado, que el día 16 se superó el récord histórico de demanda punta convencional, alcanzándose un valor de 1.166 GWh. Sin embargo la generación eléctrica en ciclos se mantuvo en niveles moderados por la alta contribución eólica e hidráulica.

La cantidad de GNL descargada por los buques metaneros en plantas de regasificación alcanzó un valor de 26.357 GWh, superior al valor previsto en un 5,7%. El número de buques descargados, un total de 41, fue superior en dos unidades al programado.

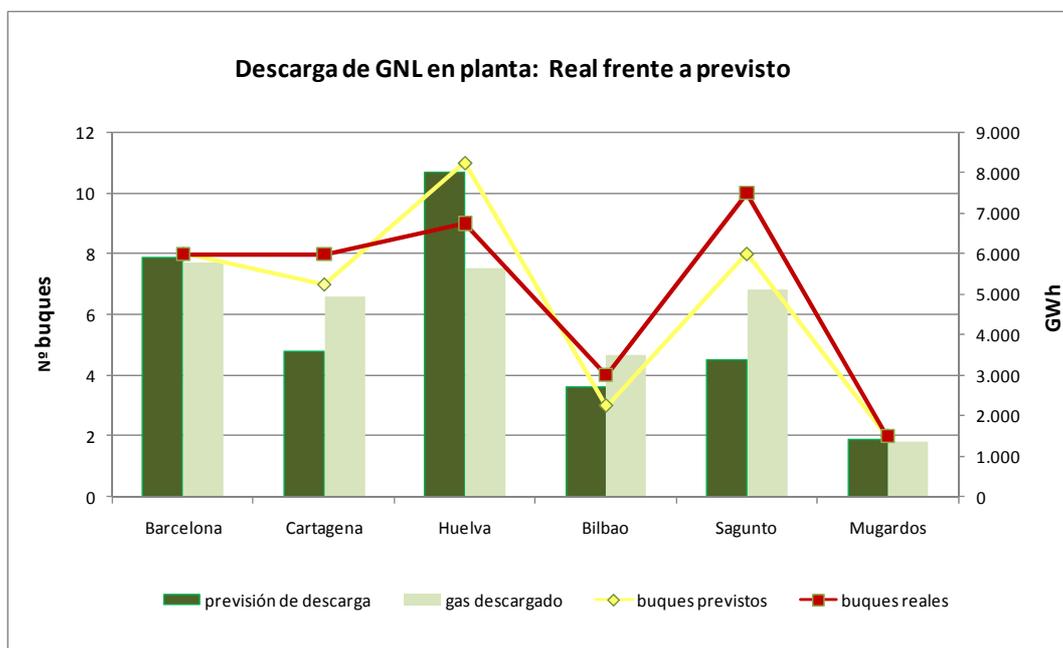


Figura 3. Descargas en plantas de regasificación

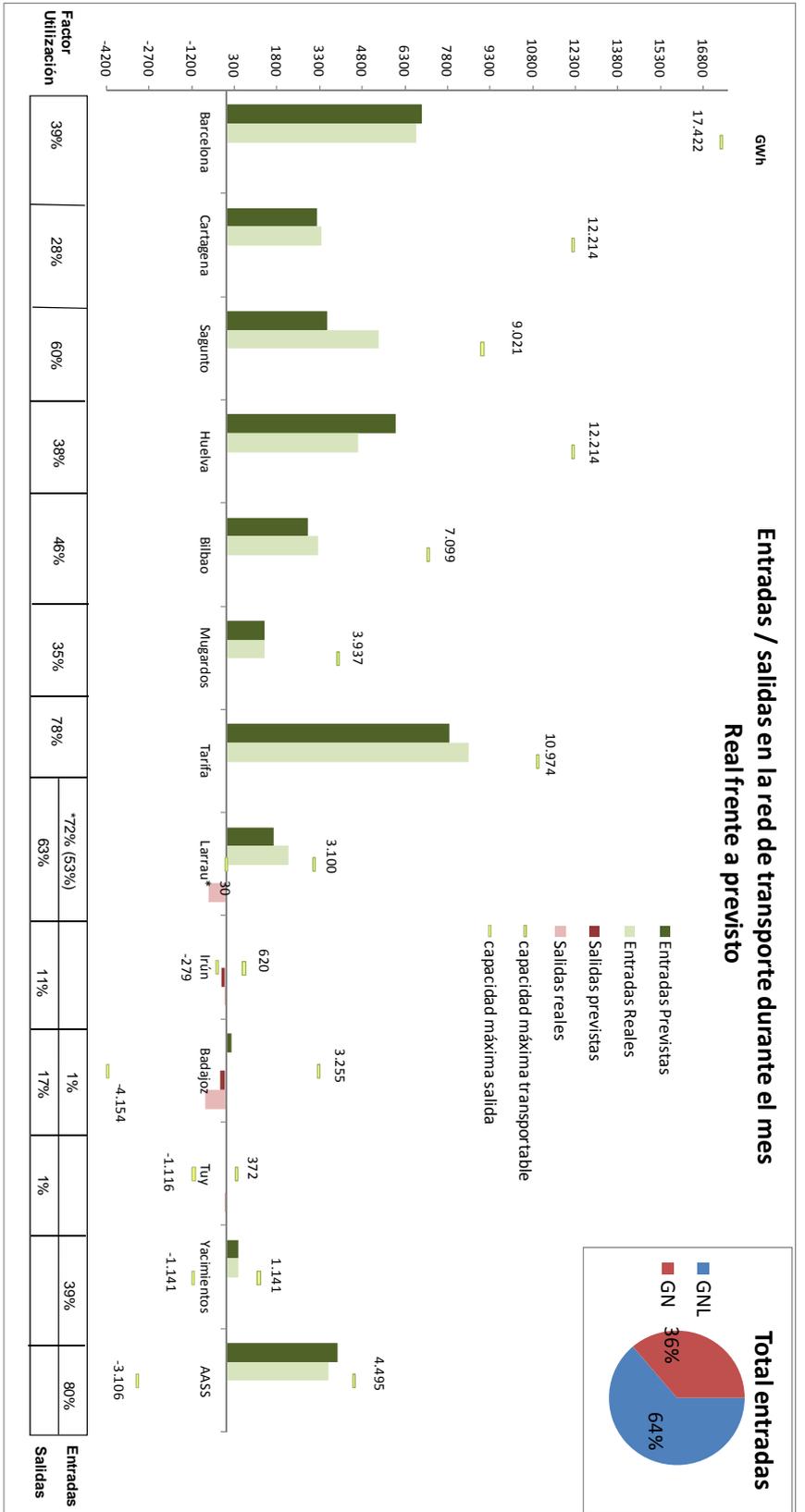


Figura 4. Entradas/salidas en la red de transporte

- 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 diciembre el balance entre las entradas y salidas de gas de la red de gasoductos muestra un superávit de 256 GWh.

ENTRADAS	GWh / mes	SALIDAS	GWh / mes
Regasificación	24.769	Demanda por gasoducto	38.579
Importaciones C. Internacional	11.315	Exportaciones C. Internacional	1.317
Extracción AASS	3.618	Inyección AASS	0
Producción yacimientos	450	Inyección en yacimientos	0
Total	40.152	Total	39.896
BALANCE RED DE TRANSPORTE		40.152 – 39.896 = 256 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 700 GWh y a Francia por valor de 617 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.

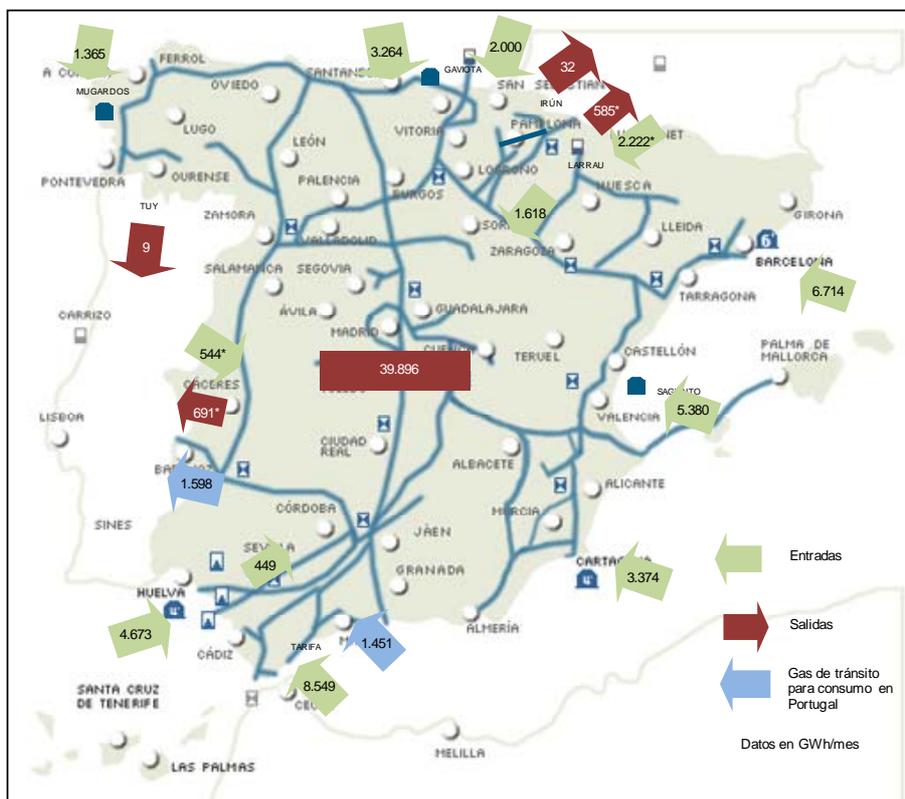


Figura 5. Entradas / salidas en la red de transporte.

* Se indican las operaciones comerciales.

5. NIVEL DE EXISTENCIAS EN EL SISTEMA

Durante el mes de diciembre las existencias en el sistema gasista disminuyeron en un total de 2.952 GWh con respecto al final del mes anterior, alcanzando un valor de 30.312 GWh el día 31.

	Existencias finales diciembre 2010 GWh	Existencias finales noviembre 2010		Existencias finales diciembre 2009	
		GWh	%Δ nov10-dic10	GWh	%Δ dic09-dic10
Gas útil AASS	19.411	23.029	-15,7%	21.945	-11,55%
Plantas de regasificación	8.860	8.222	7,8%	8.158	8,60%
Red de Transporte	2.041	2.013	1,4%	2.227	-8,35%
Total	30.312	33.264	-8,9%	32.330	-6,24%

Tabla 4. Existencias finales y variación de las mismas sobre el mes anterior.

A final de mes, el nivel de existencias se repartía de la siguiente forma: un 29% en plantas de regasificación, un 64% en AASS (gas operativo + extraíble por medios mecánicos) y un 7% en gasoductos. Los niveles de existencias este mes se tradujeron en una autonomía promedio de 24 días en relación a la demanda diaria media. El ratio disminuye a 16 días si se considera la demanda punta, registrada el día 17 de diciembre de 2007 con 1.863 GWh.

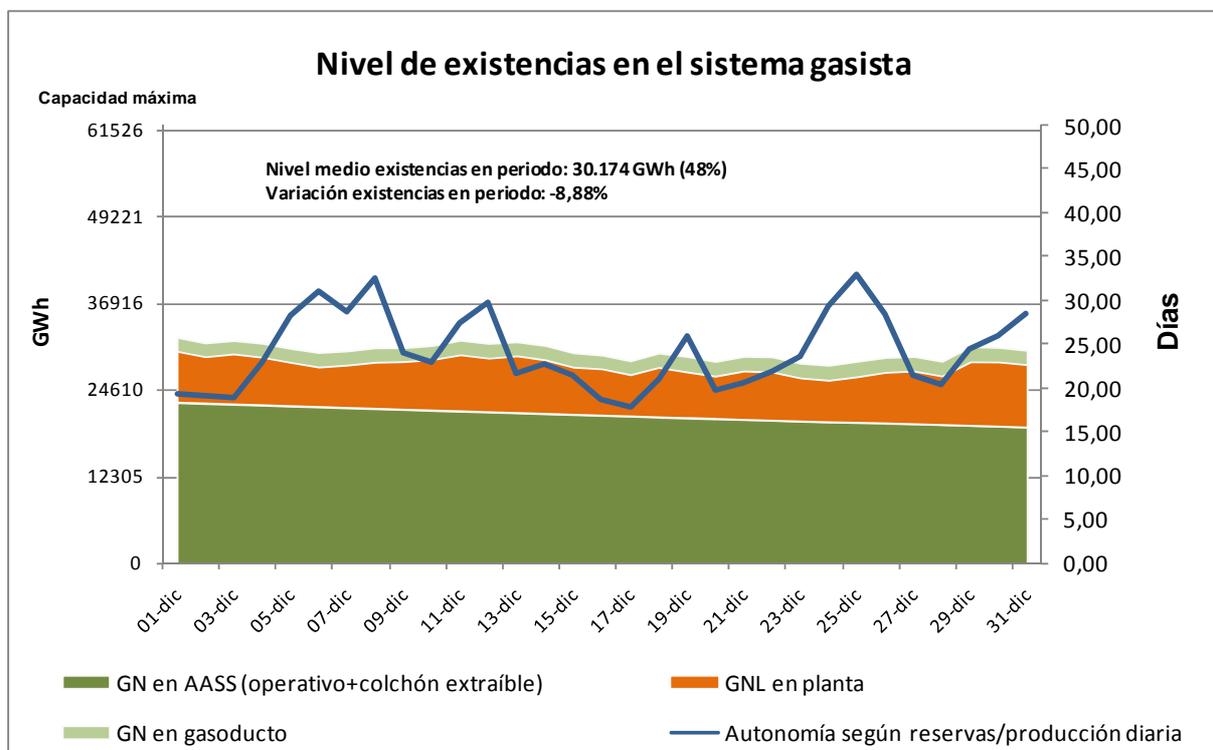


Figura 6. Variación de existencias en el sistema.

El 31 de diciembre, la capacidad de los almacenamientos subterráneos se encontraba al 80%, con 35.766 GWh. De esta cantidad, el gas útil, operativo más colchón extraíble por medios mecánicos, representaba ese día 19.411 GWh.

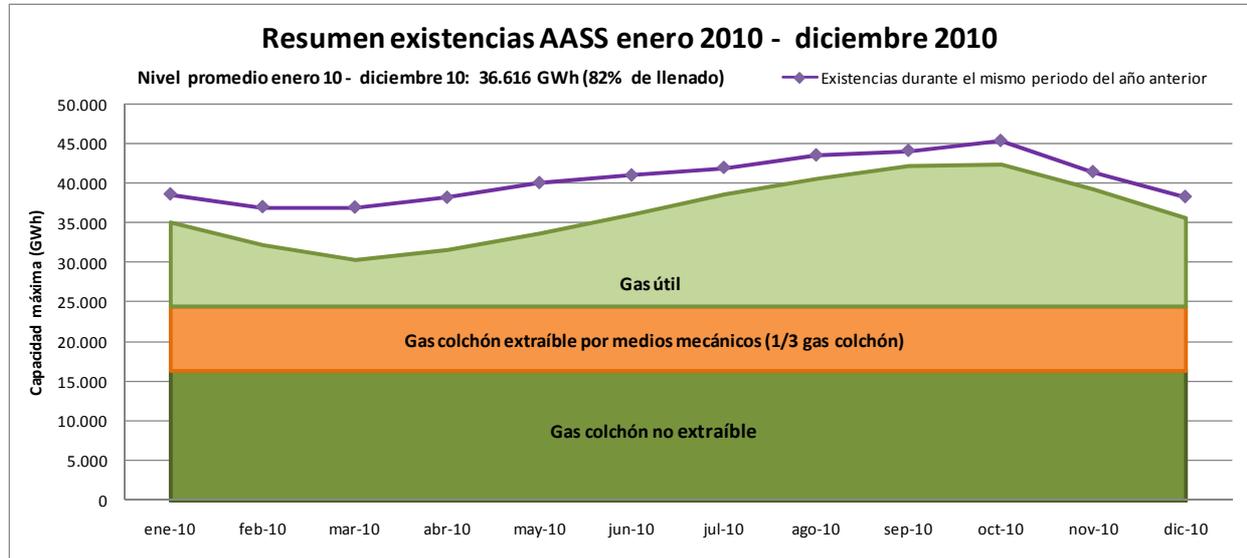


Figura 7. Existencias interanuales en los almacenamientos subterráneos.

Por su parte, el nivel de existencias de GNL en el sistema sumaba 1.313.469 m³ (8.860 GWh) a fin de mes, que equivalen a un 52% de la capacidad total de almacenamiento de GNL. El nivel de existencias a lo largo de diciembre registró un ascenso de 638 GWh. La autonomía media de las plantas de regasificación en diciembre fue de 7 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.

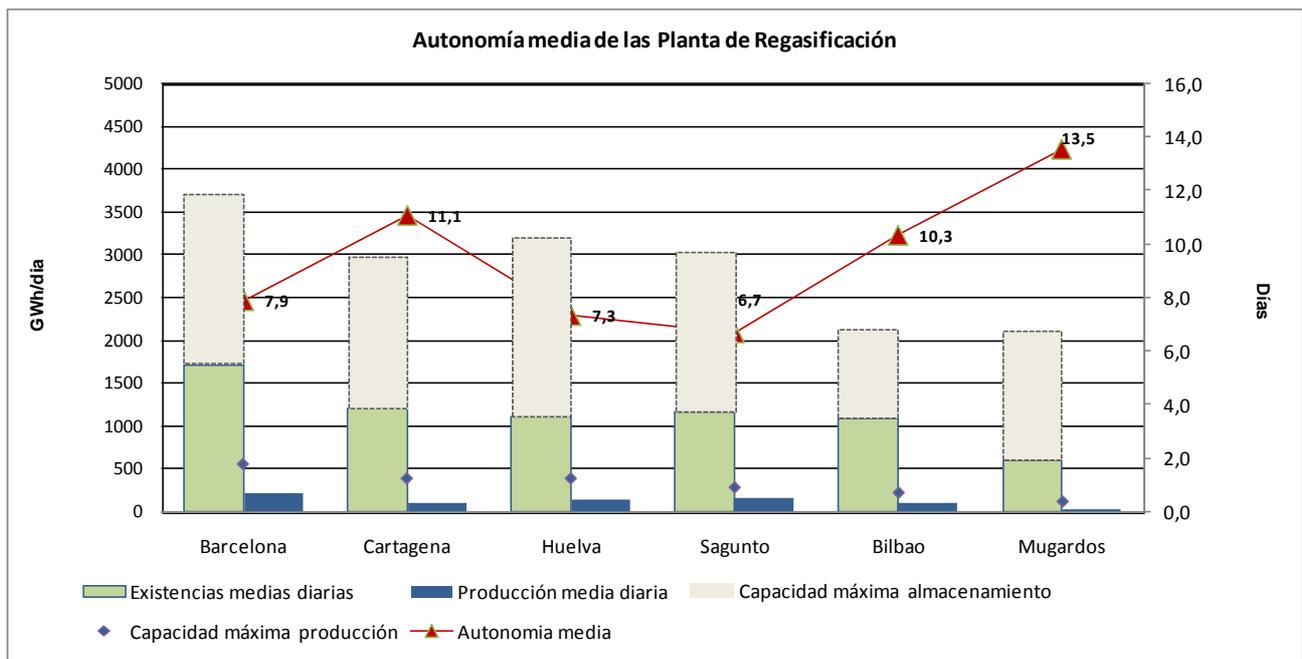


Figura 8. Autonomías, niveles de existencias y producciones medias en las plantas de regasificación.

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

Las principales magnitudes programadas para el mes de enero 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 658 GWh.

Además, a lo largo del mes se espera la descarga de un total de 39 buques de GNL, que suman 29.811 GWh. La autonomía promedio del sistema durante el mes es de 25,4 días, y la de las plantas de regasificación es de 7,9 días.

ENTRADAS ENERO		GWh	Proporción GNL - GN
Regasificación desde Planta GNL	Barcelona	7.300	75%
	Cartagena	4.597	
	Huelva	3.163	
	Bilbao	3.532	
	Sagunto	6.588	
	Mugardos	1.579	
	Total	26.759	
Conexión internacional	Tarifa	7.959	25%
	Larrau	1.064	
	Badajoz	0	
	Irún	0	
	Tuy	0	
	Total	9.023	
Producción yacimientos		99	
Extracción AASS		2.968	
Total		38.849	100%
SALIDAS ENERO			
Exportaciones		425	
Demanda por gasoducto	Convencional	27.125	
	Generación eléctrica (*)	10.879	
	Total	38.004	
Demanda cisternas		1.078	
Inyección yacimientos		0	
Inyección AASS		0	
Total		39.507	

(*) 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 5. Balance entradas / salidas del sistema programadas para el mes de enero.

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:

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

$BRS-0$ = 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 diciembre, fue la red de transporte, que disminuyó en 451 GWh sus existencias, alcanzando un valor de -84 GWh.
- Se produjeron varios ajustes comerciales entre las plantas de Cartagena, Huelva, Bilbao, Sagunto y Reganosa derivados del desvío de buques por las SOEs comentadas.

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 diciembre. 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	367	-84	-4%	-451	0	
Barcelona	68	-12	0%	-129	49	0
Cartagena	294	308	11%	-466	12	467
Huelva	38	266	9%	1661	-10	-1.422
Bilbao	-223	49	3%	310	2	-40
Sagunto	226	154	5%	-1035	8	955
Reganosa	-56	34	2%	46	4	40
AASS	131	222	1%	91	-	
C.I.				-26		
Total	845	911		0	66	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 Huelva, durante el mes de diciembre.

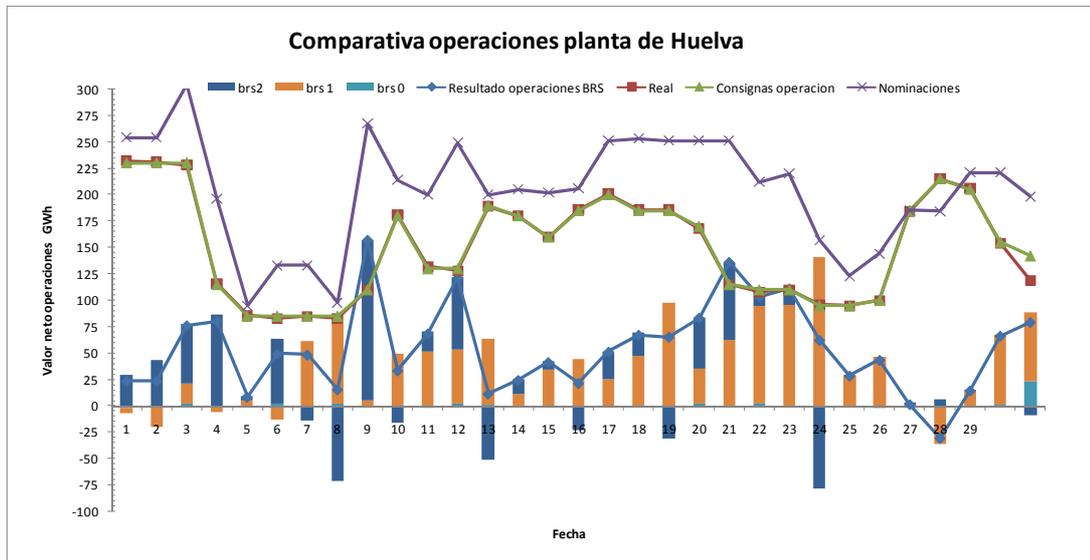


Figura 10. Comparativa consignas y operaciones BRS en Planta de Huelva

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.
- 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 Barcelona con -12 GWh, o positivas como ocurre en el resto de plantas este mes.
- Que el gas de maniobra sea negativo en una instalación significa que se ha usado el gas de los comercializadores para emitirlo al sistema de transporte 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 cuarto trimestre de 2010 se han planificado las siguientes operaciones de mantenimiento en las instalaciones del sistema gasista:

OPERACIÓN		FECHA DE LOS TRABAJOS	AFECCIONES
Plantas de regasificación			
Bilbao	Mtto. individualizado de VAM	27 de Septiembre y 1,4,8,11 y 15 de Octubre	6 días. Máxima producción teórica 400.000 nm ³ /h. con VAM y 200.000 con VCS, durante 8 horas en cada uno de ellos. Finalizada.
	Mtto. del sistema de agua de mar	Desde el 4 hasta el 18 de Octubre	15 días. Máxima producción teórica 200.000 nm ³ /h. Requiere parada de la inyección en Gaviota. Finalizada.
	Revisión semestral del relicuador	26 o 27 de Octubre	1 día. Máxima producción teórica 400.000 nm ³ /h.
	Revisión del sistema de Alta Tensión	Del 19 al 22 de octubre	48 horas. Máxima producción teórica 400.000 nm ³ /h. Finalizada.
	Afección al sistema de agua de mar por mtto. de REE	5 al 7 de Noviembre	3 días. Máxima producción 200.000 nm ³ /h. En curso.
	Revisión posterior a la finalización de la operación 669	Posterior al 18 de Octubre	1 día. Máxima producción 200.000 nm ³ /h durante 10 horas.
	Ampliación de instalaciones.	Desde 15/12/2010	Durante todo el periodo de ejecución de las obras indisponibilidad total del cargadero de cisternas.
	Ampliación de instalaciones.	En reprogramación	3 días. Parada total de planta. Requiere extracción de Gaviota. Se simultaneará con la operación 669 y exclusivamente en un fin de semana.
Sagunto	Limpieza de la piscina de captación de agua de mar.	Del 13 de Septiembre al 12 de Octubre	30 días. El primero de ellos, máxima producción teórica 400.000 nm ³ /h de 08:00 a 14:00h. y 600.000 nm ³ /h resto del día. Del 4 al 12 de Octubre 750.000 nm ³ /h. Finalizada.
Mugaros	Mtto. Eléctrico.	22 de Diciembre	10 horas de parada total de planta.
Barcelona	Limpieza captación nº 3 de agua de mar, cajón Norte.	Del 4 al 22 de Octubre	19 días. Limitación en capacidad de agua de mar pero sin limitación en la capacidad de emisión. Finalizada.
	Puesta en marcha de TK-3002.	Del 20 al 23 de Octubre	4 días. Sin descargas de metaneros. Finalizada.

	OPERACIÓN	FECHA DE LOS TRABAJOS	AFECCIONES
Barcelona	Limpieza captación nº 3 de agua de mar, cajón Sur.	Del 25 de Octubre al 19 de Noviembre	19 días. Limitación en capacidad de agua de mar pero sin limitación en la capacidad de emisión. En curso.
	Dragado de atraque 140M por la AP para adaptación Q-MAX y Q-FLEX	Noviembre	Desaparece la afección a las descargas, ya que estos trabajos podrán interrumpirse para permitir las mismas.
	Instalación de Válvula de corte en línea de agua de mar a E-2200 H/I	Del 13 al 21 de Noviembre	9 días. Máxima producción teórica 1.250.000 nm ³ /h. a R72 y 600.000 nm ³ /h a R45 en laborable y 800.000 + 400.000 en fin de semana.
	Sustitución MOV-1006 (línea descarga atraque 80M)	Del 14 al 20 de Noviembre	7 días. Sin descargas de metaneros en atraque 80M
	Limpieza captación nº 4 de agua de mar.	Segunda quincena de Noviembre	10 días. Limitación en capacidad de agua de mar pero sin limitación en la capacidad de emisión.
	Mtto. Preventivo de los tres Cargaderos de cisternas. Calibración	Noviembre/ Diciembre	6 días. Indisponible consecutivamente cada uno de los 3 cargaderos.
	Limpieza captación agua de mar Nº2	Noviembre/ Diciembre	9 días. Limitación en capacidad de agua de mar pero sin limitación en la capacidad de emisión.
	TIE-IN's de Reciclos y RV's de nuevas bombas P-2003 H/I/J	Noviembre/ Diciembre	7 días. Máxima producción teórica 600.000 nm ³ /h. a R72. Y sin descarga de metaneros. No afecta a R45. Se solapará con las operaciones 595 y 596. Realizados TIE-IN,s RV,s el 16 de Febrero sin afección.
	Modificación de Colector de Descarga de PSV's en zona Relicudador	Noviembre/ Diciembre	6 días. Máxima producción teórica 600.000 nm ³ /h. a R72. Y sin descarga de metaneros. No afecta a R45. Se solapará con las operaciones 595 y 596
	Instalación acoples hidráulicos brazos de atraque 140M y sistema de engrase centralizado. Fase I	Noviembre/ Diciembre	10/12 días sin descargas de metaneros en atraque 140M. Estos periodos deberán ser confirmados en las programaciones mensuales del sistema.
	Instalación acoples hidráulicos brazos de atraque 140M y sistema de engrase centralizado. Fase II	Noviembre/ Diciembre	5 días sin descargas de metaneros en atraque 140M. Este periodo deberá ser confirmado en la programación mensual del sistema.
	Instalación acoples hidráulicos brazos de atraque 140M y sistema de engrase centralizado. Fase III	Noviembre/ Diciembre	5 días sin descargas de metaneros en atraque 140M. Este periodo deberá ser confirmado en la programación mensual del sistema.
Revisión y actualización de brazos de atraque 80M a normativa UNE-1532 Fase I	Noviembre/ Diciembre	7 días. Sin descarga de metaneros en atraque 80M.	

OPERACIÓN		FECHA DE LOS TRABAJOS	AFECCIONES
Barcelona	Modificación de Colector de Descarga de PSV's en Zona Cargadero de Cisternas.	Del 4 al 11 de Diciembre	8 días. Del 4 al 8 de Diciembre 1 cargadero disponible. Del 9 al 11 de Diciembre 2 cargaderos disponibles.
Cartagena	Interconexiones y puesta en marcha TK FB-251	A partir del 10 de Octubre	22 días. Sin descargas ni producción del TK FB-241. Finalizada.
	Reperlitado TK FB-231	Del 15 al 29 de Noviembre	15 días. Sin descargas ni producción del TK FB-231.
Huelva	FASE-VII A Proyecto Boil-off Colector de RV TIE-013/14/24/26.	Del 25 al 29 de Octubre	5 días sin descarga de metaneros. Finalizada.
	FASE-V Proyecto Boil-off TIE-22, figura en ocho en FA-111	Del 3 al 4 de Noviembre	2 días con limitación de emisión a 900.000 nm3/h. Finalizada.
	FASE-VII B Proyecto Boil-off Colector de RV TIE-013/14/24/26. Y enfriamiento colector descarga	Del 4 al 11 de Noviembre	8 días sin descarga de metaneros. En curso.
	FASE-X TIE-IN's Proyecto ORMAT Colector Agua de mar y sustitución válvula Perar de 24" colector de GN	Noviembre / Diciembre	5 días con limitación de emisión a 400.000 nm3/h
	FASE-XI TIE-IN's Proyecto ORMAT Colector nº2 de GNL	Noviembre / Diciembre	5 días con limitación de emisión a 450.000 nm3/h
	FASE-XII TIE-IN's Proyecto ORMAT Colector nº1 de GNL	Noviembre / Diciembre	5 días con limitación de emisión a 900.000 nm3/h
Gasoductos			
PEM desdoblamiento gasoducto Tivissa-Castelnou		30 de Octubre	1 día. Afección al CC de Castelnou. Finalizada.
Variante de IKEA. Ramal Arroyo de la Encomienda-Valladolid 12". Entre las pos. V01 y B07.07X		Día 9 y días 13 y 14 de Noviembre	1 día soldaduras y 2 días cortes. Afección a zona de Valladolid al atender su demanda principalmente desde la zona de Aranda. Precisa reorganización de aportes a Red de Valladolid y presión > 50 bara en Villamayor
Variante del polígono industrial. Gasoducto Falces-Irurzun 14". Entre pos. G07.02 y G07.03		Segunda quincena de Noviembre	3 días. Afección al gasoducto Falces-Irurzun. Precisaré retaraje de ERM,s para reorganizar aportes a red de distribución. Fecha definitiva será función de la demanda prevista.
Variante de la Autopista AP-7 Gasoducto BVV 24" Entre pos. 5 y 6		Primera quincena de Diciembre	4 días. Afección al gasoducto BVV 24".
Variante de la autopista AP-46. Ramal Málaga-Rincón de la Victoria. Entre las pos. S08 y S08.02		Diciembre	6 días. Sin afección por realizarse en carga sin necesidades especiales.
Variante por urbanización. Gasoducto Serrablo-Zaragoza. Entre las pos. A10 y A9B		Diciembre o año 2011	6 días. Afección al AS de Serrablo. Requiere extracción y regulación de la misma.

OPERACIÓN		FECHA DE LOS TRABAJOS	AFECCIONES
Nuevos puntos de entrega			
Inserción EM G 2500 en Pos 15.32 Valle Escombreras		Noviembre / Diciembre	4 días. Sin transporte a través del gasoducto Cartagena-Orihuela. Afección a planta de Cartagena. Es imprescindible consumo de CCGT,s que permite el funcionamiento de esta planta.
Estaciones de compresión			
EC Alcázar. Inserción SAI 400Vca		Segunda quincena de Noviembre	1 día. EC Indisponible.
EC Montesa. Inserción SAI 400Vca		Segunda Quincena de Noviembre	1 día. EC Indisponible.
EC Zaragoza. Inserción SAI 400Vca		Segunda Quincena de Noviembre	2 días. EC Indisponible.
EC Haro. Inserción SAI 400Vca		Segunda Quincena de Noviembre	1 día. EC Indisponible.
EC de Villar de Arnedo. Modificación del nudo de la pos. 31.		Primera quincena de Diciembre	4 días. Interrupción parcial del gasoducto BVV y Larrau-Villar de Arnedo. La fecha definitiva se programará para no afectar al transporte real.
Almacenamientos subterráneos			
Gaviota	Prueba semestral de los sistemas de seguridad y estanqueidad.	14 de Octubre	12 horas sin inyección previamente al periodo de extracción. Finalizada.
Serrablo	Preparación de las instalaciones para la campaña de extracción.	Octubre	3 días de indisponibilidad total. Finalizada.
Conexiones internacionales			
C.I. de Irún	Mttos en la posición de Urrugne.	Desde el 4 hasta el 22 de Octubre	19 días de parada total del transporte a través de esta conexión. Finalizada.

Tabla 7. Operaciones de mantenimiento previstas para el cuarto trimestre de 2010.

9. NUEVAS INSTALACIONES DE GAS DURANTE 2010

Los activos a poner en marcha por parte de **Enagás** en el año 2010 serían:

PLANTAS	Ampliación capacidad	Fecha puesta en marcha
Huelva	Incremento de la capacidad de atraque hasta 250.000 m ³	31/12/2010
Huelva	5º tanque de almacenamiento con capacidad para 150.000 m ³	30/11/2010

Los activos a poner en marcha por parte de **Endesa** en el año 2010 serían:

GASODUCTOS	Long. (Km)	Diam. (")	Fecha puesta en marcha
Gasoducto Otero de los Herreros-Ávila	49	12	30/08/2010
Segovia-Otero de los Herreros	22	12	30/08/2010
Gasoducto Linares- Úbeda – Villacarrillo	55	8	30/11/2010

Los activos a poner en marcha por parte de **Saggas** en el año 2010 serían:

PLANTAS	Ampliación capacidad	Fecha puesta en marcha
Sagunto.	Incremento de la capacidad de emisión a red de 72 bar a 1.200.000 m ³ (n)/h	Diciembre 2010

Tabla 8. Infraestructuras con entrada en operación prevista en 2010 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 REUNIONES COMITÉ SEGUIMIENTO Y MODIFICACIÓN NGTS

2010

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	1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	4	5	6	7
4	5	6	7	8	9	10	8	9	10	11	12	13	14	8	9	10	11	12	13	14
11	12	13	14	15	16	17	15	16	17	18	19	20	21	15	16	17	18	19	20	21
18	19	20	21	22	23	24	22	23	24	25	26	27	28	22	23	24	25	26	27	28
25	26	27	28	29	30	31								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						1	2		1	2	3	4	5	6
5	6	7	8	9	10	11	3	4	5	6	7	8	9	7	8	9	10	11	12	13
12	13	14	15	16	17	18	10	11	12	13	14	15	16	14	15	16	17	18	19	20
19	20	21	22	23	24	25	17	18	19	20	21	22	23	21	22	23	24	25	26	27
26	27	28	29	30			24	25	26	27	28	29	30	28	29	30				
							31													

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							1				1	2	3	4	5
5	6	7	8	9	10	11	2	3	4	5	6	7	8	6	7	8	9	10	11	12	
12	13	14	15	16	17	18	9	10	11	12	13	14	15	13	14	15	16	17	18	19	
19	20	21	22	23	24	25	16	17	18	19	20	21	22	20	21	22	23	24	25	26	
26	27	28	29	30	31		23	24	25	26	27	28	29	27	28	29	30				
							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	1	2	3	4	5	6	7				1	2	3	4	5
4	5	6	7	8	9	10	8	9	10	11	12	13	14	6	7	8	9	10	11	12	
11	12	13	14	15	16	17	15	16	17	18	19	20	21	13	14	15	16	17	18	19	
18	19	20	21	22	23	24	22	23	24	25	26	27	28	20	21	22	23	24	25	26	
25	26	27	28	29	30	31	29	30						27	28	29	30	31			

Reuniones mensuales del grupo de modificación de las NGTS
 Reuniones del comité de seguimiento CSSG

Tabla 9. Calendario de reuniones del año 2010

SUBGRUPOS de TRABAJO de las NGTS

1. Modificación del PD-01 (30/11/2010)
2. Subgrupo de información técnica para la operación del sistema (19/01/2011)
3. Subgrupo para revisión de las NGTS en relación a diversos aspectos relacionados con la programación, los repartos y el balance (27/01/2011)

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
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