



INFORME DE SUPERVISIÓN DE LA GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2014

16 de octubre de 2014

Índice

1. Hechos relevantes	3
2. Sobre la demanda de gas	3
3. Sobre las entradas de gas al sistema y su gestión.	5
4. Sobre el balance de entradas y salidas de gas, y su gestión.	8
5. Sobre el nivel de existencias de gas en el sistema	9
6. Sobre los mínimos técnicos de las plantas de regasificación y su gestión	11
7. Sobre el tema relevante del trimestre: el balance del sistema gasista y su gestión.	12
A. Notas de Operación	17
B. Normativa aprobada	17
C. Mantenimiento de las instalaciones	18
D. Balance entradas / salidas en la red de transporte.	21

1. Hechos relevantes

Los hechos más relevantes en la gestión técnica del sistema gasista en el segundo trimestre de 2014 son los siguientes:

Primero. La demanda de gas continuó disminuyendo de forma relevante en el segundo trimestre de 2014 (-12% sobre el año anterior).

Segundo. Es de destacar que, a diferencia de otros años, el causante de este descenso no es la demanda de gas destinado a la producción de energía eléctrica (que aumenta) sino la fuerte disminución del consumo de gas en el sector convencional (que disminuye fuertemente por la menor cogeneración).

Tercero. La entrada de gas al sistema por plantas de regasificación supuso solo un 30% respecto del valor total de entradas. Por contra, el gas introducido por gasoducto representó un vigoroso 70% del total, lo que constituye un valor inusualmente alto.

Cuarto. El número de buques que descargaron GNL a planta fue de 58, seis más de los previstos. Por otro lado, cabe destacar el elevado número de recargas de GNL de planta a buques. En el periodo, se cargaron 23 buques. Esto es, un 51% del GNL descargado fue posteriormente recargado por los comercializadores que operan en España para su venta en otros países.

Quinto. El sentido de los flujos de entrada de gas muestra el interés de los comercializadores en la importación por gasoducto del gas centroeuropeo de menor precio y en la exportación de una parte significativa del GNL previamente importado y almacenado en las plantas de regasificación españolas.

Sexto. Es de resaltar la extremadamente baja utilización de las plantas de regasificación. Este trimestre las plantas de Cartagena, Mugaridos, y la planta de Bilbao, en prácticamente la totalidad de los días, han funcionado por debajo del mínimo técnico durante todo el periodo.

2. Sobre la demanda de gas

La demanda de gas continuó disminuyendo de forma relevante en el segundo trimestre de 2014.

La demanda de gas del segundo trimestre registró en 2014 un descenso del 12,3% sobre los valores registrados en el mismo periodo del año pasado.

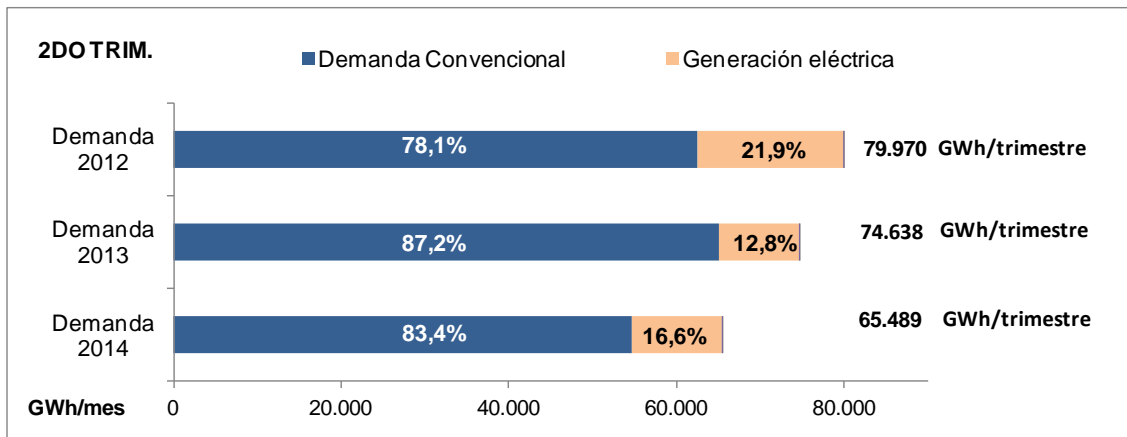


Figura 1. Comparativa anual de porcentajes de tipo de demanda en el segundo trimestre.

Es de destacar que, a diferencia de otros años, el causante de este descenso no es la demanda de gas destinado a la producción de energía eléctrica (que aumenta) sino la fuerte disminución del consumo de gas en el sector convencional (que disminuye fuertemente por la menor cogeneración).

Así, la contribución de los ciclos combinados al mix de generación eléctrica en el segundo trimestre invirtió su tendencia a la baja de los últimos meses.

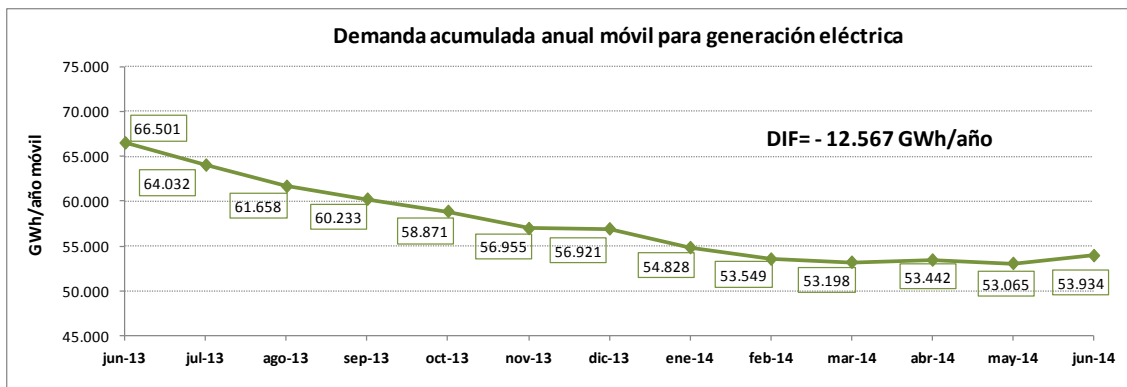


Figura 2. Acumulado de demanda para generación, año móvil.

Sin embargo, es la demanda convencional, la que en el segundo trimestre registró un descenso muy significativo (de 52.255 GWh, un 15,7% inferior al mismo trimestre del año anterior).

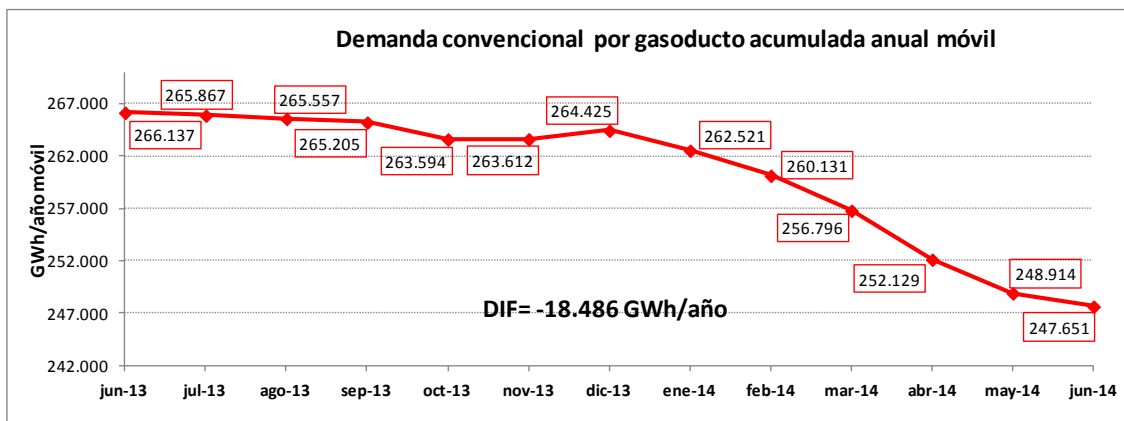


Figura 3. Acumulado de demanda convencional por gasoducto, año móvil.

Finalmente, aunque de mucha menor magnitud, la demanda de gas natural licuado destinado a camiones cisternas, en el segundo trimestre de 2014 también disminuyó sensiblemente (-16,5%) respecto al mismo periodo del año anterior.

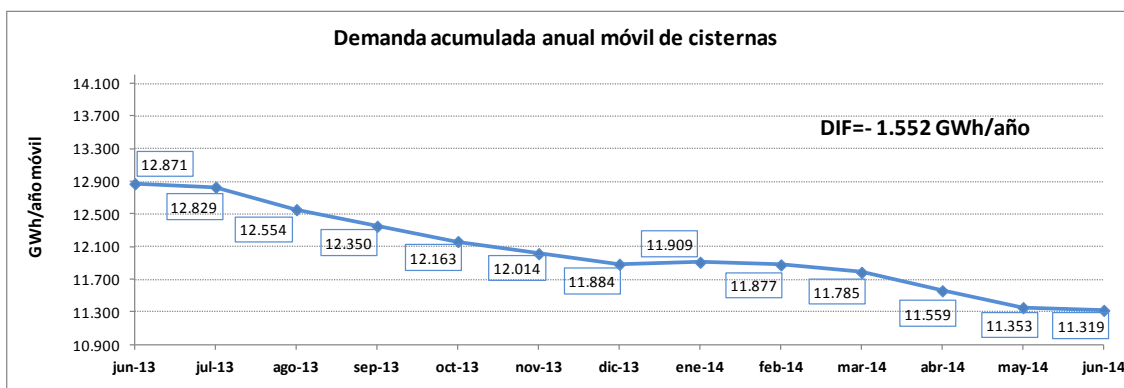


Figura 4. Acumulado de demanda de cisternas, año móvil.

3. Sobre las entradas de gas al sistema y su gestión.

La entrada de gas al sistema por plantas de regasificación supuso solo un 30% respecto del valor total de entradas. Por contra, el gas introducido por gasoducto representó un vigoroso 70% del total, lo que constituye un valor inusualmente alto.

Sin embargo, la cantidad de GNL descargada por los buques metaneros en las plantas alcanzó los 40.563 GWh un valor mayor al previsto (un 4,4% superior).

El número de buques que descargaron GNL a planta fue de 58, seis más de los previstos.

Por contra, cabe destacar el número de recargas de GNL de planta a buques. En el periodo, se cargaron 23 buques (ocho en Cartagena, cinco en Sagunto, seis en Huelva y cuatro en Mugardos). Esto es, en energía, un 51% del GNL

descargado fue posteriormente recargado por los comercializadores para su venta en otros países.

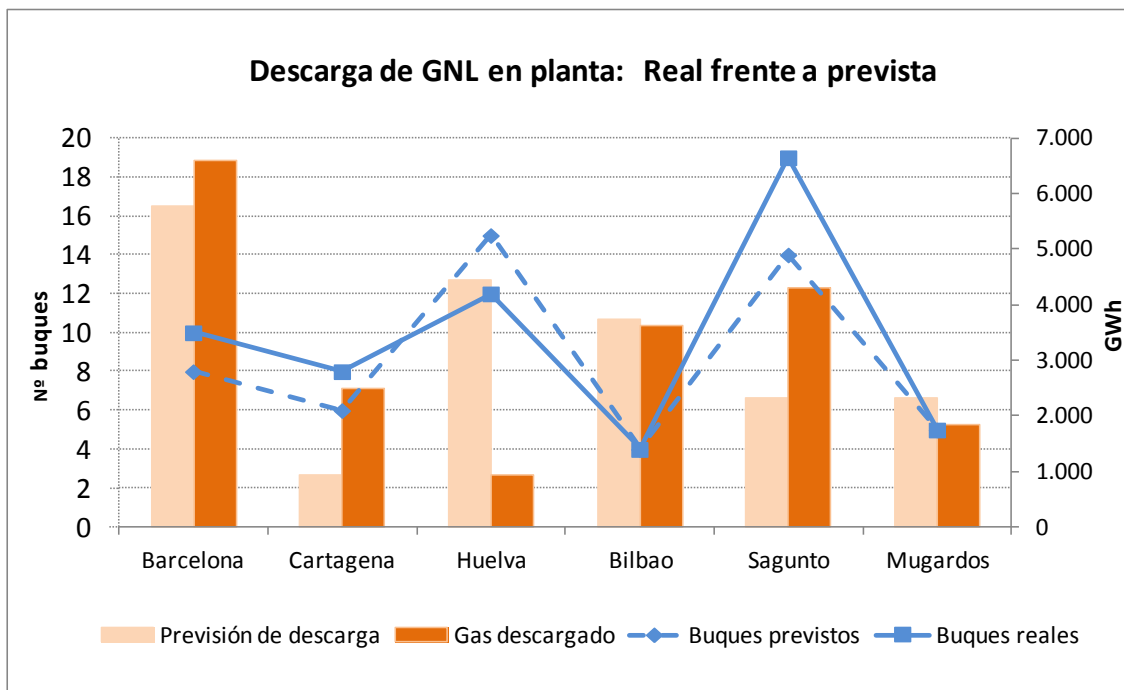


Figura 5. Descarga de GNL real frente a prevista en el segundo trimestre.

El factor de utilización máximo de las entradas al sistema en el segundo trimestre tuvo lugar el día 7 de mayo y fue del 30,5%, mientras que el día de mayor demanda fue el día 2 de abril, con 884,3 GWh.

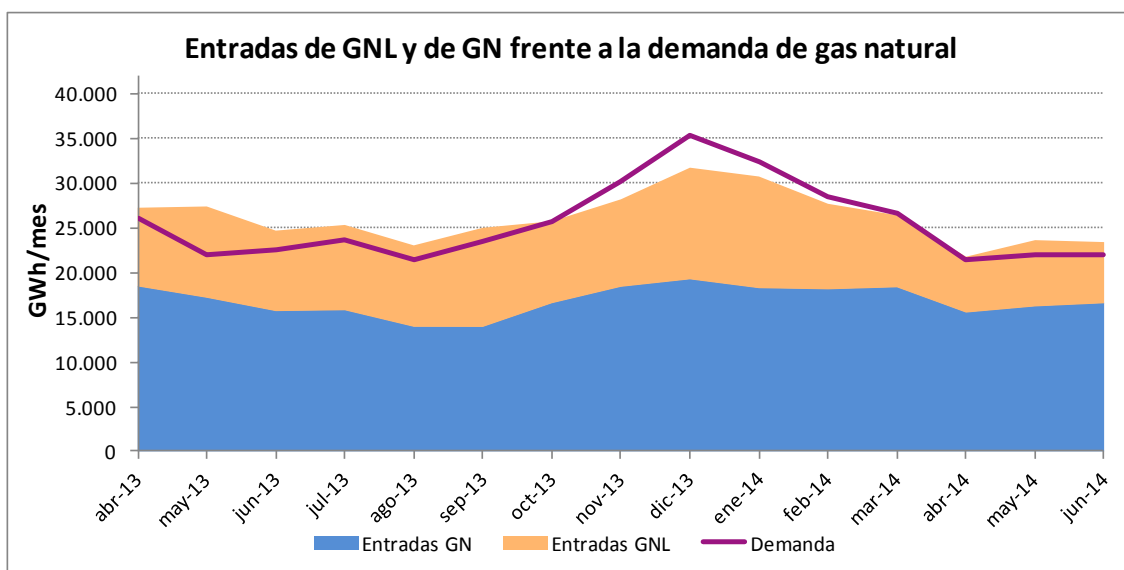


Figura 6. Entradas de GNL y entradas de GN.

Los niveles de contratación y utilización de capacidad se han mantenido bajos, especialmente en las plantas de regasificación, donde el nivel de capacidad no contratada es del orden del 80%.

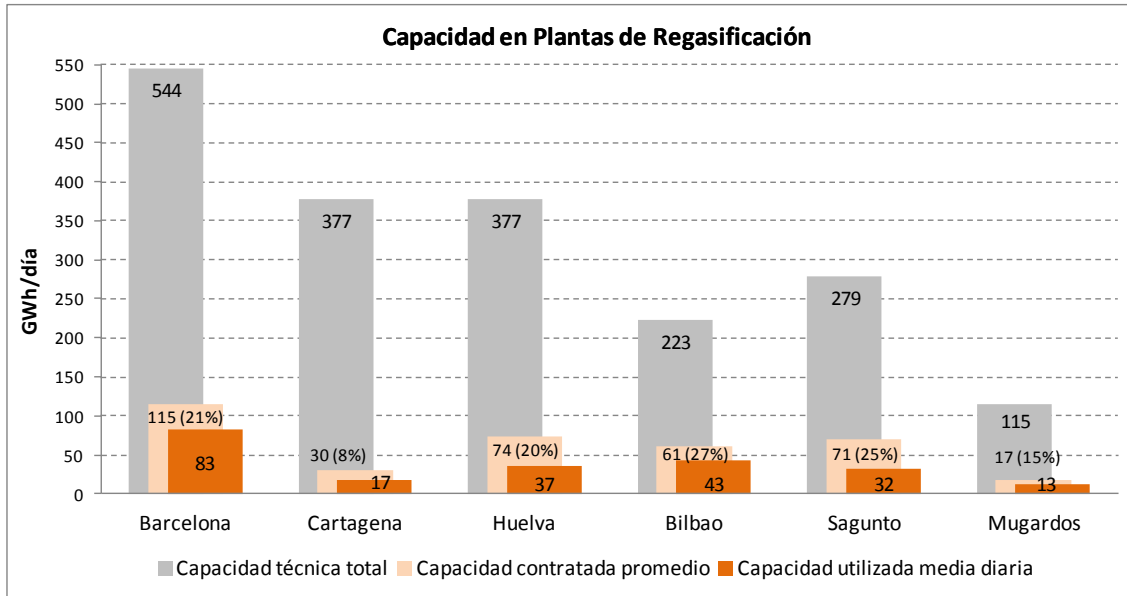


Figura 7. Contratación en plantas.

No ocurre lo mismo con el nivel de contratación de las conexiones por gasoducto.

Los gasoductos que transportan gas desde Argelia con entrada por Tarifa y Almería (exentos del acceso de terceros a la red), disponen de una considerable capacidad contratada (82%).

Los gasoductos de conexión a Europa de Larrau e Irún están totalmente reservados en el sentido de Francia a España, aunque disponen de capacidad ociosa en el sentido inverso.

La conexión con Portugal dispone de capacidad no utilizada en los dos sentidos.

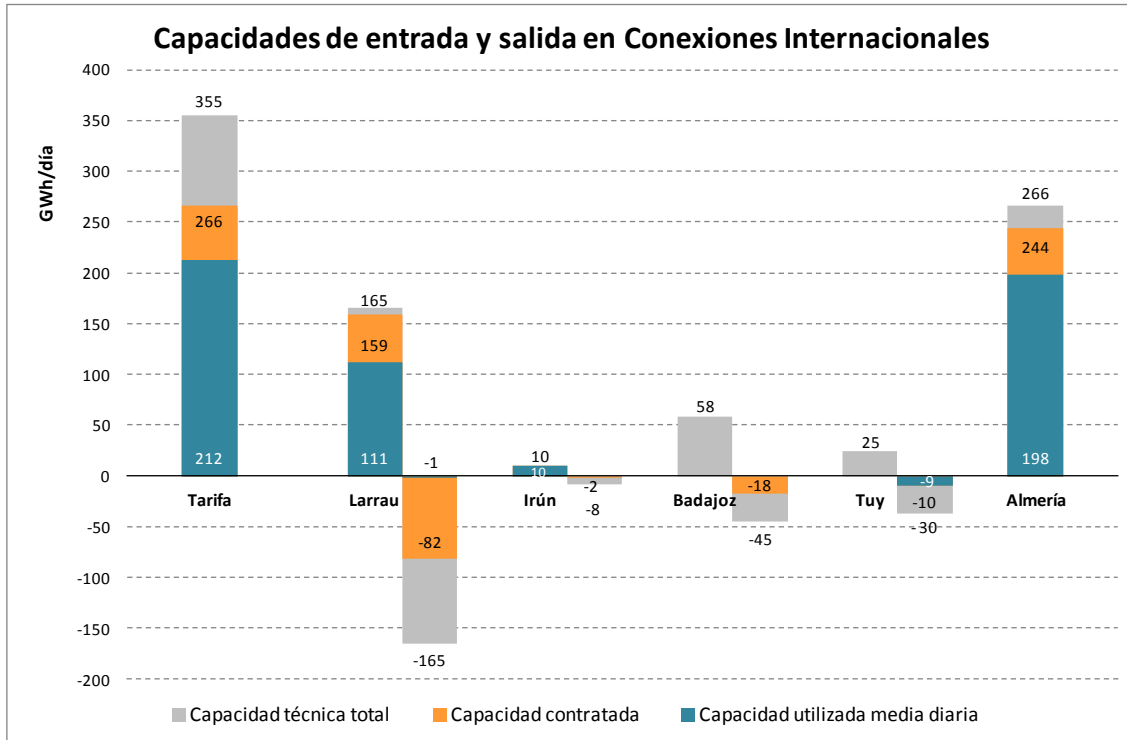


Figura 8. Contratación en las Conexiones internacionales¹.

En definitiva, el sentido de los flujos de entrada de gas muestra el interés de los comercializadores en la importación por gasoducto del gas centroeuropeo de menor precio y en la exportación de una parte significativa del GNL previamente importado y almacenado en las plantas de regasificación españolas. No obstante, se observa una menor utilización que en invierno de la conexión con Francia.

4. Sobre el balance de entradas y salidas de gas, y su gestión.

En la Tabla siguiente se muestran las entradas de gas a la red de gasoductos durante el segundo trimestre de 2014 y su variación sobre el valor inicialmente previsto.

	Abr-Jun 2014		% Δ sobre previsto
	GWh	% sobre el total de E. Netas	
Regasificación	20.484	30,1%	3,1%
Importaciones netas Conexiones Internacionales	47.357	69,7%	26,3%

¹ No se considera aún el gas en tránsito a Portugal, que está siendo objeto de revisión contractual.

Extracción Almacenamientos	-	-	-
Producción Yacimientos	108	0,2%	-24,8%
Total entradas	67.949		23,8%

Tabla 1. Entradas de gas en la red de gasoductos y variación sobre previsto.

En la tabla siguiente se muestra el balance de entradas y salidas de gas en el periodo.

ENTRADAS	GWh / Trimestre	SALIDAS	GWh / Trimestre
Regasificación	20.484	Demanda gasoducto	63.122
Importaciones C. Internacionales	48.325	Exportaciones C. Internacionales	968
Extracción AASS	-	Inyección AASS	3.770
Producción Yacimientos	108	Inyección Yacimientos	-
Total entradas Red de transporte	68.916	Total salidas Red de transporte	67.860
BALANCE RED DE TRANSPORTE		68.916– 67.860= 1.056	

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

En el segundo trimestre de 2014 el balance entre las entradas y salidas de gas de la red de gasoductos arroja un saldo positivo de 1.161 GWh. Esto es, en el periodo considerado, el sistema gasista ha incrementado sus existencias de gas por encima del consumo medio de un día.

Finalmente, en la tabla siguiente se muestran las existencias finales y su variación respecto los periodos anteriores.

	Junio 2014 (GWh)	Marzo 2014		Junio 2013	
		GWh	% Δ Jun14- Mar14	GWh	% Δ Jun14 - Jun13
Gas útil AASS	24.347	20.928	16,3%	23.059	5,6%
Plantas regasificación	8.393	11.752	-28,6%	7.795	7,7%
Red de Transporte	2.609	2.543	2,6%	2.644	-1,3%
Total	35.349	35.223	0,4%	33.498	5,5%

Tabla 3. Existencias finales y variación de las mismas sobre periodos anteriores.

5. Sobre el nivel de existencias de gas en el sistema

Al final del segundo trimestre de 2014, el nivel de existencias de gas aumentó respecto al primer trimestre como corresponde al trimestre de inicio del ciclo de inyección en los almacenamientos subterráneos.

Las existencias de gas se han repartido de la siguiente forma: un 24% en plantas de regasificación, un 68% en almacenamientos subterráneos (AA.SS.), y un 8% en gasoductos (*linepack*).

El nivel de existencias del segundo trimestre de 2014 se tradujo en una autonomía promedio de 58 días respecto a la demanda registrada.

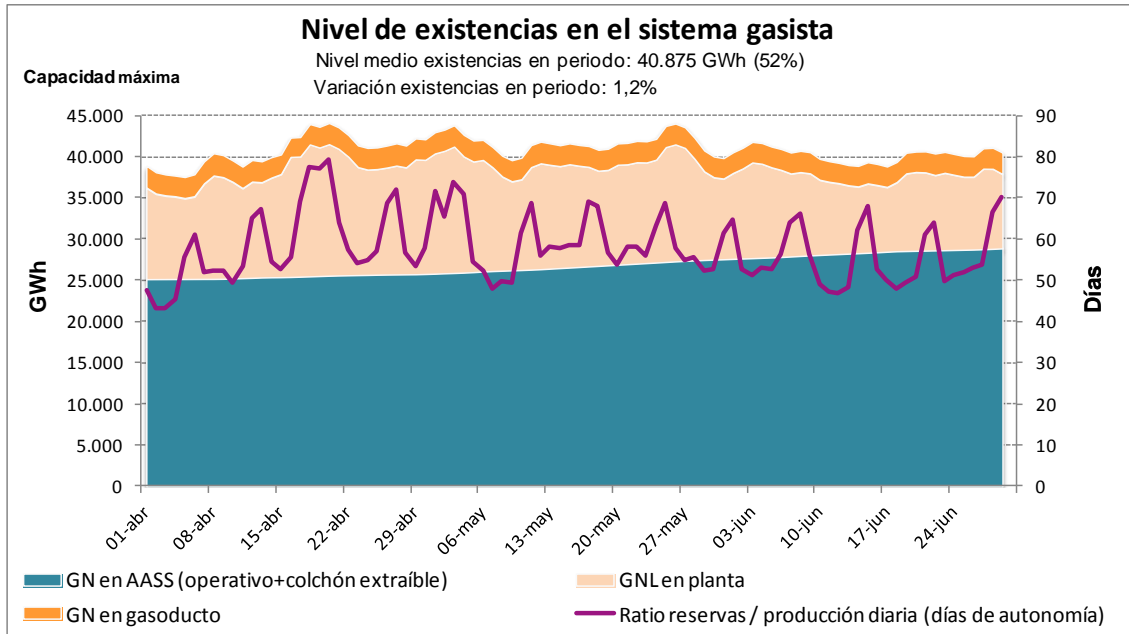


Figura 9. Variación de existencias en el sistema.

Al comparar los niveles de existencias respecto a 2013, se aprecia un aumento del 8,8% en el gas útil de los AA.SS. Esto es, la campaña de inicio del llenado augura un mejor estado para afrontar el periodo crítico invernal de 2014 a 2015.

El 30 de junio los almacenamientos subterráneos (gas colchón no extraíble, gas colchón extraíble y gas operativo) se encontraban al 92,4% de su capacidad, con 49.814 GWh.

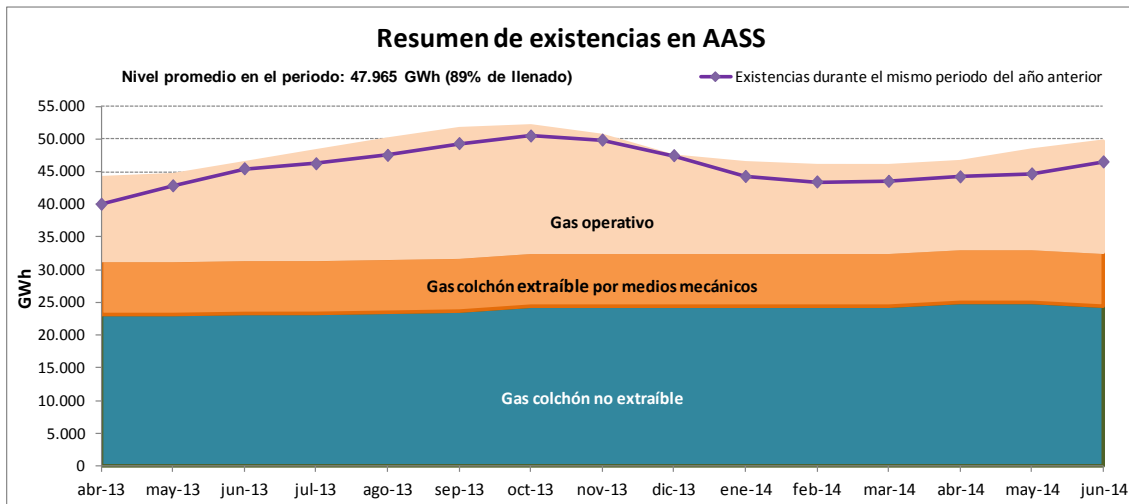


Figura 10. Existencias interanuales en los almacenamientos subterráneos.

Por su parte, el nivel de existencias de GNL en el sistema sumaba 1.244.267 m³ (8.393 GWh) a finales de junio, que equivalen a un 37,7% de la capacidad total de almacenamiento de GNL.

La autonomía media de las plantas de regasificación en el primer trimestre fue de 44 días en relación a su producción real. En este sentido, se puede apreciar la existencia de variaciones muy significativas en el valor de autonomía entre las distintas plantas de regasificación, lo que fundamentalmente depende del nivel de contratación en cada planta.

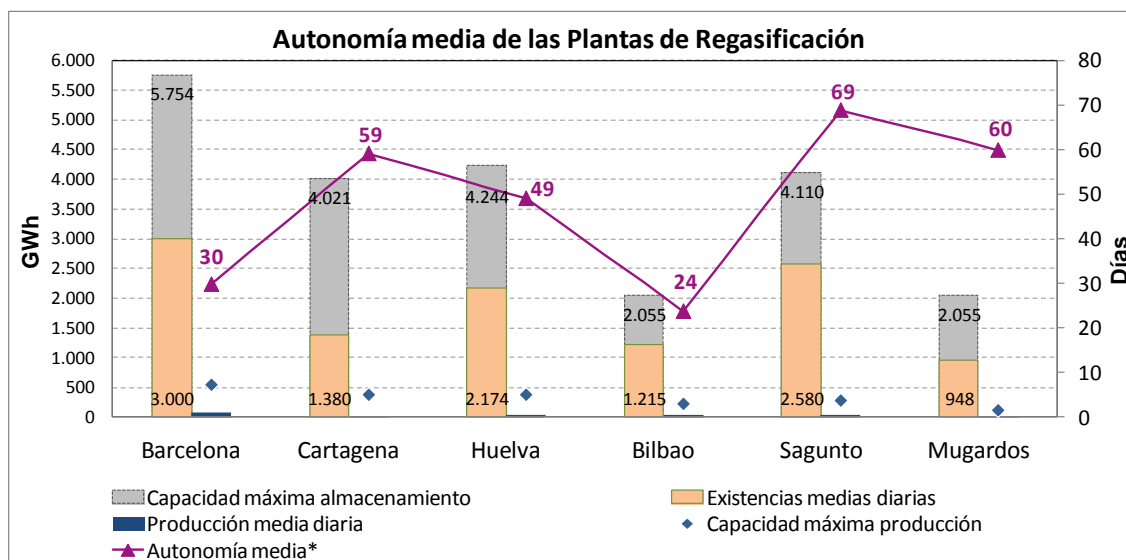


Figura 11. Autonomías, niveles de existencias y producciones medias en las plantas de regasificación.

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

6. Sobre los mínimos técnicos de las plantas de regasificación y su gestión

En la tabla siguiente se especifican los mínimos técnicos de producción de gas publicados por el GTS para cada una de las plantas de regasificación y se contabilizan los días que se ha estado por debajo de esos mínimos técnicos en el segundo trimestre de 2014.

Plantas	Mínimo Técnico (GWh/día)	Días por debajo del mínimo técnico*	
		Mar 14 –Jun 14	% días
Barcelona	128	79	87%
Cartagena	85	91	100%
Huelva	85	84	92%
Bilbao	85	90	99%
Sagunto	57	75	82%
Mugaridos	60	91	100%
TOTAL		510	93%

Tabla 4. Mínimo técnico y días en los que la planta está por debajo del mínimo técnico.
 (* Se considera un margen del 10% dentro del cual la planta está en el mínimo técnico)

Es de resaltar la extremadamente baja utilización de las plantas de regasificación. Este trimestre las plantas de Cartagena, Mugaridos y

prácticamente la planta de Bilbao han estado por debajo del mínimo técnico durante todo el periodo.

En este sentido, el bajo nivel de utilización de las plantas llevó al Gestor Técnico del Sistema a declarar situación de operación excepcional de nivel cero por la que se desviaba un buque de Huelva a Cartagena (ver Nota de Operación del anexo).

7. Sobre el tema relevante del trimestre: el balance del sistema gasista y su gestión.

La Comisión europea aprobó el 26 de marzo de 2014 el Código de Red sobre el Balance² de gas en el sistema de transporte. Por ser una regulación europea es de obligado cumplimiento por los estados miembros sin necesidad de trasposición. En este caso, existe la posibilidad de adoptar medidas transitorias por un periodo de dos años, a partir del 1 de octubre de 2014.

Son muy numerosos los cambios que respecto a la situación actual supone la adopción del nuevo código. Sin ánimo de entrar de manera exhaustiva en su contenido, los puntos más relevantes del mismo son los siguientes: (1) los usuarios de las infraestructuras son los responsables primarios de mantener su balance entre sus entradas y salidas de gas durante el periodo de balance; (2) para ello, deben tener la mejor información posible de su estado de balance; (3) el Gestor Técnico del Sistema (GTS) es el responsable último de la realización de las acciones de balance para mantener el sistema gasista dentro de sus márgenes de operación mediante la compra o venta de gas en un mercado organizado; (4) la imputación de los costes incurridos para equilibrar el sistema se hará a aquéllos usuarios causantes de los mismos.

La situación actual no responde a este modelo. Es por ello por lo que será necesario un periodo transitorio para su implantación en el sistema español, que previsiblemente puede ser un año.

De forma esquemática, la situación actual de la regulación del balance en el sistema gasista español es la siguiente.

Siendo también ahora responsabilidad del usuario la de estar equilibrado en su balance diario de gas, sus incentivos para el cumplimiento pueden ser menos exigentes. Actualmente existen cinco tipos de desbalances individuales por comercializador: (1) por exceso en el sistema de transporte (AOC); (2) por exceso de GNL en plantas; (3) por defecto de gas en AOC; (4) por defecto de GNL en una planta; y, (5) por defecto de existencias operativas (AOC más GNL). Las penalizaciones por los diversos tipos de desbalance varían en función del exceso de gas, incurriendo en recargos proporcionales a los de las

² Commission Regulation (EU) No 312/2014 of 26 of March 2014 establishing a Network Code on Gas Balancing of Transmission Networks.

tarifas de acceso. Así, por ejemplo, en el caso (3) el recargo por defecto de existencias de gas en el AOC se calcula multiplicando dicho defecto por el canon de almacenamiento de GNL incrementado en un 10%.

Esto es, los recargos por desbalance son función de las tarifas de acceso.

Por otro lado, el papel del GTS en cuanto a la realización de las acciones de balance para mantener el sistema gasista dentro de sus márgenes no está actualmente basado en operaciones de compra venta de gas en un mercado organizado, sino en las llamadas operaciones de balance residual del sistema y en el empleo del denominado gas de maniobra (gas propiedad del GTS).

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

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

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

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

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

Los movimientos de gas por operaciones de BRS se realizan sobre las existencias de gas de maniobra, gas 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, que se regularizan a final de año.

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 trimestre se concluye que:

- En el segundo trimestre del año el gas de maniobra ha disminuido 246 GWh.
- Las instalaciones con una mayor variación en la cuenta de gas de maniobra durante el segundo trimestre fueron las plantas de Huelva y de Barcelona con descensos de -1.139 GWh y de -702 GWh, respectivamente.

La Tabla siguiente muestra valores 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 segundo trimestre del año.

GWh	Existencias Iniciales	Existencias Finales	Variación de existencias
Red de Transporte	-1	373	373
Barcelona	859	157	-702
Cartagena	-59	245	304
Huelva	575	-564	-1.139
Bilbao	163	341	177
Sagunto	-252	-22	230
Mugardos	-87	-125	-38
AASS	-195	353	548
C.I.	-	-	-
Valdemingómez	-	-	-
Total	1.004	758	-246

Tabla 5. Variación de existencias de gas de maniobra en el segundo trimestre de 2014.

En el siguiente gráfico se muestra, a modo de ejemplo, para la planta de Huelva en el segundo trimestre, la comparativa entre los valores de producción real, nominaciones de los usuarios y operaciones BRS.

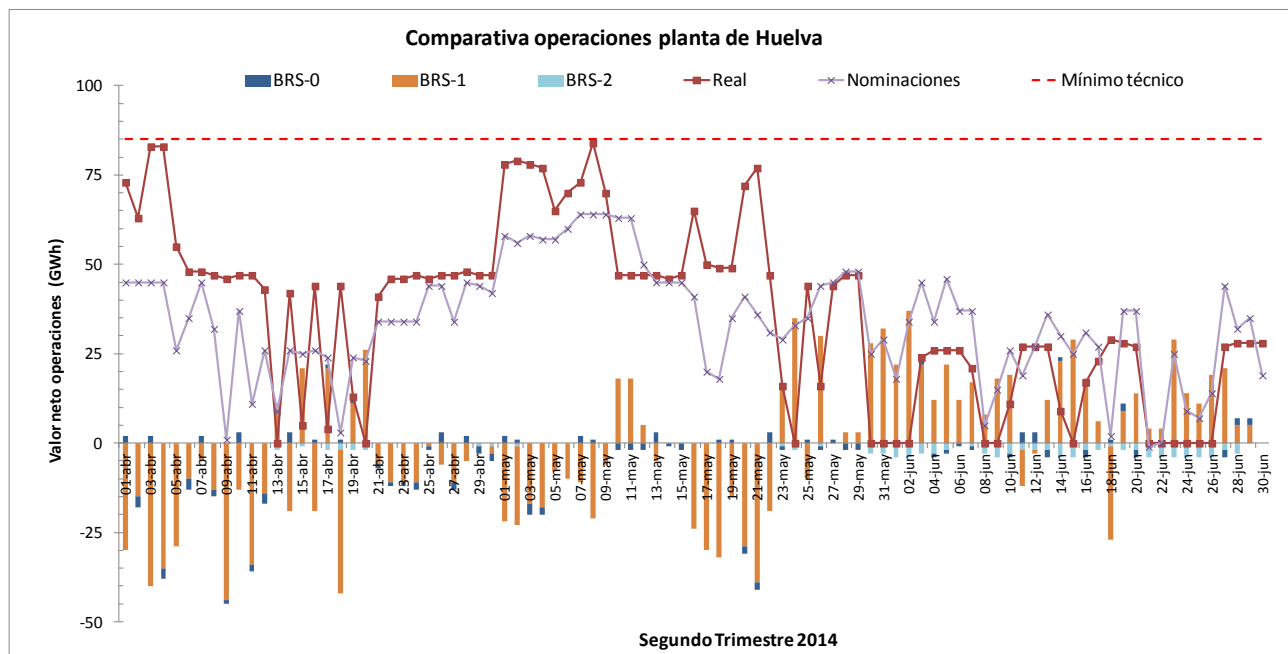


Figura 12. Comparativa consignas y operaciones BRS en planta de Huelva.

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

- El Gestor puede establecer consignas de operación distintas a valores nominados, derivadas de operaciones BRS.
- Las operaciones BRS implican movimientos del gas de maniobra entre las distintas infraestructuras. En las instalaciones se pueden originar existencias finales de gas de maniobra negativas, como en este trimestre ocurre en las plantas de regasificación de Huelva, Mugardos y Sagunto con -564 GWh, -125 GWh y con -22 GWh, respectivamente. De la misma forma,

se pueden originar existencias finales positivas, como ocurre en el resto de instalaciones.

- Que el gas de maniobra sea negativo en una instalación significa que se ha usado el gas de los comercializadores para emitirlo y operar el sistema. Por otro lado, el mantener existencias físicas de gas menores de las reconocidas en los balances comerciales de las plantas, para los usuarios podría significar que en algún momento fuera imposible dar viabilidad a una programación ante la falta de gas físico.

En definitiva, el GTS actúa como garante del sistema nominando operaciones de producción y empleando el gas de maniobra como gas de equilibrio del sistema.

Asimismo, el GTS calcula y factura los desbalances de los usuarios del sistema para cada uno de los cinco tipos de desbalances definidos previamente. Estos ingresos entran en el sistema de liquidaciones de las actividades reguladas del sector gasista. Así, por ejemplo, los ingresos facturados por el GTS por desbalances a los usuarios del sistema desde enero a agosto de 2014 han supuesto 118 millones de €.

La adopción del código de red de balance supondrá cambios relevantes en este proceso. En primer lugar, requerirá una información detallada del estado del balance de cada usuario. En este sentido, son muchos los progresos realizados por el GTS, los transportistas y distribuidores hasta la fecha para disponer de un balance diario (n+1) fiable. Este esfuerzo debe continuar. La mejora en la elaboración del reparto y balance diarios y un conocimiento del estado de cada usuario lo más cercano al tiempo real redundará en un balance más equilibrado, un menor coste y una mayor seguridad de suministro.

En segundo lugar, la responsabilidad subsidiaria del GTS de mantener el sistema en operación normal deberá suponer el empleo de mecanismos de mercado para la adquisición del gas, en lugar del empleo del gas de maniobra y del BRS, tal como está en la actualidad.

Asimismo, y dado que la afcción al usuario del coste de su desbalance, valorado a precio marginal del mercado de gas, puede ser muy significativa, parece recomendable realizar una transición de manera paulatina y aportando toda la información que sea precisa que permita prever el coste final.

En conclusión, la adopción del código europeo de red de balance requiere el cambio de la actual gestión del sistema. La CNMC conformará la regulación necesaria mediante una circular al efecto. Y, asimismo, requiere la implantación de un mercado organizado de gas.

ANEXOS

A. Notas de Operación

Situación de Operación Excepcional nivel cero. Desvío de buque – Cambio de planta asignada para la descarga.

Desvío de buque de 138.000 m3 de GNL a la Planta de Cartagena, con descarga prevista el día 20 de mayo de 2014 en la Planta de Huelva.

El programa de entradas y salidas de transporte en el sistema gasista por parte de los usuarios para el mes de mayo, dio como resultado una aportación de GNL en varias plantas de regasificación insuficiente para atender su producción diaria mínima que evitara la emisión de boil-off. Esta situación continuó con las últimas programaciones semanales y nominaciones recibidas de los usuarios. El titular de la planta de Cartagena propuso, con objeto de atenuar las consecuencias de esa situación en dicha planta, el desvío de un buque con descarga inicialmente solicitada en la Planta de Huelva a la Planta de Cartagena, estando conformes los responsables de las plantas de Cartagena y Huelva así como el usuario afectado.

Incidente por rotura de tubería de 200 mm de polietileno en red de GND en Villaba (Lugo).

El día 12 de junio se produjo una rotura en la red de distribución de GND en la posición de Enagás I12 (Villalba), del gasoducto Villalba – Tuy causada por trabajos de terceros. La incidencia comenzó a las 22:45 horas con una duración de aproximadamente 2 horas, afectando a 50 clientes.

B. Normativa aprobada

- Resolución de la DGPEM por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición durante el año 2014 de gas natural destinado al nivel mínimo de llenado del almacenamiento subterráneo "Yela".
- Resolución de la DGPEM por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición del gas de operación para el período comprendido entre el 1 de julio y el 31 de diciembre de 2014.
- Resolución de la DGPEM por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta para la adquisición del gas de operación correspondiente al período comprendido entre el 1 de julio y el 31 de diciembre de 2014 (no se incluye el anexo confidencial).
- Resolución por la que se establecen las características para el desarrollo de la subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso para el período comprendido entre el 1 de julio de 2014 y el 30 de junio de 2015.

- Resolución de la DGPEM por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta destinada a la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso entre el 1 de julio de 2014 y el 30 de junio de 2015.

C. Mantenimiento de las instalaciones

Durante el segundo trimestre de 2014 se han planificado las siguientes operaciones de mantenimiento en las instalaciones del sistema gasista:

OPERACIÓN		FECHA DE LOS TRABAJOS	AFECCIONES
Plantas de regasificación			
Bilbao	Mantenimiento del sistema de agua de mar.	Del 29 de marzo al 11 de Abril y paradas de 1 día a lo largo del año.	Una parada de 14 días y varias paradas de un día a lo largo del año. Emisión máxima teórica 200.000 Nm ³ /h y sin descargas. Finalizada.
	Ampliación de instalaciones.	2º trimestre.	3 x 1 día. Paradas de planta. Sin descargas. Fechas definitivas a confirmar en programación mensual previa. Finalizada.
	Revisión anual del sistema AT.	Mayo.	70 horas con una producción máxima nominal de 600.000 Nm ³ /h. Finalizada.
	Revisión individualizada de los 4 VAM.	2º trimestre.	4 X 4 días. (Emisión máxima nominal 800.000 Nm ³ /h incluyendo CS). Finalizado el primero de ellos.
	Revisiones semestrales del relicuador.	Junio y 4º trimestre.	4 horas cada revisión con una producción máxima teórica de 400.000 Nm ³ /h. Finalizada la primera de ellas.
	Revisión de los brazos de descarga y mantenimiento del brazo de vapor.	2º y 3er trimestre.	2 días por brazo. Sin descargas. Se realizará en fechas sin descargas previstas.
Sagunto	Reparación válvula línea descarga.	Del 10 al 16 de abril.	7 días. Sin cargas ni descargas de buques. Finalizada.
	Verificación y calibración de basculas del cargadero de cisternas.	Mayo y junio.	3 días con una sola isleta en funcionamiento (de 8:00 a 17:30). Finalizada.
Barcelona	Revisión y Actualización Brazos Atraque 80M a Normativa UNE-1532.	Febrero-Noviembre.	10 meses. Sin descarga de metaneros en atraque 80M. Fechas definitivas a confirmar en la programación mensual previa. En curso.
	Limpieza captación agua de mar nº2.	Mayo.	15 días. Máxima producción total 1.650.000 Nm ³ /h. Finalizada.
	Revisión legal subestaciones I y II.	Mayo.	15 días. Máxima producción total 1.350.000 Nm ³ /h. Finalizada.
	Modificación de suministro de agua de mar a VAM E-2200 y E-200.	Junio.	3 días. Máxima producción total 1.800.000 Nm ³ /h. Finalizada..
Cartagena	Reperlitado FB-241.	26 de mayo al 13 de junio.	19 días. Sin afección. Finalizada.
Huelva	Reparación de defensas de atraque.	Del 14 al 22 de junio.	9 días sin cargas ni descargas de buques. Finalizada.
Nuevos puntos de entrega			
Conexiones, para la PEM del gasoducto Llanera-Otero, entre pos.O-00, O01, I01 y D16.		Junio.	5 días. Posible afección a las emisiones de Huelva/Tarifa/Mugardos. Finalizada.

Inserción Pos 33-A(Navarrete) Proyecto VIURA.		Junio.	1 día Ejecución con Way-T. Precisaré acondicionamiento de las condiciones de velocidad para su realización. Finalizada.
Sustitución válvula salida de línea de ERM de la posición A9 (Juslibol).		En función de la parada programada por el cliente.	2 horas Afección al suministro a clientes aguas abajo de la ERM.
Estaciones de compresión			
Navarra.	Modificación FCV-2.	Pendiente de fecha.	1 día. EC Indisponible. Posible afección a la CI de Larrau.
Inspecciones en Servicio			
Huelva – Sevilla.		Del 5 al 9 de mayo.	5 días. Mantenimiento de velocidades en los rangos necesarios para la inspección. Necesaria emisión por Huelva. Posible afección a Tarifa. Finalizada.
Campo del Gibraltar.		Del 12 al 16 de mayo.	5 días. Mantenimiento de velocidades en los rangos necesarios para la inspección. Finalizada.
Villamayor- Barbolla.		Del 19 al 23 de mayo.	5 días. Mantenimiento de velocidades en los rangos necesarios para la inspección. Posible afección a Huelva/Tarifa. Finalizada.
Barbolla-Algete.		Del 26 al 30 de mayo.	5 días. Mantenimiento de velocidades en los rangos necesarios para la inspección. Posible afección a Huelva/Tarifa. Finalizada.
Getafe – Algete.		Del 2 al 6 de junio.	5 días. Mantenimiento de velocidades en los rangos necesarios para la inspección. Finalizada.
Zaragoza - Alcalá de Gurrea.		Del 9 al 13 de junio.	5 días. Mantenimiento de velocidades en los rangos necesarios para la inspección. Posible afección a la inyección en Serrablo. Finalizada.
Alcalá de Gurrea – Serrablo.		Del 16 al 20 de junio.	5 días. Mantenimiento de velocidades en los rangos necesarios para la inspección. Posible afección a la inyección en Serrablo. Finalizada.
Almacенamientos subterráneos			
Gaviota	Revamping torre + Workover G-6.	Del 1 de Abril al 31 de Agosto.	5 meses. Indisponibilidad 100 % inyección y, puntualmente, de la extracción. En curso.
	Pruebas de estanquidad de pozos.	Al finalizar períodos de inyección y extracción.	2 x 12 h. AS indisponible.
	En cambio de ciclo anual de Inyección a Extracción.	Mediciones de fondo en pozos G-5, G-7 y G-11.	1 semana. Indisponibilidad 100 % para inyección y extracción. Fechas definitivas a confirmar en programación mensual previa.
Serrablo	Cambio de CCM de planta.	Abril y primera semana de mayo.	1 mes. Indisponibilidad 100% extracción e inyección. Finalizada.
Yela	En cambio de ciclo anual de Inyección a Extracción.	Trabajos de sísmica de pozo y registros de saturación.	2 semanas: Indisponibilidad 60 % Inyección y Extracción. Fechas definitivas a confirmar en programación mensual previa.
Conexiones internacionales			
Tarifa	SC Tanger: cambio de compresor del TK 2004 por otro de bajo caudal.	Junio.	1 mes. Posible afección a cantidades transportadas. En proceso.
	Inspección en servicio estrecho Gibraltar.	A lo largo del año.	4 días. Posible afección a cantidades transportadas.

Medgaz	No hay operaciones programadas con afección a la capacidad diaria de esta conexión. Podrían realizarse paradas técnicas de duración inferior a 24 horas cuyo efecto será compensando dentro del mismo día.		
Larrau	Trabajos en EC Mont I.	14 de abril.	5 días. Máximo 110 GWh/día FR > ESP. Operación en red de TIGF (consultar su WEB). Finalizada.
	Trabajos en EC Mont II.	17 al 19 de junio.	3 días. Reducción de capacidad FR > ESP. Operación en red de TIGF (consultar su WEB). Finalizada.
Badajoz	Calibración cadenas de medida.	Junio.	1 día. Posible afección a cantidades transportadas. Operación en red de REN.
Tuy	Variante Souselas.	Junio.	3 días. Necesidad de flujo físico ESP > POR desde Tuy Operación en red de REN. Finalizada.
Irún	No hay operaciones programadas con afección a la capacidad diaria de esta conexión.		

Tabla 6. Operaciones de mantenimiento previstas para el primer trimestre de 2014.

