



COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

A decorative graphic on the left side of the page, consisting of overlapping curved shapes in red, orange, and yellow.

**INFORME MENSUAL DE
SUPERVISIÓN DEL MERCADO
MAYORISTA DE GAS.
SEPTIEMBRE DE 2013**

30 de enero de 2014

Índice

1. Hechos relevantes. Septiembre 2013	3
<hr/>	
2. Supervisión del mercado internacional de gas	5
<hr/>	
2.1. Hechos relevantes del mercado internacional de gas	5
2.2. Evolución de los precios internacionales del gas	6
<hr/>	
3. Supervisión del mercado de gas en España	8
<hr/>	
3.1. Demanda de gas en España	8
3.2. Demanda de gas para generación eléctrica	10
3.3. Niveles de existencias de gas en el sistema gasista	11
3.4. Funcionamiento de las interconexiones y tránsito internacional	12
3.5. Mercado secundario de gas en España	14
3.6. Índice de coste de aprovisionamiento de gas natural en España	16
3.7. Tarifas de último recurso de gas natural	18
3.8. Tarifas de suministro de GLP por canalización	21
3.9. Hechos relevantes mercado de gas en España	22

1. Resumen de hechos relevantes. Septiembre 2013

La demanda de gas en España en el mes de septiembre de 2013 disminuye un 8,0%

La demanda de gas natural en España en septiembre de 2013 presenta una disminución del 8,0% respecto al mismo mes del año 2012. De acuerdo con las estimaciones de ENAGAS, el mes de septiembre finalizó con una demanda de 23.503 GWh. En el conjunto del año la demanda acumulada disminuye un 9,3%

La demanda convencional presenta una disminución del 3,1% respecto al mismo mes de 2012. Además, el consumo de gas natural para generación eléctrica experimenta un descenso del 22,1%, debido en gran parte al incremento de la generación con carbón, hidráulica y solar. La generación con carbón en septiembre de 2013 aumenta ligeramente y sigue siendo elevada, debido a la competitividad de precios del carbón, así como a la aplicación de los mecanismos que dan prioridad a la generación con carbón autóctono en el mix de generación de energía eléctrica.

Evolución de los precios internacionales de gas en el mes de septiembre

El coste de aprovisionamiento de gas natural en frontera española disminuye un 2,70% respecto al mes anterior. De acuerdo con los datos de aduanas procesados por la CNMC, el precio medio mensual de aprovisionamiento español se sitúa en 25,20 €/MWh, inferior en más de 1,4 €/MWh al precio del gas spot para el mismo mes en el NBP, que ha promediado un precio de 26,63 €/MWh.

	Agosto 2013	Septiembre 2013	Diferencia
Petróleo Brent	48,94 €/MWh	49,08 €/MWh	0,29%
Gas Natural - Henry Hub (USA)	8,78 €/MWh	9,24 €/MWh	5,34%
Gas Natural - NBP (Reino Unido)	25,65 €/MWh	26,63 €/MWh	3,82%
Gas Natural - Aduana española	25,90 €/MWh	25,20 €/MWh	-2,70%

Resumen de precios medio mensuales de los mercados spot de petróleo y gas natural

A lo largo del mes de septiembre, los precios en el Henry Hub han aumentado hasta el entorno de los 3,62 \$/MMBtu, alcanzando un máximo de 3,77 \$/MMBtu (9,63 €/MWh) el día 17 de septiembre.

El precio del gas en el mercado spot del Reino Unido aumenta un 3,82% respecto a los valores del mes anterior, marcando un precio máximo de 27,35 €/MWh el 18 de septiembre, lo que supone que los precios de gas en Europa son tres veces superiores a los precios en Estados Unidos. En este mes, la diferencia del precio del gas en el NBP respecto del Henry Hub oscila entre 16,47 y 18,08 €/MWh.

El MINETUR ordena el cese de actividad en el almacenamiento de gas Castor.

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo ha ordenado el cese temporal de toda actividad en el almacenamiento subterráneo de gas Castor, situado en el mar frente a la costa de Vinarós, en la provincia de Castellón mientras se recaba información sobre la actividad sísmica detectada en la zona durante la fase de inyección del gas colchón.

Continúan las reexportaciones de barcos de GNL del mercado español

En el mes de septiembre de 2013 se han realizado 23 descargas de GNL y 5 recargas para reexportaciones de GNL a otros mercados: una recarga en la planta de Huelva, una en Cartagena, dos en Sagunto y una en Mugaros, por un total de 4.063 GWh.

Aumenta la tarifa del GLP canalizado

La tarifa del GLP canalizado aumenta a partir del 17 de septiembre un 1,8% respecto del mes anterior, de acuerdo con la Resolución de 6 de septiembre de 2013 de la DGPEyM. El término variable del GLP canalizado se actualiza mensualmente en función de una fórmula fija que tiene en cuenta los fletes y los precios internacionales del propano y butano. En los últimos 12 meses el término variable del precio de venta de GLP canalizado acumula un descenso del 10,57%.

2. Supervisión del mercado internacional de gas

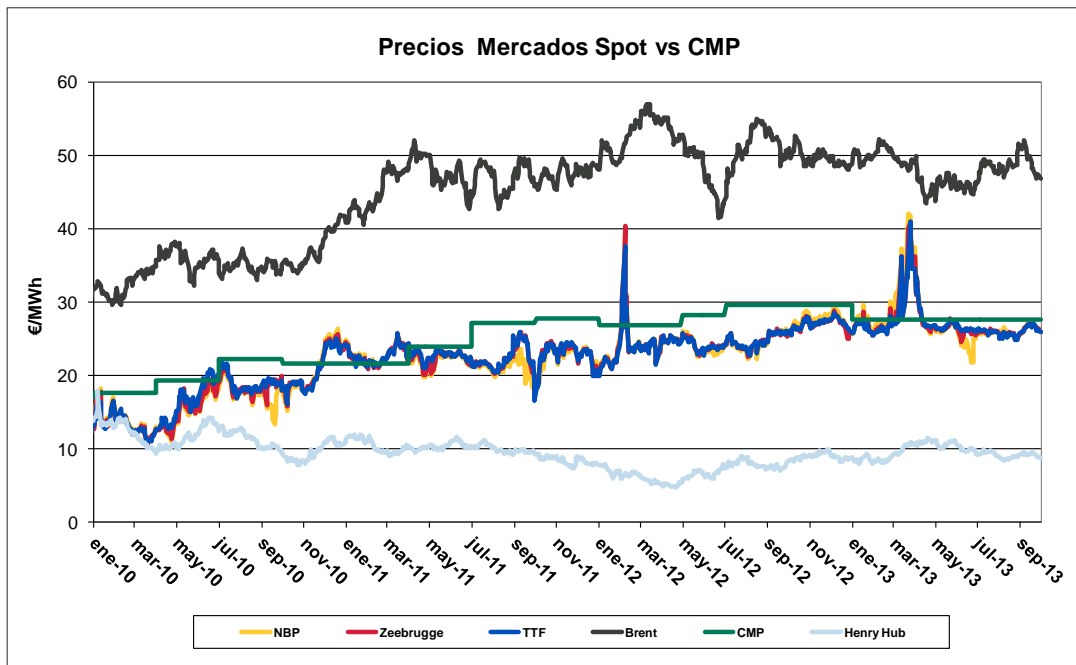
2.1. Hechos relevantes del mercado internacional de gas

El consorcio Shah Deniz firma una serie de contratos de suministro a largo plazo (25 años) desde Azerbaiyán a Europa por 10 bcm/año.

Las principales compañías firmantes del acuerdo son E.On (1,6 bcm/año), GDF SUEZ (2,6 bcm/año), Gas Natural Fenosa, Bulgargaz y DEPA (1 bcm/año cada una), mientras que el resto del gas se reparte entre Axpo, Enel, Hera Trading y Shell.

El suministro, que se prevé que se inicie a partir de 2019, se prolongará durante 25 años a través del gasoducto transadriático (TAP-Trans Adriatic Pipeline), que pasa por Georgia, Turquía, Grecia y Albania y llegará a Italia a través del Mar Adriático por un tramo submarino.

2.2. Evolución de los precios internacionales del gas



NBP (National Balancing Point): precio del gas en el mercado spot del Reino Unido
Zeebrugge: precio del gas en el mercado a corto plazo de Bélgica
TTF (Title Transfer Facility): precio del gas en el mercado spot de Holanda
CMP: Coste de la Materia Prima para el mercado a tarifa en España
HH (Henry Hub): precio del gas en el mercado spot de Estados Unidos
Brent: cotización del crudo Brent
 A efectos comparativos, todos los precios se muestran en €/MWh

El **CMP** que se presenta en la gráfica es el coste de la materia prima empleado en España para la fijación de las tarifas de último recurso de gas natural. El valor del CMP se calcula mediante una fórmula en la que influyen 3 componentes: a) el precio resultante de las subastas para la compra de gas para el mercado a tarifa, b) el precio de referencia del gas base, referenciado a la cotización del Crudo Brent y el tipo de cambio €/\$, y c) la cotización del gas en los mercados de futuros de Inglaterra (NBP) y USA (Henry Hub).

La evolución de los precios del gas y del petróleo en EEUU y en los mercados spot europeos muestra una tendencia divergente desde enero de 2009, debido principalmente al incremento de la producción de gas no convencional en EEUU. En Europa, la crisis económica y financiera, que empezó a mediados de 2008, ha deprimido de manera significativa la demanda de gas. Por otra parte, entre 2009 y 2010 se puso en marcha una cantidad relevante de nuevas plantas de licuación, en particular en Qatar, lo que supone una mayor disponibilidad de GNL en el mercado mundial. No obstante, la demanda de GNL ha crecido significativamente en el mercado asiático (China y Japón tras

Fukushima) así como en América del Sur, lo que ha provocado el alza del precio del GNL.

En Estados Unidos, los precios en el Henry Hub han aumentado hasta el entorno de los 3,62 \$/MMBtu, alcanzando un máximo de 3,77 \$/MMbtu (9,63 €/MWh) el día 17 de septiembre.

El precio medio del barril de Brent aumenta un 0,6% respecto a los valores del mes anterior. La cotización máxima del mes estuvo en los 117,12 \$/Barril (52,10 €/MWh) el día 6 de septiembre de 2013.

En referencia a los precios de los últimos cuatro años, el precio promedio mínimo mensual se alcanzó en enero de 2010, siendo este de 73,63 \$/Barril, mientras el precio promedio máximo mensual fue de 125,33 \$/Barril alcanzado en marzo de 2012.

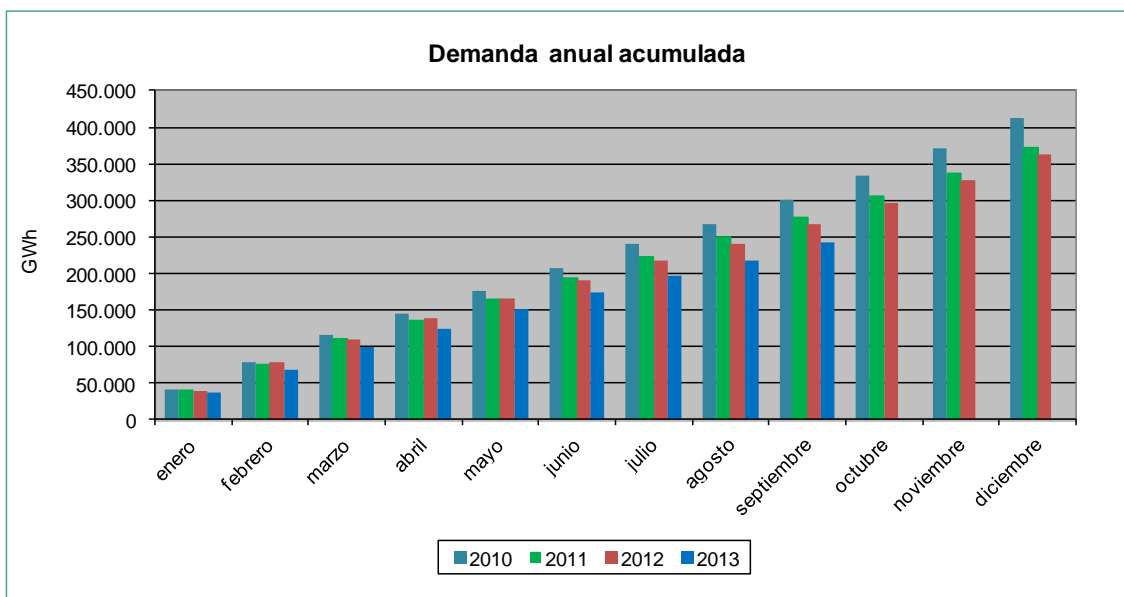
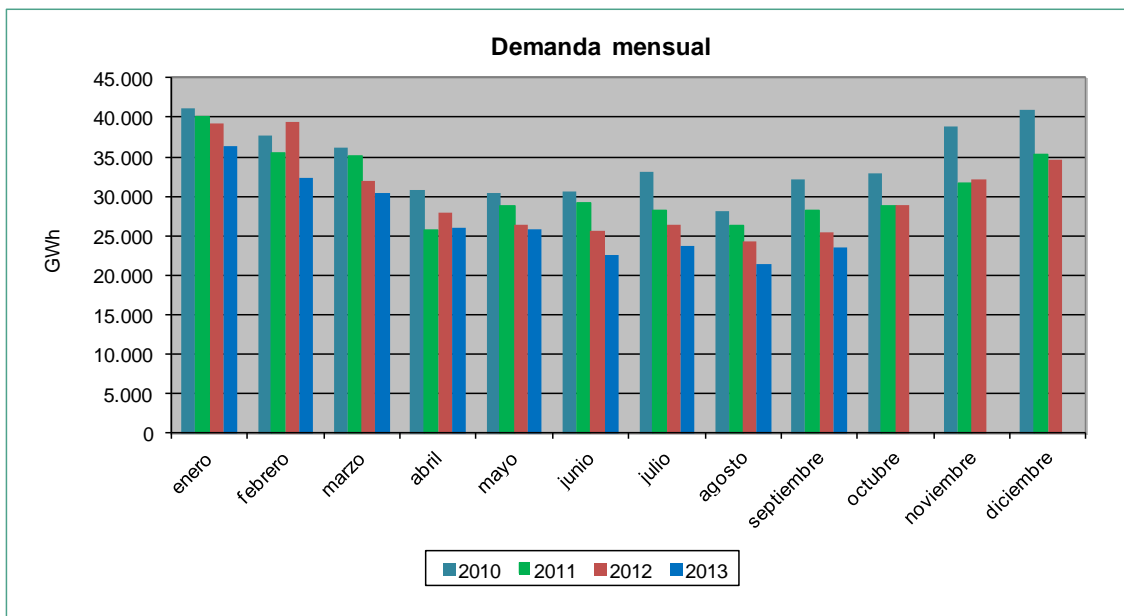
En el mercado de futuros NYMEX el contrato para diciembre de 2013 cotiza a 3,85 \$/MMBtu.

En este mes de septiembre, el euro ha experimentado un aumento del 0,3%, presentando una tasa de cambio de 1,3348 \$/€ en septiembre de 2013. Tras la subida del euro del mes anterior, la caída acumulada desde los 1,4442 \$/€ de abril del 2011 disminuye hasta el 7,57%.

El precio del gas en el mercado spot del Reino Unido aumenta respecto a los valores del mes anterior, alcanzando un precio máximo de 27,35 €/MWh el 18 de septiembre. En este mes, la diferencia del precio del gas en el NBP respecto del Henry Hub oscila entre 16,47 y 18,08 €/MWh. La entrada en funcionamiento de nuevas plantas de regasificación en el Reino Unido hizo que fuera el principal país importador de GNL a Europa durante el año 2011 y el segundo en 2012 tras España; por otra parte, la importación de gas en septiembre de 2013 fue un 51,5% mayor que en el mismo mes del año anterior, situándolo en 2013 en la segunda posición tras España.

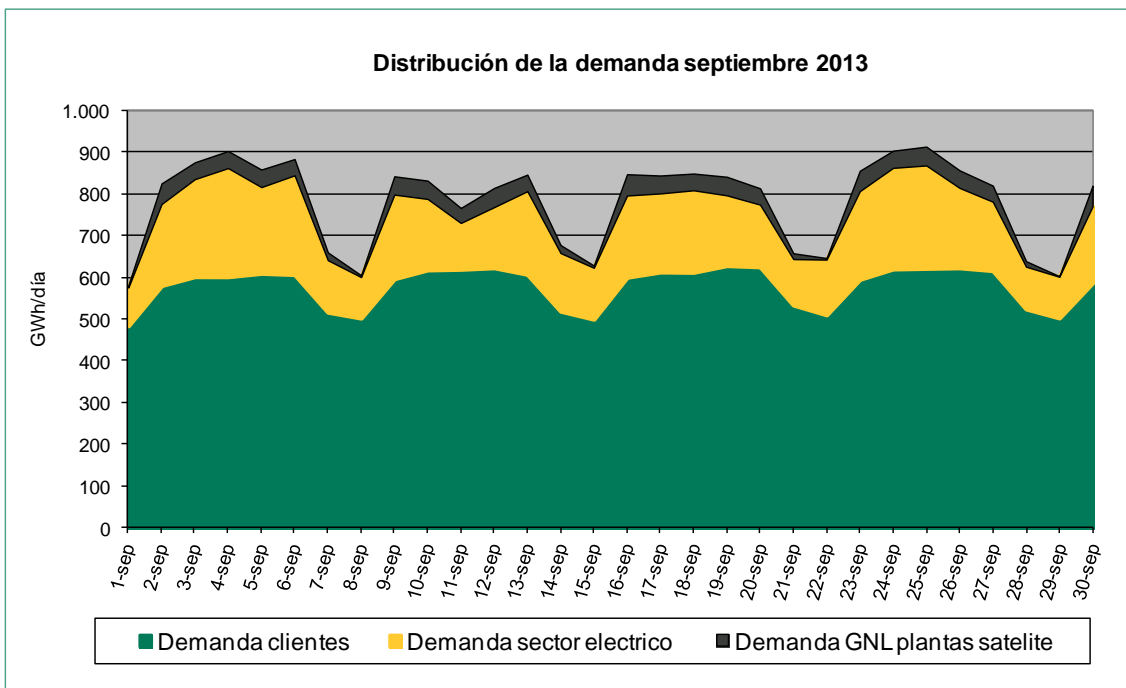
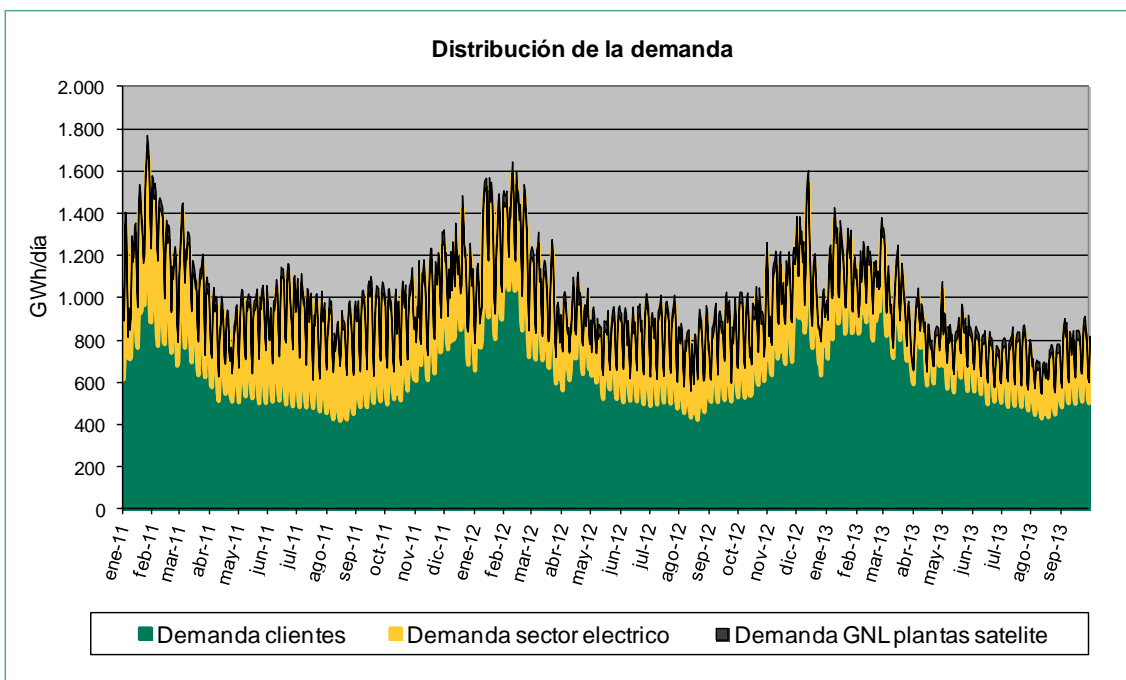
3. Supervisión del mercado de gas en España

3.1. Demanda de gas en España

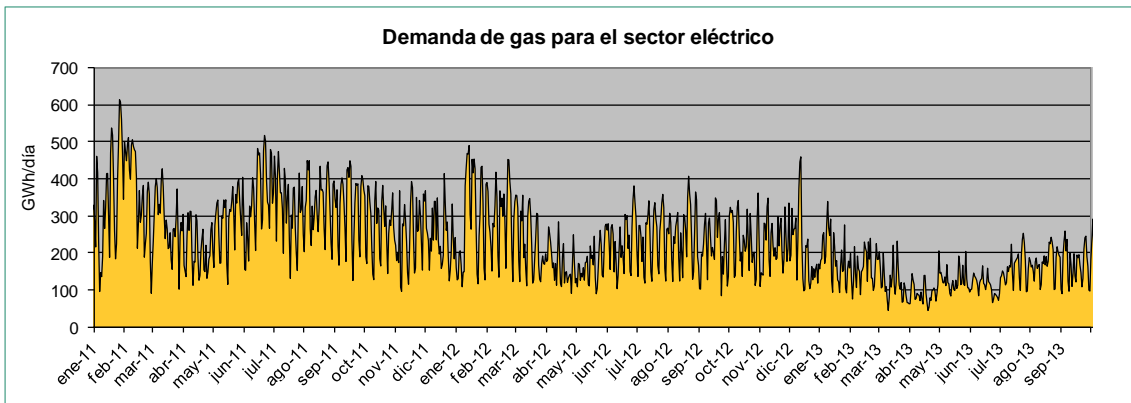
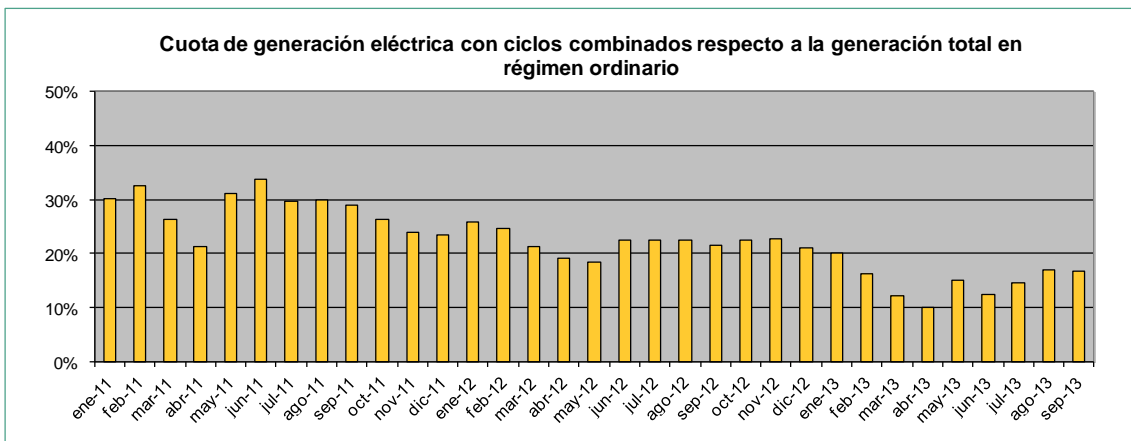
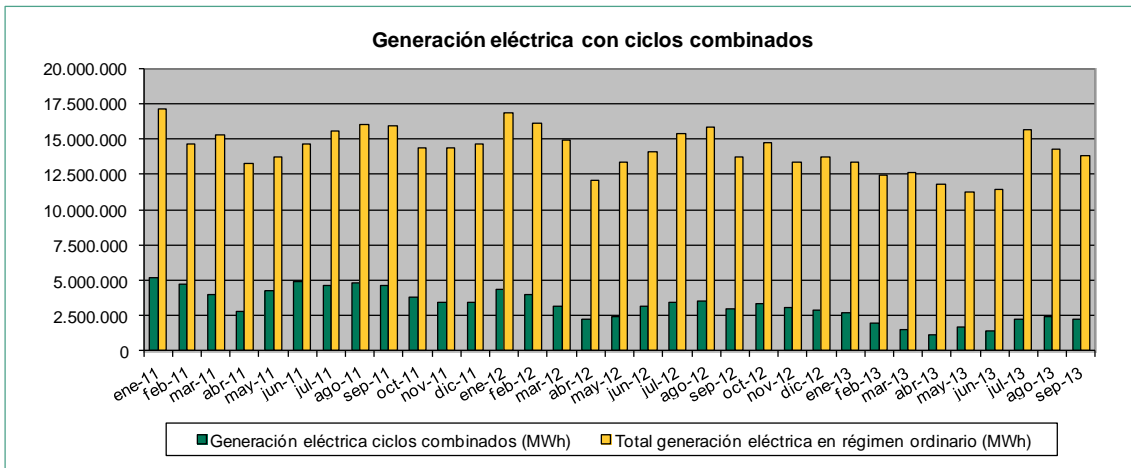


Evolución de la demanda de gas en España.

La demanda de gas en septiembre de 2013 disminuyó un 8,0% respecto a la del mismo mes del año pasado, situándose en 23,50 TWh, con un descenso de la demanda convencional del 3,1% respecto a la de septiembre de 2012, y una demanda para generación eléctrica que ha disminuido un 22,1%. El principal factor que provoca estas variaciones es el aumento de la generación mediante energías renovables, así como el incremento de la producción con carbón, impulsada por los bajos precios en el mercado internacional



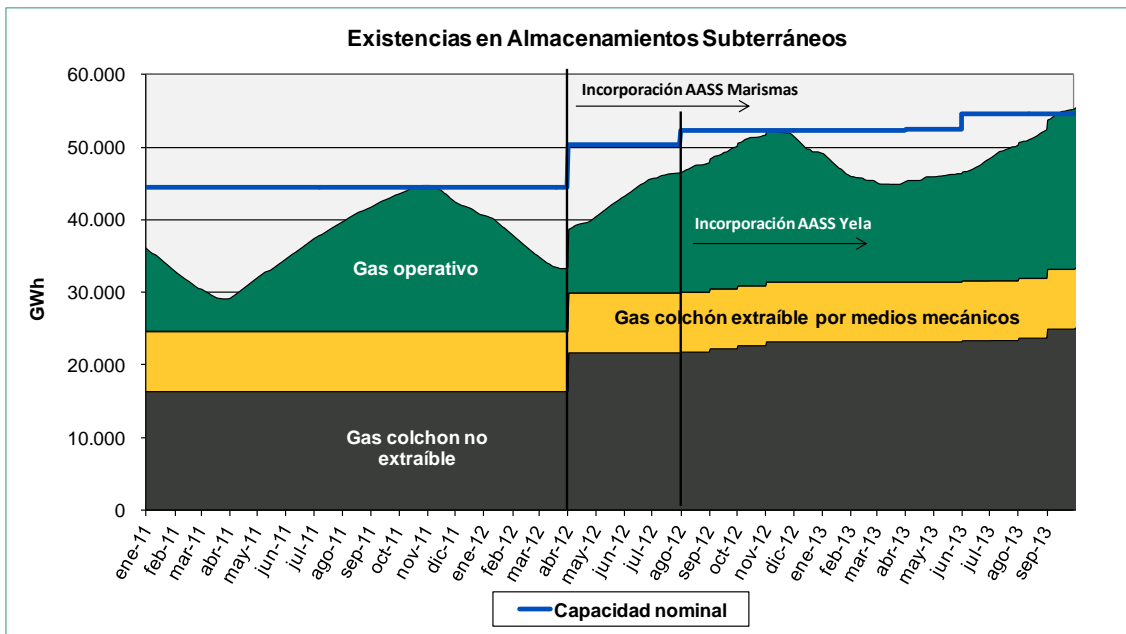
3.2. Demanda de gas para generación eléctrica



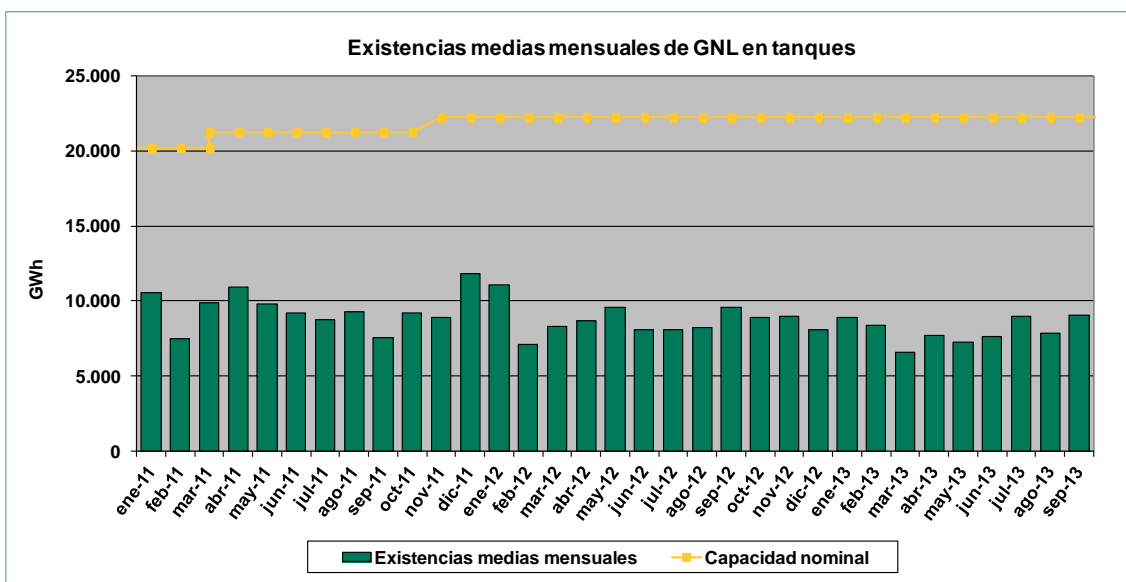
La demanda de gas para el sector eléctrico en septiembre de 2013 fue de 5,10 TWh, representando el 21,7% de la demanda total de gas, lo que supone una disminución del 22,1% respecto al mismo mes del año anterior.

En septiembre de 2013, la cuota de generación en régimen ordinario de los ciclos combinados en el sistema eléctrico español se situó en el 16,6%.

3.3. Niveles de existencias de gas en el sistema gasista



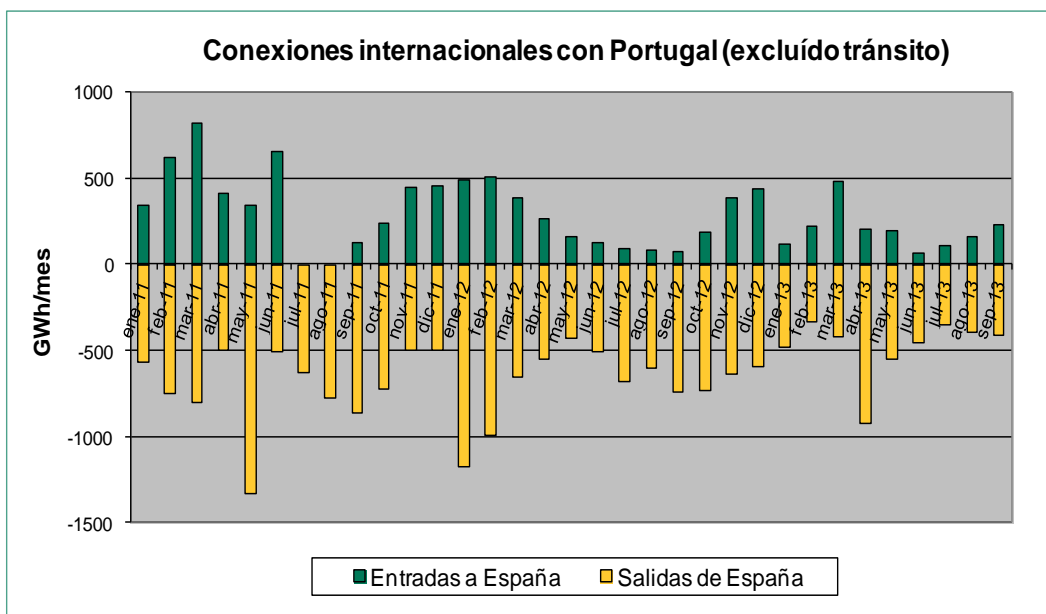
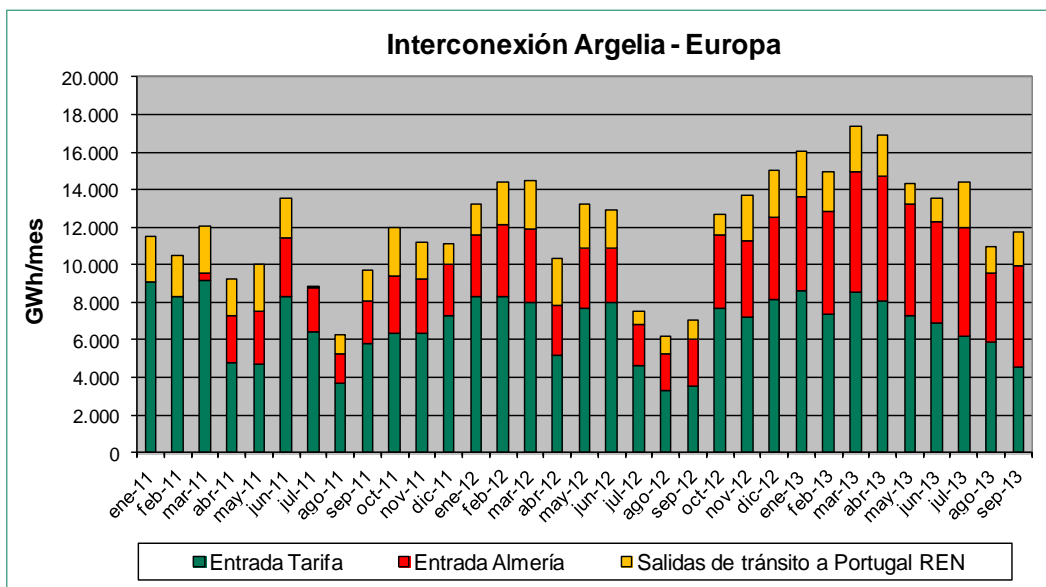
El 21 de marzo se iniciaron las operaciones de inyección, para el llenado de los almacenamientos subterráneos. A 30 de septiembre de 2013, los AASS se encuentran al 100% de su capacidad de llenado, un 10,3% más de existencias que en la misma fecha del año anterior.



A 30 de septiembre, las existencias de GNL en tanques son del 44% de la capacidad nominal total de las plantas, con una media mensual del 41%.

3.4. Funcionamiento de las interconexiones y tránsito internacional

Conexiones con Argelia y Portugal

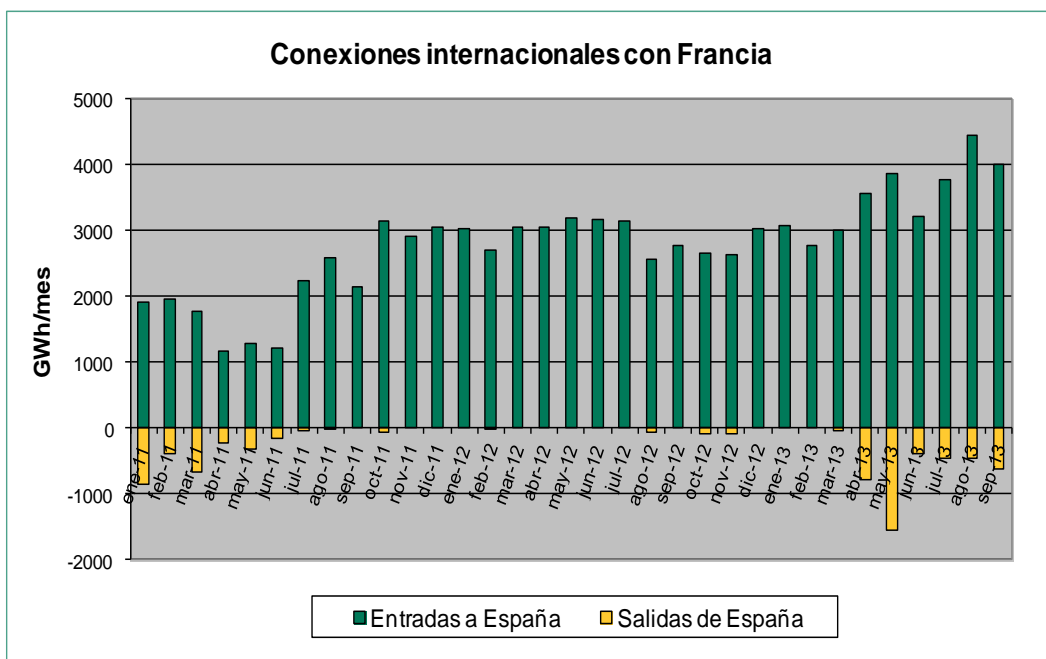


En septiembre de 2013 las entradas de gas argelino por Tarifa para el mercado nacional han sido de 4.534 GWh, lo que supone un aumento del 29,4% respecto al mismo mes del año anterior. En este mes de septiembre las entradas de gas a través del gasoducto Medgaz han alcanzado un volumen de importación de 5.416 GWh, lo que hace que las importaciones en conjunto desde Argelia vía conexión internacional sumen un total de 9.950 GWh, un 65,7% superior al mismo mes del año anterior.

El tránsito de gas argelino hacia Portugal en septiembre de 2013 ha sido de 1.825 GWh, lo que supone un aumento del 78,1% respecto al mismo mes del año anterior.

Por otra parte, se ha negociado un saldo neto de exportación de 176 GWh en las interconexiones con Portugal (excluyendo el tránsito).

Conexiones con Francia



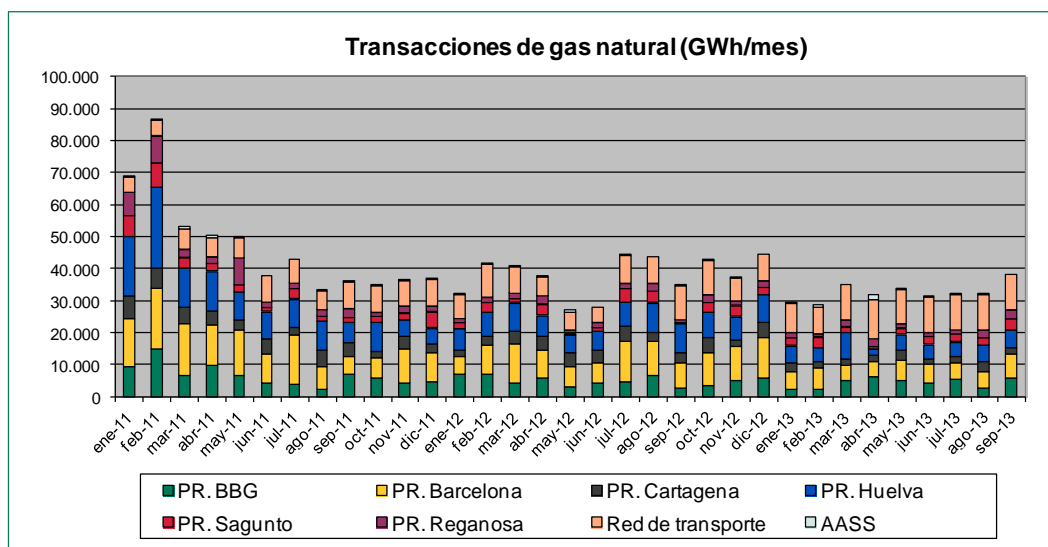
El tránsito de gas neto en las interconexiones con Francia en el mes de septiembre ha sido de importación, alcanzando los 3.390 GWh.

3.5. Mercado secundario de gas en España

El volumen de gas negociado por los comercializadores en el mercado diario OTC en el sistema gasista español sirve de reflejo de la evolución positiva del modelo de liberalización.

- A través de la plataforma informática MS-ATR desarrollada por ENAGAS, los comercializadores pueden realizar la compraventa del gas introducido en el sistema gasista español, mediante acuerdos bilaterales entre comercializadores.
- Los principales puntos de compra – venta de gas son las plantas de regasificación (6), el punto de balance de los almacenamientos subterráneos y el punto de balance de la red de transporte.
- El volumen de gas operado en este mercado supera el consumo de gas.
- Cabe señalar que el número de transacciones realizadas ha aumentado en un 28,8%, pasando de 48.594 operaciones anuales en septiembre de 2012 a 62.587 en septiembre de 2013.

El número de comercializadores activos en el mercado OTC en 2013 es de 41.

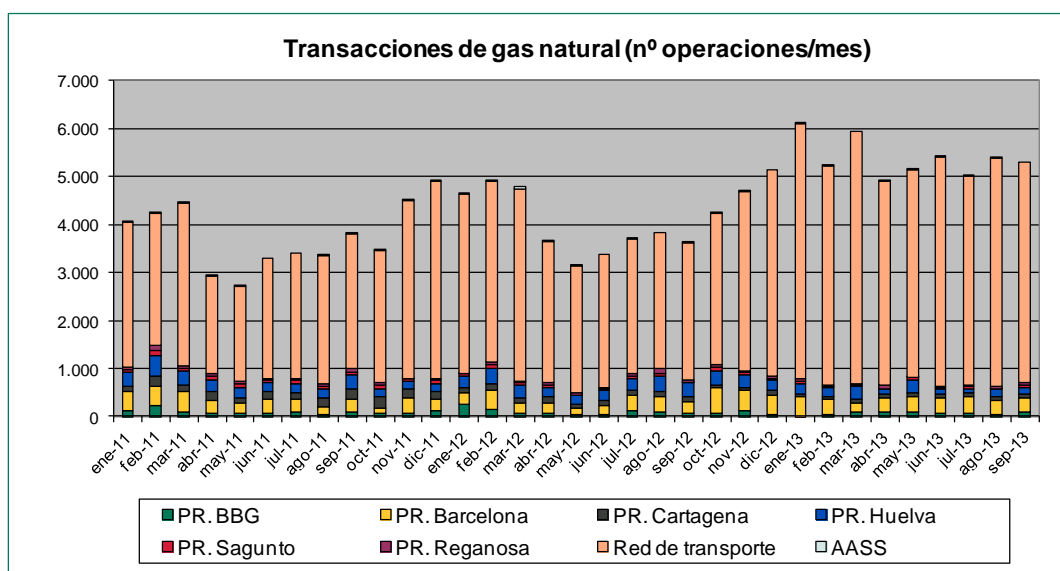
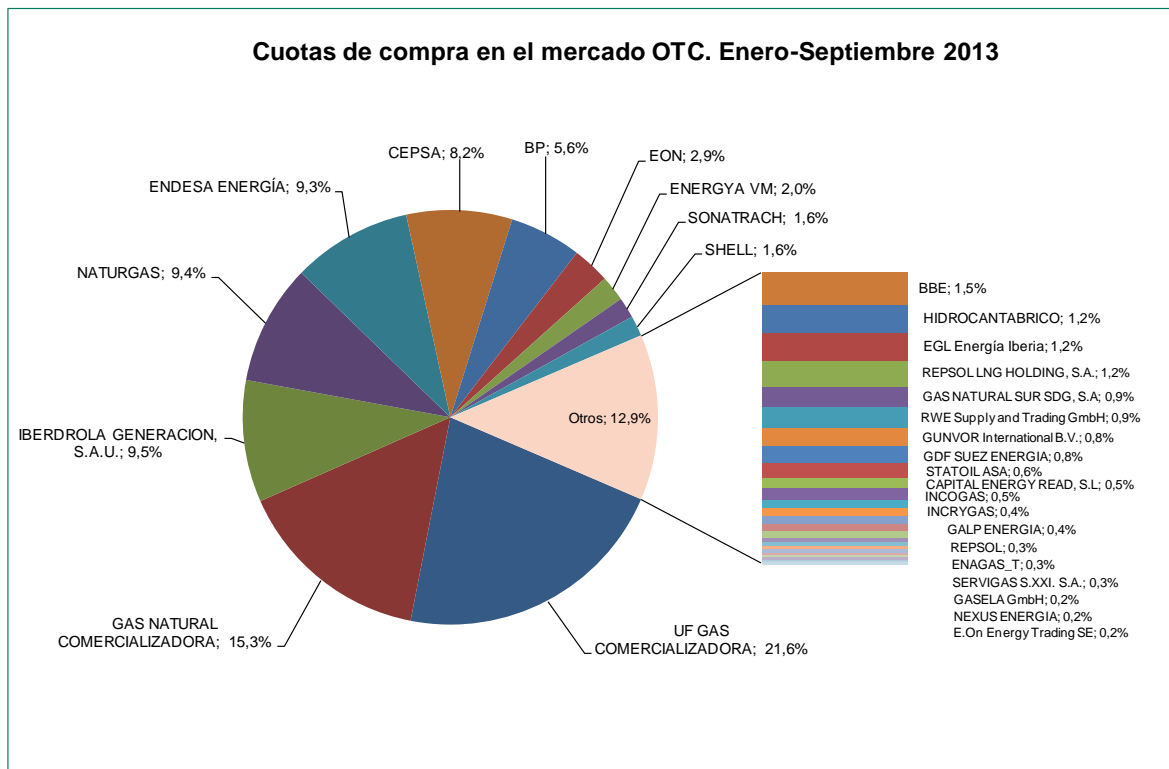


Fuente: Sistema MS-ATR de ENAGAS

La cantidad total de energía negociada en septiembre de 2013 ascendió a 37.970 GWh. El volumen de energía negociado en el mercado es equivalente al 161,6% de la demanda en dicho mes. En el último año se ha reducido ligeramente el volumen de energía negociado, en consonancia con la bajada de la demanda, a pesar de que el número de operaciones sigue aumentando.

En septiembre de 2013 el 71,09% del volumen de energía se negoció en las plantas de regasificación y el 28,91% en el punto de balance de la red de transporte. Durante este mes no se realizaron operaciones de compraventa en los AASS.

En la siguiente figura se muestra las cuotas por empresas, del volumen total de gas negociado en lo que va de año en el mercado OTC español. Dicho volumen asciende a un total de 291,54 TWh, y corresponde a la suma de la negociación en las plantas de regasificación, red de transporte y almacenamientos subterráneos.



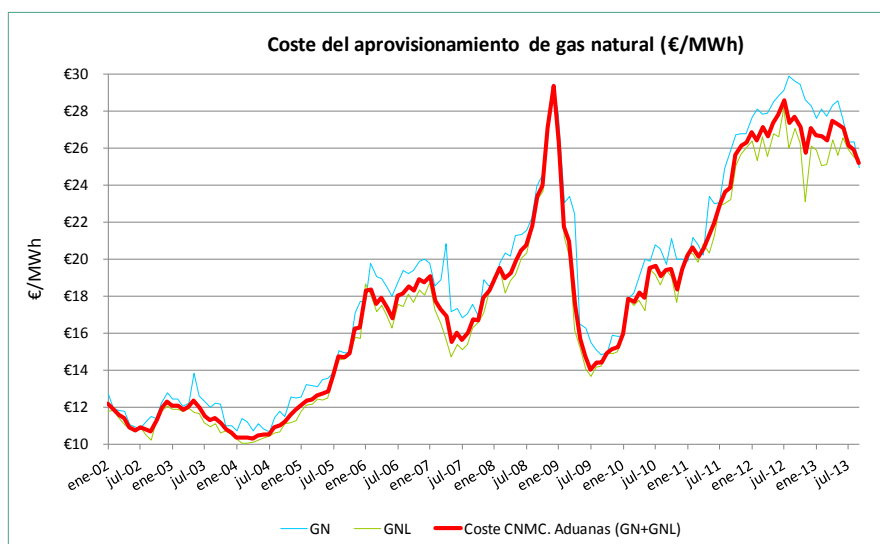
Fuente: Sistema MS-ATR de ENAGAS

El número de transacciones en el mercado secundario de gas español, en septiembre de 2013, ascendió a 5.293 operaciones. Durante ese mes, el 13,57% de las operaciones se negociaron en las plantas de regasificación, el 86,43% en el centro de gravedad y ninguna en los AASS.

3.6. Índice de coste de aprovisionamiento de gas natural en España

La CNMC ha elaborado un índice de coste de aprovisionamiento de gas natural a partir de los datos de aduanas publicados por la Agencia Tributaria, en la misma línea que otros reguladores europeos, como la agencia de aduanas nacional alemana (BAFA), que publica los precios fronterizos del gas natural mensualmente.

En la página web de la agencia tributaria se publican estadísticas de comercio exterior para todos los productos registrados en aduana. Entre estos productos se encuentra el gas natural y el gas natural licuado. Los datos disponibles en la Agencia Tributaria son el volumen, precio de las transacciones realizadas en la frontera, país de procedencia y provincia de entrada del gas. El histórico de datos comienza en enero de 2002.



Fuente: Agencia Tributaria y elaboración propia

La gráfica muestra el coste del aprovisionamiento de gas natural en frontera española, elaborado por la CNMC a partir de los datos de aduanas que publica la Agencia Tributaria.

Según las últimas estadísticas de comercio exterior de Aduanas, el coste de aprovisionamiento de gas natural en frontera española disminuyó en septiembre un 2,70% respecto al mes anterior. Respecto a los valores mínimos de julio de 2009 (14,03 €/MWh), el coste del aprovisionamiento para el mes de septiembre de 2013 (25,20 €/MWh) acumula un incremento del 80%.

El coste de aprovisionamiento español ha sido inferior al precio del gas para el mismo mes en el NBP, que experimenta un aumento del 3,82% respecto a los valores del mes anterior y ha promediado un precio de 26,63 €/MWh, marcando un precio máximo de 27,35 €/MWh el 18 de septiembre.

Mes	Precio GN+GNL (€/MWh)	Precio GN (€/MWh)	Precio GNL (€/MWh)
ene-05	12,146	12,561	11,781
feb-05	12,329	13,209	12,071
mar-05	12,401	13,149	12,139
abr-05	12,627	13,071	12,404
may-05	12,757	13,481	12,392
jun-05	12,851	13,520	12,483
jul-05	13,761	13,883	13,698
ago-05	14,712	15,048	14,528
sep-05	14,699	14,911	14,602
oct-05	14,879	14,960	14,828
nov-05	16,258	17,126	15,739
dic-05	16,314	17,713	15,709
ene-06	18,303	17,655	18,672
feb-06	18,371	19,756	18,078
mar-06	17,589	19,073	17,142
abr-06	17,888	18,910	17,497
may-06	17,337	18,489	16,939
jun-06	16,784	18,017	16,268
jul-06	18,017	18,770	17,534
ago-06	18,125	19,364	17,456
sep-06	18,520	19,226	18,122
oct-06	18,293	19,375	17,666
nov-06	18,895	19,871	18,297
dic-06	18,760	20,011	18,033
ene-07	19,088	19,751	18,730
feb-07	17,748	18,574	17,296
mar-07	17,275	18,890	16,465
abr-07	16,920	20,841	15,649
may-07	15,501	17,164	14,701
jun-07	16,042	17,306	15,369
jul-07	15,647	16,811	15,092
ago-07	15,999	17,070	15,389
sep-07	16,742	17,543	16,265
oct-07	16,669	16,868	16,579
nov-07	17,884	18,878	17,126
dic-07	18,304	18,549	18,177
ene-08	18,935	18,660	19,042
feb-08	19,517	19,827	19,362
mar-08	18,966	20,347	18,144
abr-08	19,239	20,160	18,832
may-08	19,896	21,284	19,159
jun-08	20,458	21,302	20,060
jul-08	20,717	21,529	20,306
ago-08	21,815	22,228	21,573
sep-08	23,409	23,966	23,159
oct-08	23,990	24,591	23,666
nov-08	27,108	27,666	26,876
dic-08	29,366	29,468	29,324
ene-09	26,292	27,827	25,842
feb-09	21,756	23,029	21,177
mar-09	20,981	23,386	20,082
abr-09	17,541	22,440	16,151

Mes	Precio GN+GNL (€/MWh)	Precio GN (€/MWh)	Precio GNL (€/MWh)
may-09	15,670	16,500	15,290
jun-09	14,734	16,259	14,017
jul-09	14,033	15,465	13,638
ago-09	14,431	15,118	14,139
sep-09	14,377	14,832	14,184
oct-09	14,915	14,925	14,910
nov-09	15,123	15,873	14,893
dic-09	15,247	15,818	14,980
ene-10	15,957	15,848	16,011
feb-10	17,844	17,890	17,819
mar-10	17,698	18,050	17,563
abr-10	18,197	18,994	17,759
may-10	17,888	19,986	17,187
jun-10	19,531	19,869	19,414
jul-10	19,605	20,764	19,167
ago-10	19,055	20,530	18,607
sep-10	19,427	19,737	19,388
oct-10	19,482	21,103	19,036
nov-10	18,247	19,990	17,539
dic-10	19,476	20,019	19,262
ene-11	20,207	19,872	20,355
feb-11	20,613	21,136	20,272
mar-11	20,136	20,754	19,847
abr-11	20,570	20,189	20,814
may-11	21,227	23,381	20,343
jun-11	21,892	22,974	21,247
jul-11	22,897	23,068	22,771
ago-11	23,425	24,879	22,740
sep-11	23,873	25,919	23,229
oct-11	25,653	26,732	25,078
nov-11	26,721	28,413	25,602
dic-11	26,298	26,764	25,976
ene-12	26,862	27,682	26,380
feb-12	26,413	28,105	25,354
mar-12	27,124	27,811	26,602
abr-12	26,655	27,894	25,552
may-12	27,371	28,506	26,773
jun-12	27,789	28,856	26,581
jul-12	28,591	29,106	28,169
ago-12	27,336	29,880	25,970
sep-12	27,694	29,623	27,056
oct-12	27,139	29,442	26,273
nov-12	25,734	28,617	23,106
dic-12	27,095	28,289	26,119
ene-13	26,694	27,588	25,906
feb-13	26,611	28,106	25,030
mar-13	26,398	27,693	25,084
abr-13	27,451	28,357	26,452
may-13	27,286	28,574	25,604
jun-13	27,059	27,575	26,577
jul-13	26,116	26,354	25,922
ago-13	25,900	26,346	25,480
sep-13	25,200	24,942	25,400

Evolución del precio de gas natural, diferenciando GN y GNL.

Fuente: Agencia Tributaria y elaboración propia.

3.7. Tarifas de último recurso de gas natural

El 1 de julio de 2008 desaparecieron todas las tarifas reguladas de gas y se han traspasado todos los clientes de gas de los distribuidores a los comercializadores de último recurso.

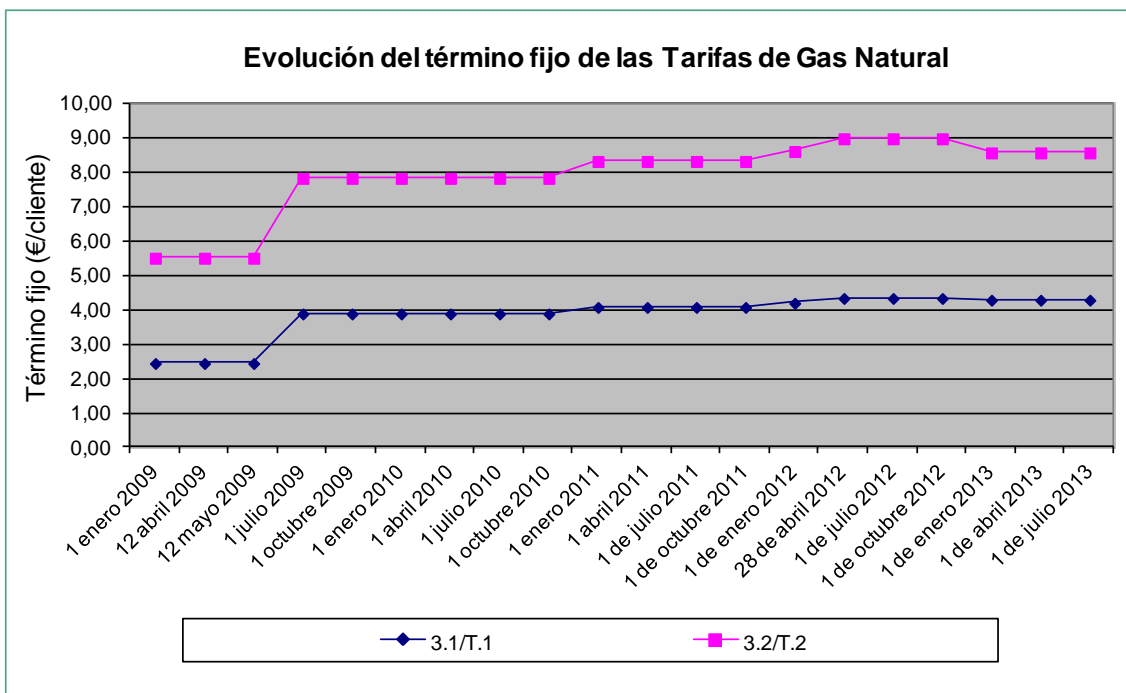
En sustitución a éstas, se crea la **tarifa de último recurso**. Desde el 1 de julio de 2009, los consumidores que pueden acogerse a la tarifa de último recurso son aquellos conectados a un gasoducto cuya presión de diseño es inferior o igual a 4 bar y cuyo consumo anual sea inferior a 50.000 kWh/año.

La Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, modificada por la Orden ITC/1506/2010, de 8 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso, determina que el término variable de la TUR se actualiza con carácter trimestral, desde el día 1 de los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año, siempre que el coste de la materia prima experimente una variación al alza o a la baja superior al 2 %.

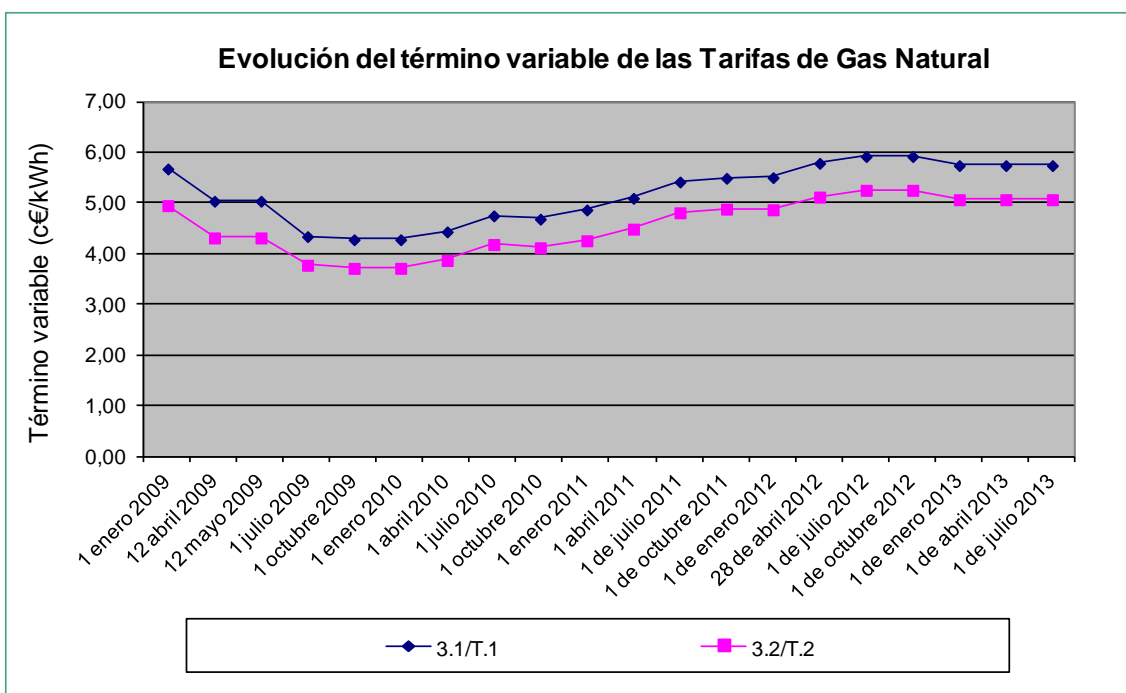
Las tarifas de último recurso (TUR) vigentes desde el 1 de enero de 2013, de acuerdo con la Resolución de 28 de diciembre de 2012 de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural, siguen estando vigentes para el tercer trimestre y son las siguientes (IVA no incluido):

TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO	Término fijo	Término variable
	(€/cliente)mes	c€/kWh
T1: $Q \leq 5.000$ kWh/año	4,30	5,750871
T2: $5.000 < Q \leq 50.000$ kWh/año	8,58	5,078971

Tarifa de último recurso vigente a partir del 1 de enero de 2013



Evolución del término fijo de las Tarifas



Evolución del término variable de las Tarifas

De acuerdo con lo establecido en el artículo 8 de la Orden ITC/1660/2009, modificada por la Orden ITC/1506/2010, el coste del gas que se utiliza para el cálculo de las tarifas de último recurso se calcula en base a dos componentes:

- Coste de aprovisionamiento de gas de invierno, que es el resultado de ponderar un 50 % el precio resultante de la subasta de este producto celebrada el 19 de junio de 2012 (30,75 €/MWh) y otro 50 % la cotización del gas en los mercados de futuros NBP y Henry Hub con entrega en los doce meses siguientes al inicio del trimestre.
- Coste de aprovisionamiento de gas de base, que es el resultado de ponderar un 50 % el precio resultante de la subasta de este producto celebrada el 30 de octubre de 2012 (30,48 €/MWh), y otro 50 % el precio de referencia del gas de base, que se calcula mediante una fórmula referenciada a la cotización del Brent y el tipo de cambio €/€.

El resultado de estas fórmulas a partir del 1 de enero de 2013, incluidos los componentes por mermas y primas de riesgo, proporciona un precio de gas para el cálculo de las tarifas TUR de 27,56 €/MWh.

Dado que el coste del gas no ha variado más de un 2% en los trimestres que comenzaban en abril y julio de 2013, las tarifas de último recurso (TUR) vigentes durante el tercer trimestre continúan siendo las aprobadas para el primer trimestre del año.

3.8. Tarifas de suministro de GLP por canalización

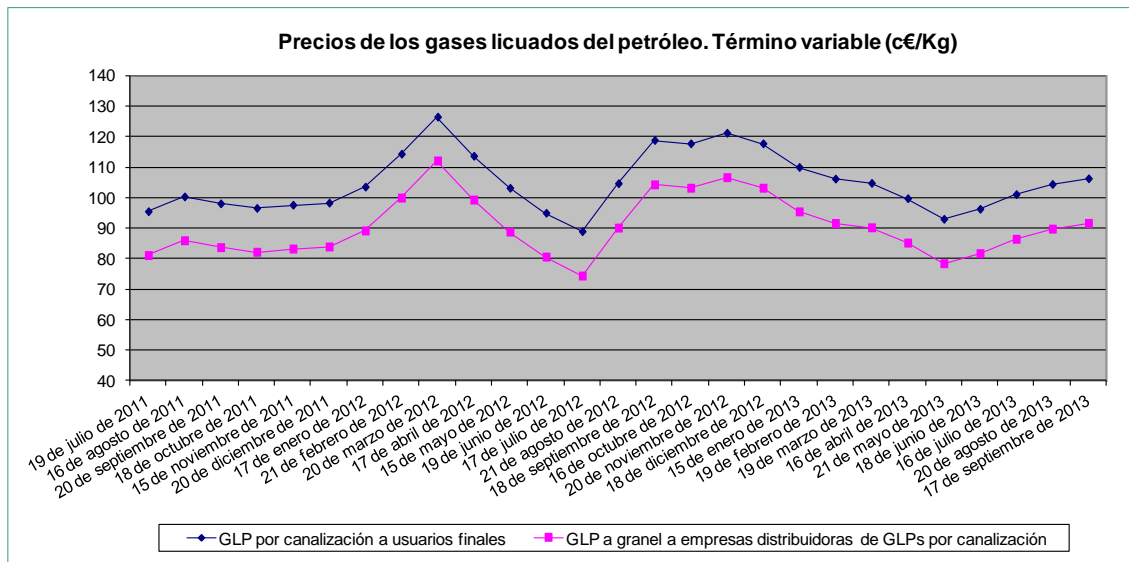
Tarifas de suministro de GLP por canalización vigentes desde el 17 de septiembre de 2013

La Orden ITC/3292/2008, de 14 de noviembre, modifica el sistema de determinación automática de las tarifas de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo.

La tarifa ha sido actualizada por Resolución de 6 de septiembre de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publican los nuevos precios de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo por canalización, aplicándose dichos precios desde el 17 de septiembre de 2013.

PRECIOS DE GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO	Término fijo	Término variable
	€/mes	c€/Kg
GLP por canalización a usuarios finales por canalización	1,58	106,2157
GLP a granel a empresas distribuidoras de GLPs por canalización	-	91,5736

Precios de venta de los GLP por canalización vigentes a partir del 17 de septiembre de 2013



Evolución del término variable del precio de los GLP

3.9. Resumen de los hechos relevantes mercado de gas en España en 2013

- El 1 de enero de 2013 entró en vigor la **Orden IET/2812/2012**, de 27 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 para el año 2013.
- **Gas Natural Fenosa** ha llegado a un acuerdo con **Sonatrach** en enero para **comprar un 10% del gasoducto Medgaz** por 70 millones de euros y se hará cargo de una deuda por un importe similar, por lo que la suma de la operación asciende hasta 140 millones de euros. La compra incluye el acceso de Gas Natural Fenosa al 10% de la capacidad de transporte por el gasoducto (0,8 bcm/año).
- La **Resolución de la DGPEM de 28 de diciembre de 2012**, aprueba la **tarifa de último recurso** de gas natural correspondiente al primer trimestre del año 2013 (vigente desde el 1 de enero), manteniéndose invariables sus valores para el segundo y tercer trimestres:

TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO	Término fijo	Término variable
	(€/cliente)mes	c€/kWh
T1: Q ≤ 5.000 kWh/año	4,30	5,750871
T2: 5.000 < Q ≤ 50.000 kWh/año	8,58	5,078971

Tarifa de último recurso vigente a partir del 1 de enero de 2013

El término variable de la tarifas TUR 1 y TUR 2 disminuye un 3,01% y 3,51% respectivamente, sobre los valores del trimestre anterior, mientras que el término fijo disminuye un 1,15% y 4,56% respectivamente.

- En el mes de febrero, **REPSOL anunció un acuerdo con Shell para la venta de sus activos de Gas Natural Licuado** por 6.653 millones de dólares, en el que se incluyen las participaciones minoritarias en Atlantic LNG (Trinidad y Tobago), Perú LNG y Bahía de Bizkaia Electricidad (BBE), junto con los contratos de comercialización de GNL y de fletamento de los buques metaneros, con sus créditos y deuda vinculados. Repsol y Shell también han formalizado un acuerdo por el que Shell suministrará GNL a la planta de regasificación de Repsol en Canaport (Canadá) durante los próximos 10 años, por un volumen total aproximado de 1 millón de toneladas.
- **Incremento de la capacidad por la C.I. de Larrau.** A partir del 1 de abril la Conexión Internacional gasista de Larrau ha aumentado su capacidad de importación de 100 a 165 GWh/día, y su capacidad de exportación de 30 a 165 GWh/día. El aumento de capacidad es fruto de los esfuerzos en la construcción de infraestructuras en los sistemas de España y Francia, coordinados en el marco de la Iniciativa Sur Europea del Gas, y contribuye a la seguridad del suministro y al incremento de los intercambios de gas

entre los sistemas de España y Francia. La interconexión está funcionando en 2013 a niveles cercanos al 100% de utilización permitiendo al sistema español el acceso al gas de los mercados del centro de Europa, con precios inferiores a los del gas en el mercado español.

- En la **subasta de gas colchón** para el llenado de los almacenamientos subterráneos de Yela y Castor, celebrada el 14 de mayo de 2013, organizada por el operador del mercado ibérico OMEL DIVERSIFICACION S.A.U. y supervisada por la CNE, se adjudicaron un total de 2.174 GWh, para 7 empresas adjudicatarias.
- El 28 de mayo de 2013 se realizó la **séptima subasta para la adquisición del gas de operación**, para el período del 1 de julio de 2013 al 30 de junio de 2014. La subasta se cerró en diez rondas, con un precio de cierre de la subasta de 34,85 €/MWh, un 7,9% superior a la del año anterior.
- En el mes de mayo Gas Natural Fenosa ha inaugurado en Nanclares de la Oca (Álava) la **primera estación de España de carga de gas natural licuado (GNL) para camiones**. La estación está formada por un depósito de 60 m³ con una capacidad de carga de hasta 200 camiones al día de GNL y dispone también de un surtidor doble de gas natural comprimido (GNC) con capacidad para repostar hasta 600 vehículos al día.
- **Iberdrola** ha ejecutado durante el mes de junio la **venta a Cepsa de un 9,4% de su participación en el gasoducto de Medgaz** por un importe aproximado de 67,62 millones de euros, quedando pendiente aún otro 10,6%.
- El 1 de junio surte efectos la escisión de Unión Fenosa Comercial, S.L. (sociedad escindida y que deja de existir) a favor de Gas Natural Comercializadora, S.A. y Gas Natural Servicios, S.A. (sociedades beneficiarias). Con esta escisión, unos 620.000 clientes pasarán a ser comercializados por Gas Natural Servicios, que sumará una base de clientes cercana a los 3,5 millones.
- En el mes de junio, el **biogás** procedente de los residuos de las **plantas de biometanización del Parque Tecnológico de Valdemingómez en Madrid** ha comenzado a inyectarse en la red de transporte de gas natural. CEPSA será la empresa encargada de la comercialización del biogás, después de formalizar un contrato con el Ayuntamiento de Madrid. Es la primera operación de estas características desarrollada en España.
- El 18 de junio se celebró la **octava subasta para la adquisición de gas para el suministro a tarifa de último recurso**, que se cerró con un precio de 31,28 €/MWh para el gas base (con entrega entre el 1 de julio y el 31 de diciembre) de este año y de 32,55 €/MWh para el gas de invierno (con entrega en los meses de noviembre y marzo). La subasta fue organizada por el operador del mercado ibérico OMEL DIVERSIFICACION S.A.U. y

supervisada por la CNE. La subasta tuvo lugar en 14 rondas, resultando adjudicatarios un total de 8 comercializadores. Las cantidades adjudicadas fueron 750 GWh de gas base y 948 GWh de gas de invierno, lo que supone respectivamente, 50 y 40 % de la cantidad total subastada.

- Durante el mes de agosto, **Cepsa y Gas Natural Fenosa** han formalizado la **adquisición de la participación de GDF Suez en Medgaz**, por lo que la conexión internacional entre España y Argelia queda repartida entre Sonatrach (43%), Cepsa (42%) y Gas Natural Fenosa (15%).



COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

