



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

10 de marzo de 2015

Índice

1. Hechos relevantes	3
2. Sobre la demanda de gas	4
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: obligación de transparencia de los gestores de red de transporte en base al Reglamento (CE) nº 715/2009.	12
A. Notas de Operación	15
B. Normativa aprobada	15
C. Mantenimiento de las instalaciones	15
D. El balance del sistema	18
E. Nuevas instalaciones de gas durante 2014	20
F. Entradas / salidas en la red de transporte.	21

1. Hechos relevantes

Los hechos más relevantes relativos a la gestión técnica del sistema gasista que han acontecido en el cuarto trimestre de 2014 son los siguientes:

Primero. La demanda de gas del año 2014 alcanzó los 301,31 TWh, lo que supuso un descenso acumulado del -9,6% respecto a la cifra de demanda del año 2013. Si se tienen en cuenta las cifras de demanda de gas únicamente en el cuarto trimestre, el descenso se acentúa ligeramente, siendo la bajada en este trimestre sobre el del año anterior del -10,8%. Esto se explica tanto por el decremento en la demanda para generación eléctrica (-13,7%), como por la disminución del consumo de gas en el sector convencional (-10,0%).

Segundo. Un elevado nivel de almacenamiento en tanques de GNL, superior a años anteriores. En el mes de noviembre se inicia la campaña de extracción de los almacenamientos subterráneos de gas.

Tercero. La entrada de gas al sistema por gasoducto representó un 68% del valor total de entradas mientras que el gas introducido por plantas de regasificación supuso solo un 32% del valor total, valores similares a los del trimestre anterior.

Cuarto. El número de buques que descargaron GNL a planta fue de 59, tres menos de los previstos, mientras que desde las plantas se cargaron 18 buques. Este hecho dio lugar a que un 34,7% del GNL descargado fuera posteriormente recargado por los comercializadores que operan en España para su venta en otros países.

Quinto. A partir de octubre 2014 se trasladan los contratos existentes al punto Virtual VIP.FR en la conexión con Francia, agrupando los puntos de interconexión físicos Larrau e Irún. De este modo se ofertan las capacidades disponibles que surjan como resultado de la suma de las capacidades de los puntos físicos. Las capacidades mensuales de las interconexiones entre España, Francia y Portugal, se continúan adjudicando mediante subastas coordinadas de capacidad en PRISMA.

Sexto. Del sentido de los flujos de entrada de gas se desprende el interés de los comercializadores en la importación por gasoducto del gas centroeuropeo y en la exportación de una parte significativa del GNL previamente importado y almacenado en las plantas de regasificación españolas.

Séptimo. Las plantas de regasificación continúan teniendo baja utilización. Este trimestre las plantas de Bilbao, Cartagena y Barcelona han estado en su mayor parte del periodo por debajo del mínimo técnico. En el mes de noviembre entró en funcionamiento el tercer tanque de GNL de la planta de

Bilbao con una capacidad de 150.000 m³ de GNL y volvió a estar operativo el cargadero de cisternas después de casi cuatro años inhabilitado.

2. Sobre la demanda de gas

La demanda de gas del cuarto trimestre registró en 2014 un descenso del -10,8% sobre los valores registrados en el mismo periodo del año pasado.

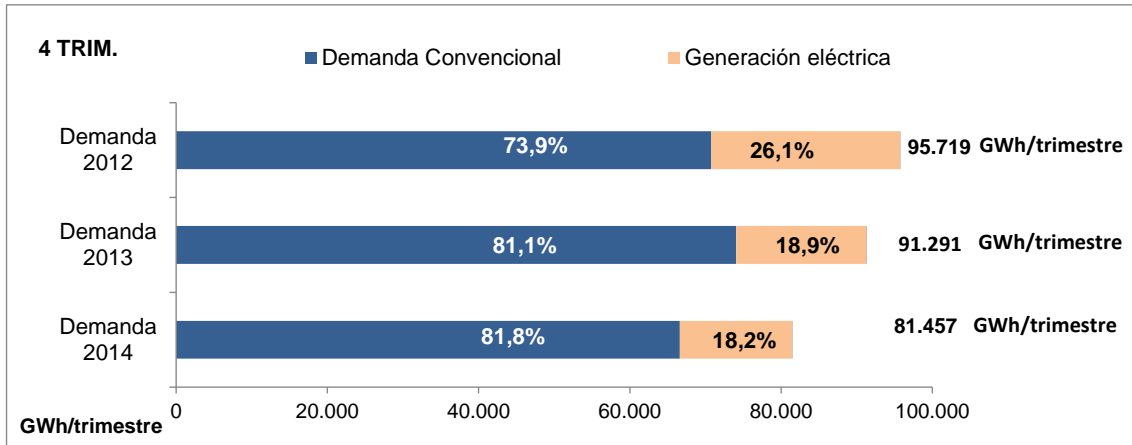


Figura 1. Comparativa anual de porcentajes de tipo de demanda en el cuarto trimestre.

El descenso en la demanda de gas se debe a la disminución del consumo de gas tanto en el sector convencional como en el sector eléctrico.

Respecto a la demanda de generación eléctrica, la contribución de los ciclos combinados al mix de generación eléctrica alcanzó un valor promedio del 9,3% en el cuarto trimestre (un 0,4% menos que en el mismo periodo del año anterior).

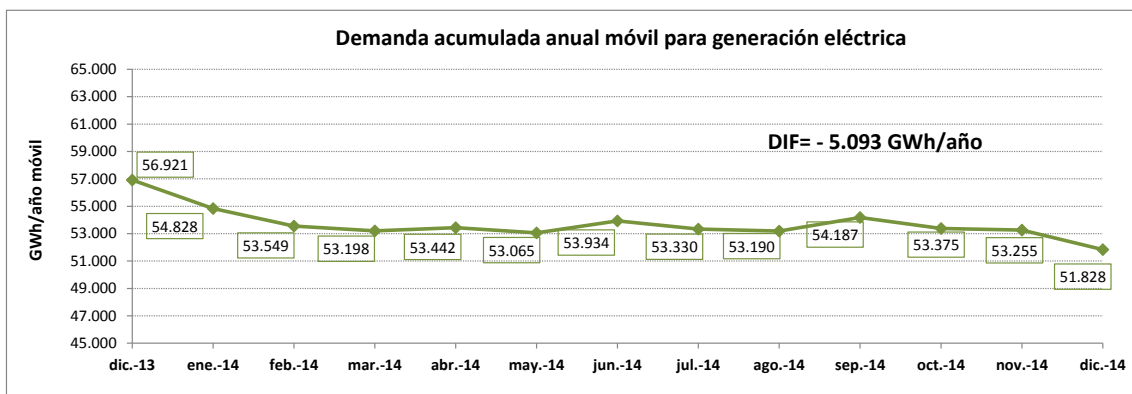


Figura 2. Acumulado de demanda para generación, año móvil.

En relación a la demanda convencional, en el cuarto trimestre se registró un descenso de -7.075 GWh respecto al mismo periodo del año anterior, lo que supone un decremento del -10,0% en relación al cuarto trimestre de 2013.

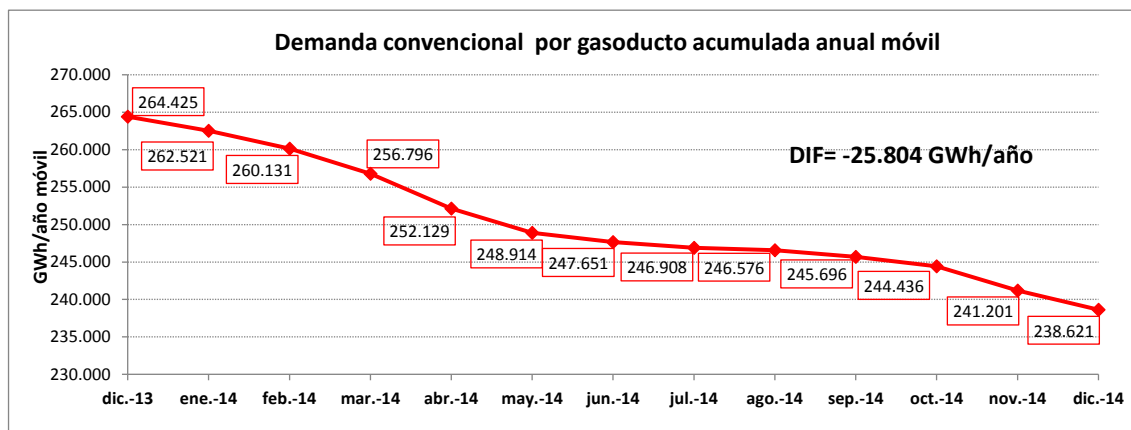


Figura 3. Acumulado de demanda convencional por gasoducto, año móvil.

En el mismo sentido, la demanda de gas natural licuado destinado a camiones cisternas en el cuarto trimestre de 2014 disminuyó -10,9% respecto al mismo periodo del año anterior.

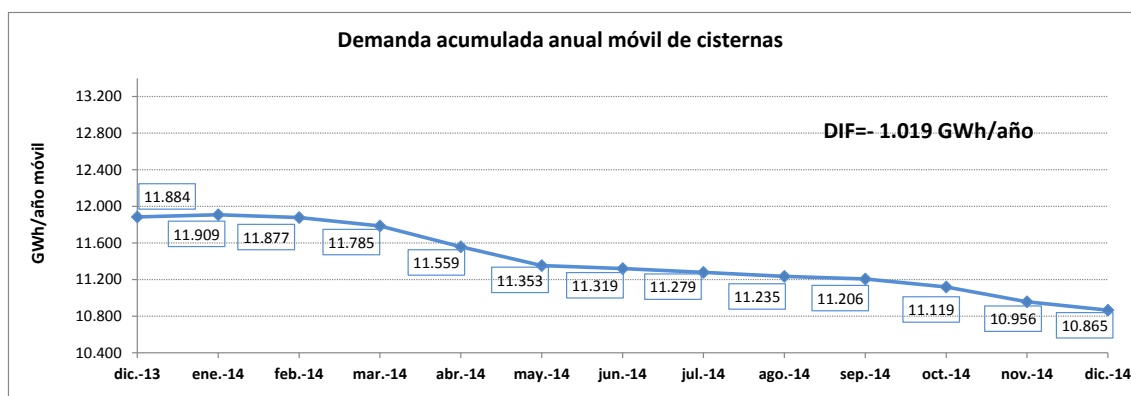


Figura 4. Acumulado de demanda de cisternas, año móvil.

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

La entrada de gas al sistema por gasoducto representó un 68% del valor total de entradas mientras que el gas introducido por plantas de regasificación supuso un 32% del total, cifras en línea con el trimestre anterior.

La cantidad de GNL descargada por los buques metaneros en las plantas alcanzó los 45.859 GWh (5,7% superior al tercer trimestre).

El número de buques que descargaron GNL a planta fue de 59, tres menos de los previstos.

Asimismo, se destaca el aumento en las recargas de GNL de planta a buques. En el cuarto trimestre se cargaron 18 buques (seis en Sagunto, cinco en Huelva, cuatro en Cartagena, dos en Mugaros y uno en Barcelona), lo que supone que un 34,7% del GNL descargado en unidades de energía fue posteriormente recargado por los comercializadores para su venta en otros

países. La cantidad de energía cargada en buques ha ido en ascenso paulatinamente y la cifra alcanzada en el cuarto trimestre de 2014 supone un aumento del 83,1% respecto al mismo periodo del año 2013.

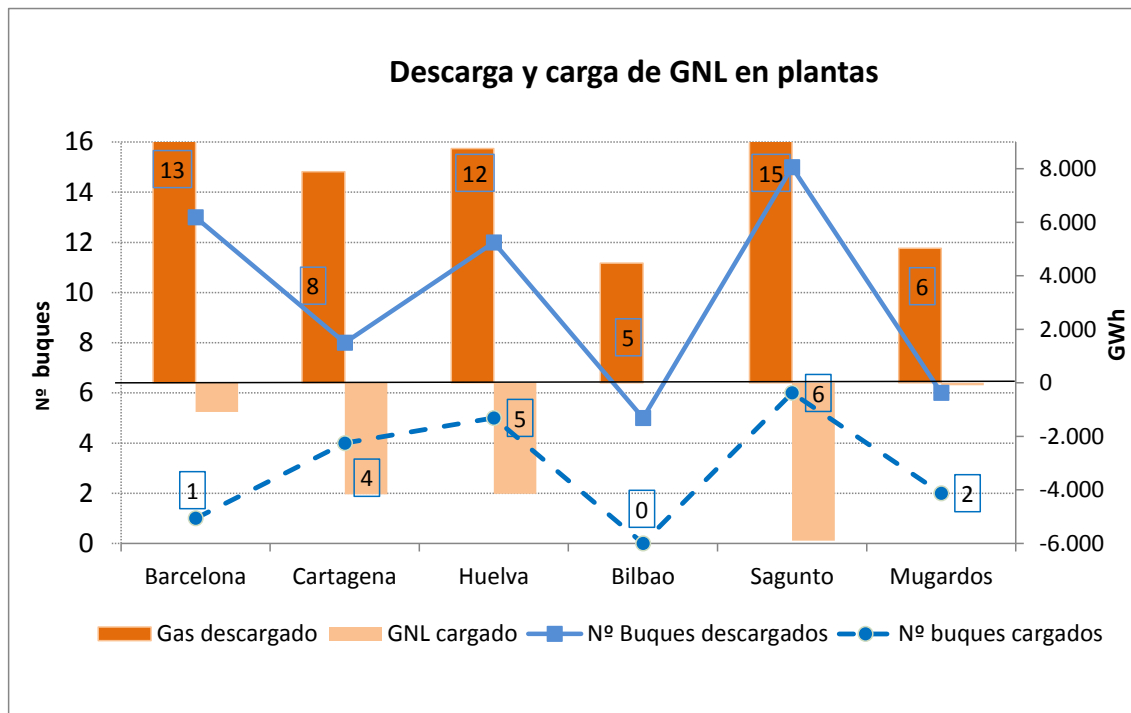


Figura 5. Descarga y carga de GNL en el cuarto trimestre.

El factor de utilización máximo de las entradas al sistema en el cuarto trimestre tuvo lugar el día 10 de diciembre con del 40,8%, siendo también éste el día de mayor demanda, con 1.224,10 GWh.

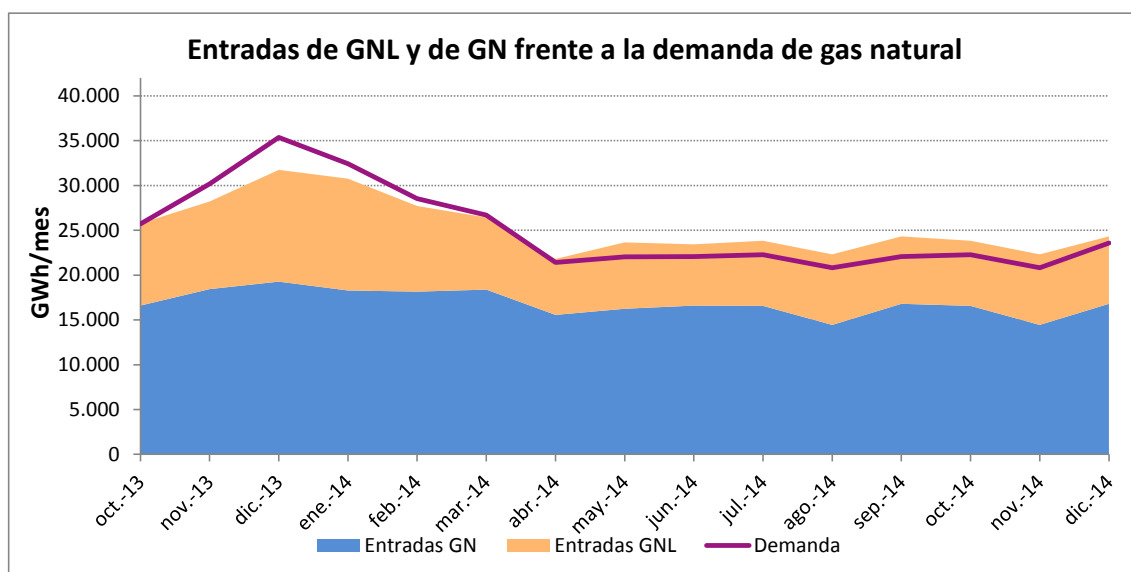


Figura 6. Entradas de GNL y entradas de GN.

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 en el cuarto trimestre fue en promedio del 78%. En el mes de noviembre entró en funcionamiento el tercer tanque de la planta de Bilbao con una capacidad de 150.000 m³ de GNL.

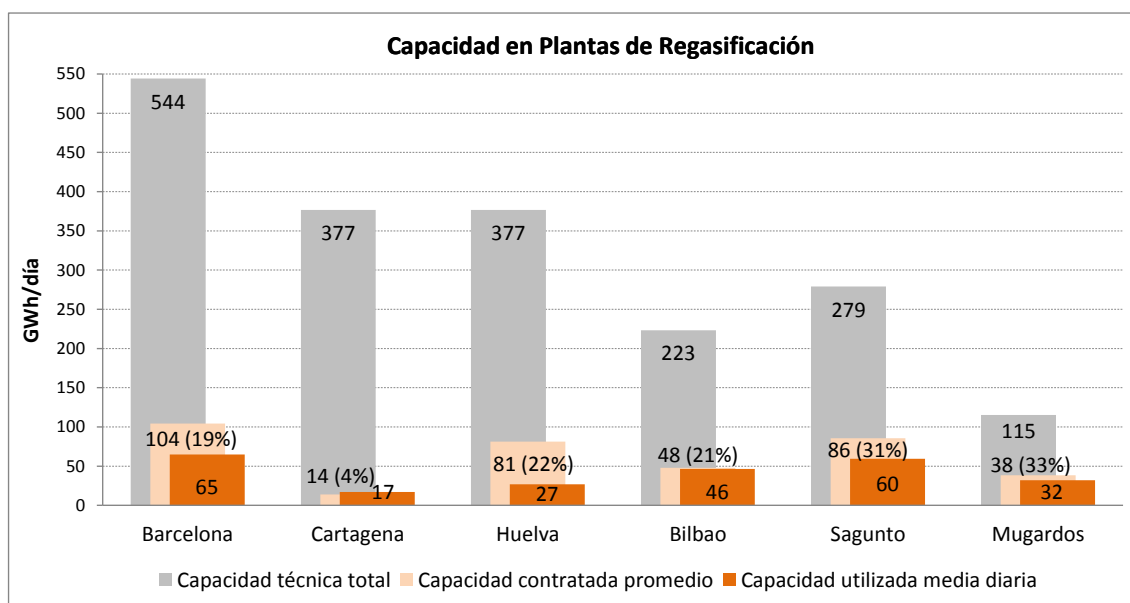


Figura 7. Contratación en plantas.

Por otra parte, el nivel de contratación de las conexiones por gasoducto presenta diferentes niveles.

El mayor volumen de gas por gasoducto tiene origen en Argelia con entrada por Tarifa y Almería (por gasoductos exentos del acceso de terceros a la red), y presentan una capacidad contratada en promedio del 83%.

Respecto a los gasoductos de conexión con Europa, de Larrau e Irún, éstos están fundamentalmente reservados en el sentido de Francia a España, disponen de capacidad no utilizada en el sentido inverso.

En relación con la conexión con Portugal, se dispone de capacidad ociosa en los dos sentidos.

A partir de octubre 2014 se trasladan los contratos existentes en la conexión con Francia al punto virtual VIP Pirineos, agrupando los puntos de interconexión físicos Larrau e Irún. De este modo se ofertan las capacidades disponibles que surjan como resultado de la suma de las capacidades de los puntos físicos. De esta manera, se continúa el proceso de integración que comenzó en el año 2012 cuando se incorporó el punto de conexión virtual de Portugal, VIP Ibérico, que engloba las capacidades de los puntos de interconexión físicos de Tuy y Badajoz.

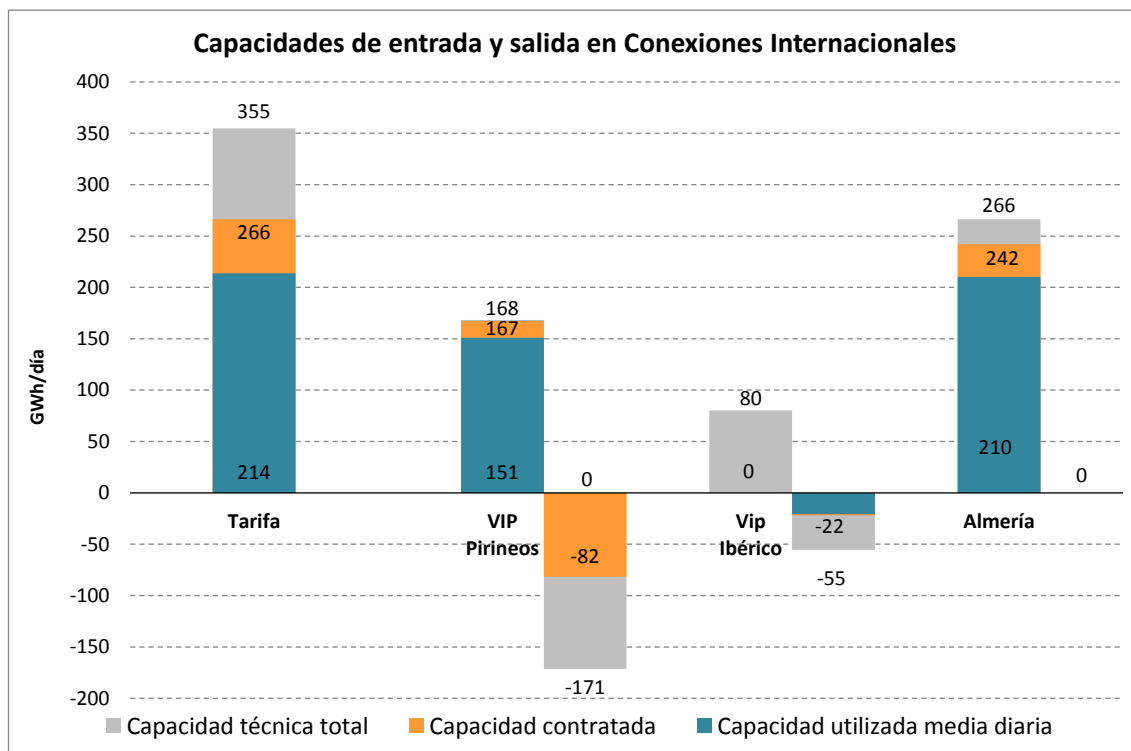


Figura 8. Contratación en las Conexiones internacionales¹.

De la Figura anterior se desprende 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.

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 cuarto trimestre de 2014 y su variación sobre los valores inicialmente previstos.

	Oct-Dic 2014		% Δ sobre previsto GWh
	GWh	% sobre el total de E. Netas	
Regasificación	26.438	32,9%	-3,7%
Importaciones netas Conexiones Internacionales	50.950	63,4%	21,0%
Extracción Almacenamientos	2.882	3,6%	79,6%
Producción Yacimientos	63	0,1%	-70,6%
Total entradas	80.333		12,5%

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

¹ No se considera aún el gas en tránsito a Portugal, dado que en el cuarto trimestre de 2014 era aún objeto de revisión contractual.

En la Tabla 2 se muestra el balance de entradas y salidas de gas en el periodo analizado.

ENTRADAS	GWh / Trimestre	SALIDAS	GWh / Trimestre
Regasificación	26.438	Demanda gasoducto	78.670
Importaciones C. Internacionales	52.863	Exportaciones C. Internacionales	1.913
Extracción AASS	2.803	Inyección AASS	879
Producción Yacimientos	63	Inyección Yacimientos	-
Total entradas Red de transporte	82.167	Total salidas Red de transporte	81.462
BALANCE RED DE TRANSPORTE	82.167– 81.462= 705		

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

En el cuarto trimestre de 2014 el balance entre las entradas y salidas de gas de la red de gasoductos arroja un saldo positivo de 705 GWh.

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

	Diciembre 2014 (GWh)	Septiembre 2014		Diciembre 2013	
		GWh	% Δ Dic14- Sep14	GWh	% Δ Dic14 – Dic13
Gas útil AASS	25.978	28.253	-8,1%	22.391	16,0%
Plantas regasificación	14.497	13.248	9,4%	6.947	108,7%
Red de Transporte	2.675	2.742	-2,4%	2.455	9,0%
Total	43.150	44.243	-2,5%	31.793	35,7%

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 cuarto trimestre de 2014, el nivel de existencias de gas disminuyó respecto al tercer trimestre, tal y como corresponde al comienzo de un ciclo de extracción en los almacenamientos subterráneos.

Las existencias de gas se han repartido de la siguiente forma: un 33,6% en plantas de regasificación, un 60,2% en almacenamientos subterráneos (AA.SS.) y un 6,2% en gasoductos (*linepack*).

El nivel de existencias del cuarto trimestre de 2014 se tradujo en una autonomía promedio de 61 días respecto a la demanda registrada.

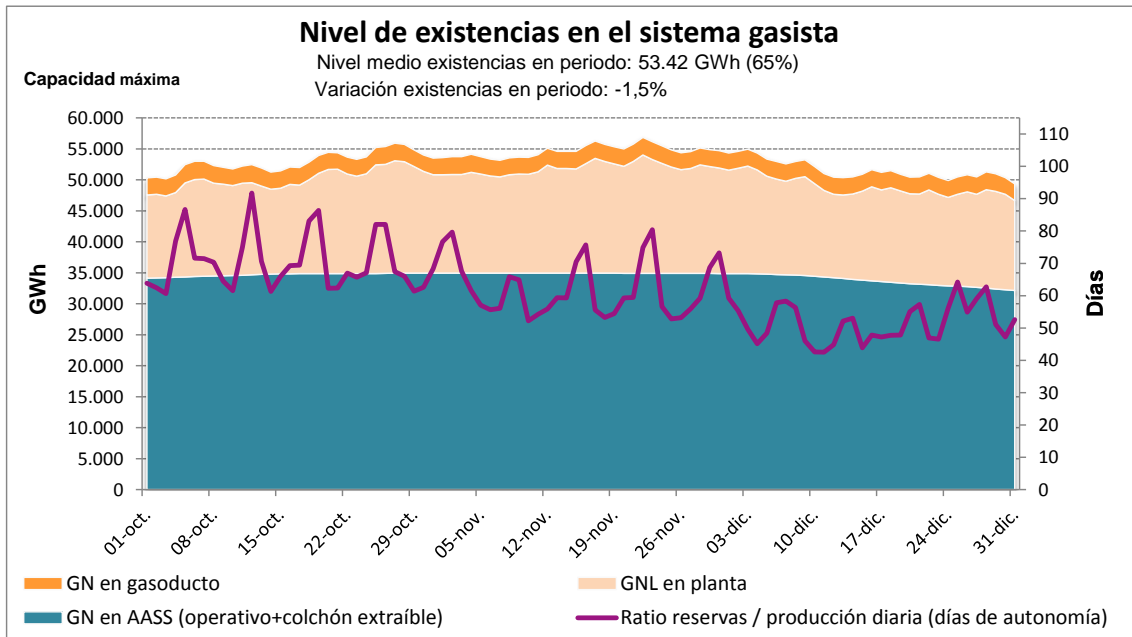


Figura 9. Variación de existencias en el sistema.

Al comparar los niveles de existencias a 31 de diciembre de 2014 respecto a la misma fecha de 2013 se aprecia un aumento del 19,4% en el gas útil de los AA.SS. Asimismo en plantas de regasificación existe el doble de existencias que a finales de 2013.

El 31 de diciembre los almacenamientos subterráneos (gas colchón no extraíble, gas colchón extraíble y gas operativo) mantenían existencias por una capacidad de 56.710 GWh.

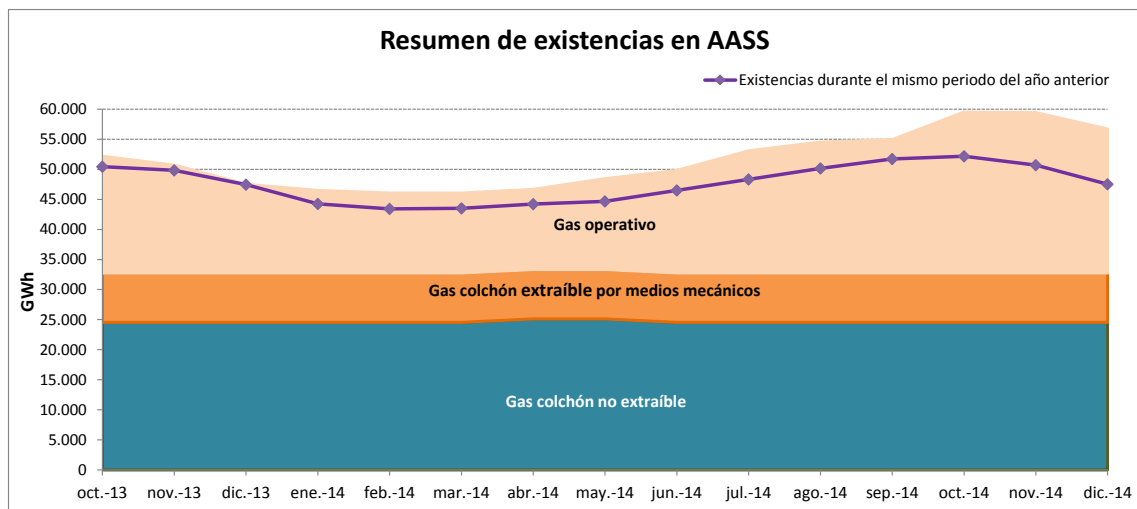


Figura 10. Existencias interanuales en los almacenamientos subterráneos.

La autonomía media de las plantas de regasificación en el cuarto trimestre fue de 54 días en relación a su producción real. En este sentido, se pueden apreciar 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.

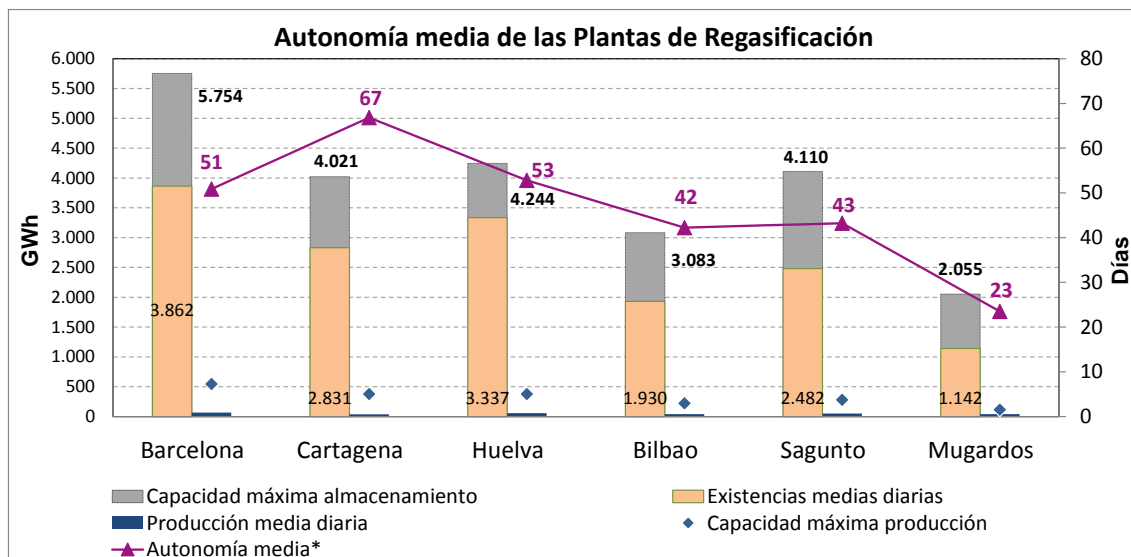


Figura 11. Autonomías, niveles de existencias y producciones medias en las plantas de regasificación.
 *Autonomía media= (Existencias medias diarias - Gas talón) / Producción media diaria

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 Gestor Técnico del Sistema para cada una de las plantas de regasificación y se contabilizan los días que cada una de ellas ha operado por debajo de dichos mínimos técnicos en el cuarto trimestre de 2014.

Plantas	Mínimo Técnico (GWh/día)	Días por debajo del mínimo técnico*	
		Oct 14 –Dic 14	% días
Barcelona	128	85	92%
Cartagena	85	86	93%
Huelva	85	59	64%
Bilbao	85	89	97%
Sagunto	57	52	57%
Mugaridos	60	74	80%
TOTAL		445	81%

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)

Este trimestre las plantas de Bilbao, Cartagena y Barcelona, han estado en su mayor parte del periodo por debajo del mínimo técnico. Si se tiene en cuenta todo el año 2014, las plantas de Cartagena, Mugaridos y Bilbao han operado por debajo del mínimo técnico en más del 90% de los días del año.

7. Sobre el tema relevante del trimestre: obligación de transparencia de los gestores de red de transporte en base al Reglamento (CE) nº 715/2009.

Conforme al Reglamento (CE) nº 715/2009, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, los operadores de la red de transporte de gas, de las plantas de regasificación y de los almacenamientos subterráneos deben cumplir con la obligación de publicar cierta información en sus páginas web.

En fecha 1 de octubre de 2014, y acorde al Reglamento, la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas (ENTSOG) puso en funcionamiento la nueva plataforma europea de transparencia:

<https://transparency.entsog.eu/>

La plataforma permite consultar información relacionada con las capacidades técnica, reservada y disponible, tanto firmes como interrumpibles en las conexiones internacionales europeas. Además, se obtiene información de nominaciones, renominaciones, flujos comerciales y flujos físicos.

Enagás cumple con la obligación de publicación de información referente a las conexiones internacionales con Europa y de envío de datos a publicar en la plataforma europea.

Asimismo, los operadores nacionales de las plantas de regasificación y de las infraestructuras de almacenamiento subterráneo de gas cumplen con los requisitos de transparencia. En este sentido, con objeto de facilitar el acceso a la información relevante, los operadores han implementado en sus páginas web las plantillas de transparencia diseñadas a nivel europeo. Los Operadores Europeos de Infraestructuras (GLE en el caso del GNL y GSE en el caso de los almacenamientos), en colaboración con CEER (Consejo Europeo de Reguladores de Energía) han creado dos plantillas que permite encontrar la información de manera uniforme y similar en las instalaciones de gas en Europea.

<http://www.gie.eu/>

Además, y en cumplimiento del apartado 2.3 de la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 30 de abril de 2013, que modifica el protocolo de detalle PD-04 “Mecanismos de Comunicación”, Enagás GTS debe mantener actualizada la lista de los requisitos de transparencia nacionales y europeos, previa aprobación de la CNMC. La lista actualizada se encuentra disponible en la página web de Enagás GTS:

http://www.enagas.es/enagas/es/Gestion_Tecnica_Sistema/NGTS_y_Protocolos/Obligaciones_publicacion_legislacion_PD-04

La CNMC tiene como objetivo velar por el cumplimiento de las obligaciones de publicación de información por parte de los operadores de las infraestructuras de gas.

La transparencia es un factor clave para promover el buen funcionamiento del mercado interior del gas. Con el fin de facilitar que todos los participantes del mercado accedan al sistema de gas de manera objetiva, transparente y no discriminatoria, la CNMC se ocupa, en colaboración con los operadores nacionales de las infraestructuras de gas y con el Gestor Técnico del Sistema, de la mejora continua de la publicación de información.

ANEXOS

A. Notas de Operación

Durante el cuarto trimestre el Gestor Técnico del Sistema no publicó ninguna Nota de Operación.

B. Normativa aprobada

- Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, por el que se adoptan medidas urgentes en relación con el sistema gasista y la titularidad de centrales nucleares.
- Resolución de 8 de octubre de 2014 de la DGPEM por la que se modifica la de 1 de septiembre de 2008 por la que se determina el reparto de mermas retenidas en las instalaciones de transporte para el período comprendido entre el 1/10/2005 y el 31/12/2007 (sin publicar en el BOE).
- Orden IET/1942/2014, de 14 de octubre, por la que se autoriza y designa a Enagás Transporte, S.A.U. como gestor de red de transporte de gas natural.
- Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.
- Resolución de 16 de octubre de 2014, de la Presidencia del Congreso de los Diputados, por la que se ordena la publicación del Acuerdo de convalidación del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre.
- Resolución de 20 de octubre de 2014 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 enero y el 30 de junio de 2015 (sin publicar en el BOE).
- Resolución de 22 de octubre de la DGPEM por la que se aprueban parámetros de la subasta para la adquisición de gas para la tarifa de último recurso de gas natural durante el período comprendido entre el 1/01 y el 30/06 de 2015 (sin publicar en el BOE).
- Resolución de 13 de noviembre de 2014 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 enero y el 30 de junio de 2015 (sin publicar en el BOE).
- Orden IET/2445/2014, de 19 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.
- Resolución de 26 de diciembre de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

C. Mantenimiento de las instalaciones

Durante el cuarto 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	Ampliación de instalaciones.	1 de noviembre	Durante todo el periodo de ejecución de las obras el cargadero de cisternas quedará indisponible.
	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.
	Revisión individualizada de los 4 VAM.	1 ^{er} , 3 ^{er} y 4 ^o trimestre.	4 X 2 días. (Emisión máxima nominal 800.000 Nm ³ /h incluyendo CS).
	Revisión semestrales del relicuador	Junio y 4 ^o trimestre	4 horas cada revisión con una producción máxima teórica de 400.000 Nm ³ /h.
Sagunto	Pruebas periódicas de la matriz ESD.	En reprogramación	1 día de parada de planta (desde las 8:00 hasta las 17:00). Fecha definitiva a confirmar en programación mensual previa.
	Limpieza piscina de captación agua de mar.	A partir de septiembre.	2 días Max. 400.000 Nm ³ /h de 8:00 h a 17:30 h y 2 semanas Max. 750.000 Nm ³ /h. Fechas a confirmar en programación mensual previa.
Barcelona	Revisión y actualización atraque 80M a UNE-1532	Febrero-diciembre	11 meses. Sin descarga de metaneros en atraque 80M. Del 5 al 8 de diciembre sin descarga ni carga en atraque 263M.
	Cambio válvulas controladoras cargadero C	Del 5 al 8 de diciembre	4 días sin carga de cisternas
	Modificación de colectores de aspiración de P5	Pendiente de definir	10 días. TK,s 1400 y 2001 no operativos y mantenidos con nivel mínimo (talón). Emisión a R51 exclusivamente mediante laminación. Posible utilización de PCV Besós
	Trabajos sistema de vaciado depósito de KO drum de antorcha	Pendiente de definir	4 días sin descargas. A realizar en fechas sin descargas previstas. En reprogramación
	Interconexión turboexpander	Pendiente de definir	1 semana con Max. producción a R72 600.000 Nm ³ /h. y 3 días con emisión a R51 exclusivamente mediante laminación. En reprogramación
	Limpieza captación agua de mar nº3	Pendiente de definir	15 días. Máxima producción total 1.650.000 Nm ³ /h. En reprogramación
	Instalación MUS contrastación UM-72 A/B/C	Pendiente de definir	5 días. Emisión máxima 1.650.000 Nm ³ /h a R72 + 600.000 Nm ³ /h a R45. En reprogramación
	Modificación línea enfriamiento C2002B	Pendiente de definir	Sin descargas en TK-2001 En reprogramación
Cartagena	Sustitución de FCV de carga de cargaderos de cisternas.	Pendiente de definir	7 días sin carga de cisternas. En reprogramación.
	Instalación nueva línea salida de boil-off de cargaderos de cisternas.	Pendiente de definir	Se solapa con la sustitución de FCV de carga de cargadero de cisternas. En reprogramación.
	Trabajos en control de presión tanques	Pendiente de definir	30 horas sin carga/descarga de buques ni carga de cisternas. Se realizará en fechas sin descargas previstas y con emisión para control de presión de boil-off. En reprogramación.
Transporte: gasoductos			

Variantes – Inserciones Directas			
Variante en Gasoducto León – Oviedo entre Pos. O-03 y O-03A por obras de ADIF (Variante de Pajares) Sotiello –Campomanes	Pendiente de definir		4 días. Posible afección a Planta Reganosa. Fechas definitivas a confirmar en la programación mensual previa. En reprogramación.
Variante en gasoducto BBV por conexión ferroviaria Vilaseca, 24" y 26", entre pos 12 y 13.	Pendiente de definir		3 días. Sin transporte secuencialmente por cada uno de los gasoductos. Posible afección a Barcelona y al transporte por la EC de Tivisa. Fechas definitivas a confirmar en la programación mensual previa. En reprogramación.
Variante en Gasoducto Villalba - Tuy. Autovía A-59 Entre Pos. I-023 y I-024	Pendiente de definir		4 días. Fechas definitivas a confirmar en programación mensual previa y a confirmar con REN para alimentar a las posiciones I024 e I025 desde la C.I de Tuy
Variante por SE-40 Alcalá de Guadaíra-Dos Hermanas.	Pendiente de definir		3 días. Posible afección a Planta de Huelva y Tarifa. Transporte alternativo por 30". Fechas definitivas a confirmar en la programación mensual previa. En reprogramación.
Variante en Gasoducto BBV 30" entre Pos. 36 y 37 por desdoblamiento de la N-124	Pendiente de definir		4 días. Posible afección a planta BBG y AS Gaviota. En reprogramación.
Variante en gasoductos BBV 24" y 36" por viario de acceso al puerto de Barcelona	Pendiente de definir		4 días. Posible afección a planta de Barcelona y transporte por la EC de Tivisa. En reprogramación.
Variante en Ramal a ENCE por AVE entre Pos. A-7-10 y A-8-6	En función de parada programada por los clientes		4 días. Precisa ausencia de consumos de ENCE. Fechas definitivas supeditadas a acuerdo con clientes de red.
Nuevos puntos de entrega			
Remodelación pos. 45.02.	De agosto a noviembre		3,5 meses. ERM indisponible. Reequilibrio de la red de distribución. En proceso.
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			
Crevillente	Sustitución válvula aspiración TC-2 (MOV 1201).	Noviembre.	1 día. EC Indisponible. Finalizada.
Paterna	Actualización software sistema de control.	Pendiente de fecha.	2 días EC indisponible. Posible afección a CI Medgaz.
Coreses	Actualización software sistema de control.	Pendiente de fecha.	2 días EC indisponible. Posible afección a la CI de Tarifa.
Córdoba	Actualización software sistema de control.	Pendiente de fecha.	2 días EC indisponible. Posible afección a CI Tarifa.
Navarra.	Modificación FCV-2.	Pendiente de fecha.	1 día. EC Indisponible. Posible afección a la CI de Larrau.
Almacenamientos subterráneos			
Gaviota	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.
Marismas	Mantenimiento semestral	Octubre	1 mes. AS indisponible. Finalizada
Yela	Trabajos de sísmica de pozo y registros de saturación.	Pendiente de fecha	2 semanas: Indisponibilidad 60 % Inyección y Extracción. En reprogramación

Conexiones internacionales			
Tarifa	SC ABM: Trabajos DGS del TK1003	Octubre Noviembre	22 días. Posible afección a cantidades transportadas. Finalizada.
	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.		
Tuy	Calibración de cadenas de medida	Enero, abril, julio y octubre	4 X 1 días. Posible afección a cantidades transportadas. Operación en red de REN. Finalizadas
Irún	No hay operaciones programadas con afección a la capacidad diaria de esta conexión.		

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

D. El balance del sistema

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

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

BRS-0 = Gas emitido – Consigna de operación del GTS

BRS-1 = Operaciones nominadas por el GTS para el buen funcionamiento del sistema

BRS-2 = Consigna de operación del GTS – Nominaciones de los usuarios – BRS-1

Los movimientos de gas por operaciones de BRS se realizan sobre las existencias de gas de maniobra, gas del Gestor Técnico del Sistema, 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 cuarto trimestre del año el gas de maniobra ha aumentado 172 GWh.
- Las instalaciones con una mayor variación en la cuenta de gas de maniobra durante el cuarto trimestre fueron las plantas de Huelva y Cartagena con aumentos de 337 y 313 GWh, respectivamente y las plantas de Barcelona y Bilbao con descensos de -262 y -226 GWh, respectivamente.

La siguiente tabla muestra los valores de las existencias de gas en GWh en las cuentas de gas de maniobra y el saldo de operaciones BRS en el sistema para el cuarto trimestre del año.

GWh	Existencias Iniciales	Existencias Finales	Variación de existencias
Red de Transporte	374	588	214
Barcelona	313	51	-262
Cartagena	-253	59	313
Huelva	-224	113	337
Bilbao	350	124	-226
Sagunto	194	54	-140
Mugardos	-25	-6	19
AASS	66	-18	-83
C.I.	-	-	-
Valdemingómez	-	-	-
Total	794	966	172

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

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

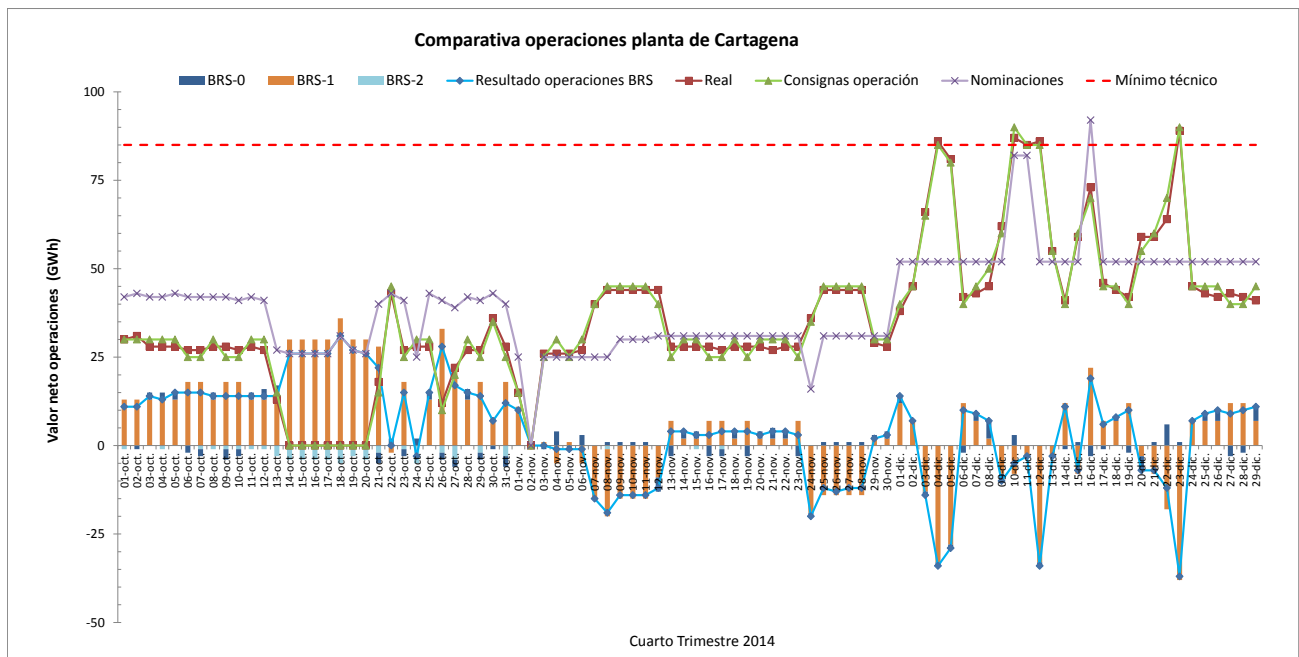


Figura 12. Comparativa consignas y operaciones BRS en planta de Cartagena.

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

- El Gestor Técnico del Sistema 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 Mugaros y los AA.SS. con -6 GWh y -18 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 Gestor Técnico del Sistema actúa como garante del sistema nominando operaciones de producción y empleando el gas de maniobra como gas de equilibrio del sistema.

Asimismo, el Gestor Técnico del Sistema calcula y factura los desbalances de los usuarios del sistema para cada uno de los cinco tipos de desbalances en los que pueden incurrir. Estos ingresos entran en el sistema de liquidaciones de las actividades reguladas del sector gasista.

E. Nuevas instalaciones de gas durante 2014

Durante el año 2014 se han puesto en marcha las siguientes instalaciones en el sistema gasista:

Instalación		Fecha	Transportista
Plantas de regasificación de Bilbao	Tercer tanque de GNL de 150.000 m ³	Noviembre	BBG

GASODUCTO PRIMARIO	Long. (km)	Diám. (")	Fecha	Promotor
Huerca-Overa-Baza-Guadix (fase II)	52	16	Septiembre	Redexis Gas

F. Entradas / salidas en la red de transporte.

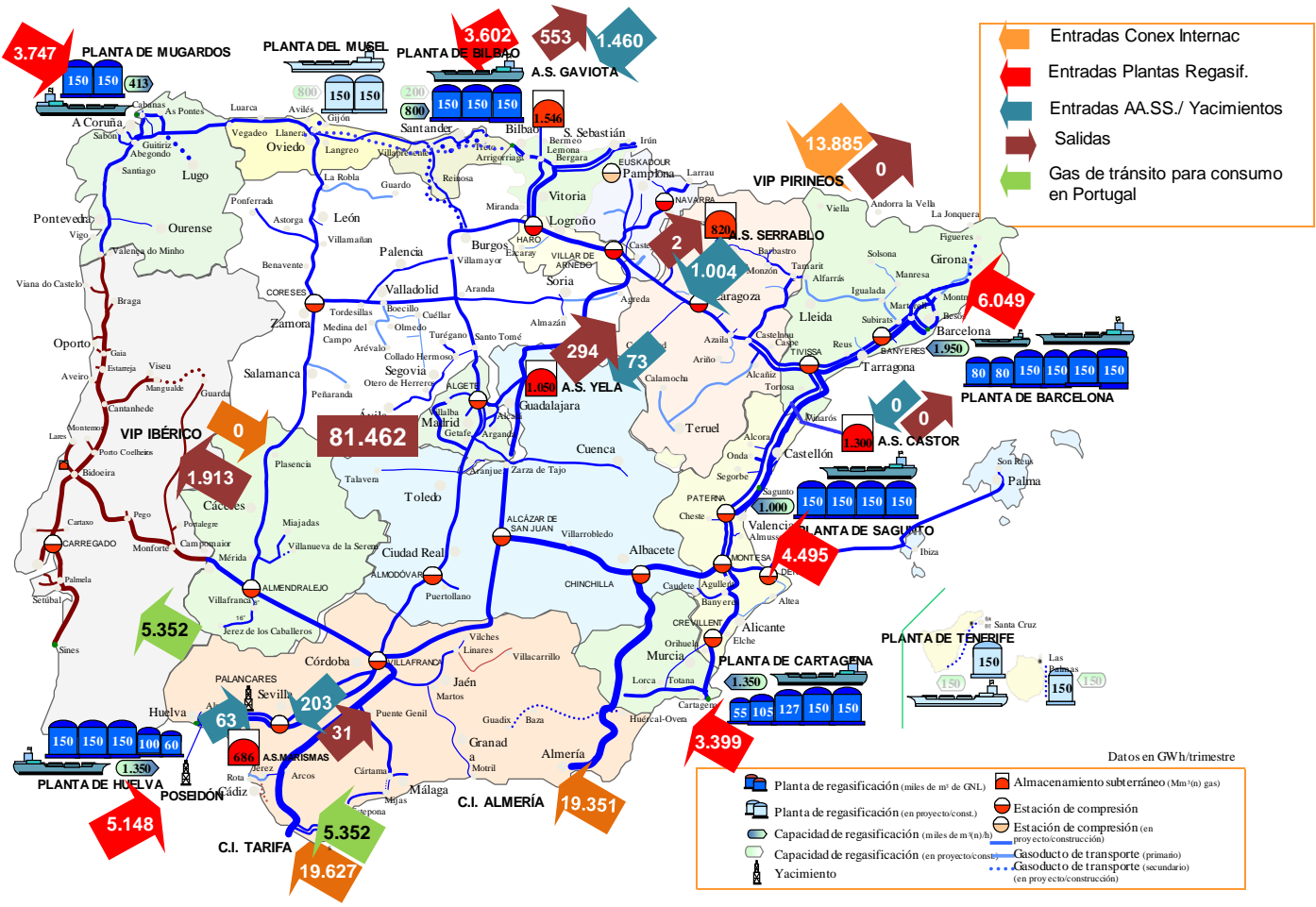


Figura 13. Entradas / salidas en la red de transporte.

