


## **ANEXO I: Previsiones de demanda y facturación en el sector del gas natural para el 2014**



COMISIÓN NACIONAL DE LOS  
MERCADOS Y LA COMPETENCIA



**PREVISIONES DE DEMANDA  
Y FACTURACIÓN EN EL  
SECTOR DEL GAS NATURAL  
PARA EL 2014**

26 de noviembre de

**2013**

## SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

En Madrid, a 3 de diciembre de 2013

Visto el expediente relativo a las previsiones de demanda y facturación en el sector del gas natural para el 2014, la Sala de Supervisión Regulatoria, en su sesión núm 9, aprueba el siguiente:

### **INFORME SOBRE PREVISIONES DE DEMANDA Y FACTURACIÓN EL SECTOR DEL GAS NATURAL PARA EL 2014**

#### **Índice**

Resumen ejecutivo	3
<hr/>	
1. Objeto	6
<hr/>	
2. Consideraciones previas	5
2.1 Incertidumbre del ejercicio de previsión	5
2.2 Información utilizada para confeccionar el escenario de demanda e ingresos previstos para 2014	7
<hr/>	
3. Previsión de las variables de facturación	8
3.1 Escenario de demanda previsto para el ejercicio 2014	8
3.2 Previsión de la reserva de capacidad en los puntos de entrada al sistema	30
3.3 Contratos de duración inferior a 1 año	34
<hr/>	
4. Ingresos previstos para el ejercicio 2014	36
<hr/>	
5. Análisis de sensibilidad de los ingresos a variaciones de la demanda	39

## RESUMEN EJECUTIVO

### PREVISIONES DE DEMANDA Y FACTURACIÓN EN EL SECTOR DEL GAS NATURAL PARA EL 2014

El objeto del presente informe es dar cumplimiento al mandato establecido en la Disposición adicional undécima de la Orden ITC/3520/2009, relativo a la remisión al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de la previsión de facturación para el año siguiente a los efectos de su consideración en la elaboración de las tarifas de último recurso y peajes de acceso del gas natural.

El ejercicio tarifario está sometido a un cierto grado de incertidumbre derivado tanto de las discrepancias observadas en las previsiones de los agentes sobre la evolución de la demanda como sobre la evolución de la actividad económica. En consecuencia, se indica que las previsiones contenidas en el presente informe podrán ser susceptibles de actualización con la última información disponible, con objeto del informe sobre la propuesta de Orden por la que se actualicen los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas para 2014.

Como en años anteriores, para realizar los análisis necesarios para fundamentar el informe sobre la propuesta de Orden por la que se actualizan los peajes y cánones de acceso a partir del 1 de enero de 2014, la CNMC ha solicitado a los distintos agentes del sector información necesaria para estimar tanto los costes como los ingresos del sistema para el cierre del ejercicio 2013 y para 2014. Esta información ha sido contrastada con las distintas fuentes de información disponible en la CNMC, a efectos de analizar la adecuación de la misma a la estructura de tarifas y peajes vigentes, así como su coherencia, solicitando la corrección de la información aportada, o su justificación, en su caso.

Una vez analizadas los escenarios de previsión remitidos por los distintos agentes y las variables que influyen en su determinación, se ha confeccionado el escenario de demanda para el ejercicio 2014 bajo las siguientes hipótesis:

- *Demanda para la generación eléctrica*  
Se considera como escenario más probable de la demanda de ciclos combinados peninsulares, el escenario propuesto en el informe conjunto emitido por el GTS y por el OS, bajo un escenario de precios de 26 €/MWh, esto es **54 TWh**.

Por otra parte, se toma como previsión de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica en el sistema balear para 2014 la demanda estimada por el GTS, es decir, **2,6 TWh**.

Finalmente, se considera como mejor previsión para el ejercicio de 2014 del consumo de gas natural de las centrales de fuel/gas la previsión aportada por las empresas gasistas para el año 2014, esto es, **0,65 TWh**.

– *Demanda convencional*

Se estima que la demanda convencional aumentará en 2014 un 1,7% sobre la demanda prevista para el cierre de 2013, derivado del incremento del 7,1% de la demanda de los consumidores conectados a presión superior a 60 bar.

– *Demanda total*

Como resultado de lo anterior se estima que la demanda de gas en 2014 se incrementará un 2% respecto del cierre previsto para 2013, valor inferior al crecimiento de demanda previsto por el GTS (2,5%) y por las empresas transportistas y distribuidoras (6,4%).

De forma coherente al escenario de demanda previsto para 2014 y teniendo en cuenta la información aportada por el GTS, la información aportada por las empresas gasistas y la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasista, se han estimado las necesidades de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo, así como la capacidad contratada por punto de entrada al sistema.

Los ingresos previstos para el ejercicio 2014 se estiman en **2.988.493 miles de €** como resultado de aplicar a las variables de facturación previstas para dicho año por esta Comisión los peajes y cánones establecidos en la Orden IET/2812/2012.

Por último, teniendo en cuenta el elevado grado de incertidumbre sobre la evolución de la demanda de gas natural, se ha analizado la sensibilidad del escenario de ingresos ante distintos escenarios de demanda para la generación eléctrica y ante variaciones de la demanda del grupo 3.

## 1. Objeto

El objeto del presente informe es dar cumplimiento al mandato establecido en la Disposición adicional undécima de la Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista. En particular, la citada orden establece que, antes del 1 de diciembre de cada año, la Comisión Nacional de Energía remitirá al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (actualmente Ministerio de Industria, Energía y Turismo) una previsión de facturación para el año siguiente a los efectos de su consideración en la elaboración de las tarifas de último recurso y peajes de acceso del gas natural.

Para dar cumplimiento a dicho mandato, es necesario prever los valores de las distintas variables de facturación que influyen en la determinación de los ingresos correspondiente al ejercicio 2014. En concreto, ha sido necesario realizar previsiones sobre:

- Número de consumidores, caudal contratado y volumen de gas natural demandado, desagregado por peaje y tipo de contrato (largo y corto plazo).
- Capacidad contratada y cantidades de gas inyectadas y extraídas de los almacenamientos subterráneos (en adelante AA.SS.).
- Necesidades de regasificación, descarga de buques y almacenamiento de GNL asociadas al escenario de previsión considerado.
- Capacidad contratada de regasificación en los puntos de entrada al sistema.

Por último, se ha estimado la facturación aplicando a las variables de facturación previstas los peajes y cánones establecidos en la Orden ITC/2812/2012.

Se indica que las previsiones contenidas en el presente informe serán susceptibles de ser actualizadas, en su caso, con la última información disponible, con objeto de elaborar el informe sobre la propuesta de Orden por la que se actualicen los peajes y cánones a las instalaciones gasistas para 2014.

## 2. Consideraciones previas

### 2.1. Incertidumbre del ejercicio de previsión

El ejercicio tarifario está sometido a un cierto grado de incertidumbre en la medida en que los valores de peajes y cánones se basan en determinadas previsiones sobre las variables que sirven para su cálculo, por lo que,

finalmente, se producen diferencias entre las estimaciones de los distintos componentes que intervienen en el cálculo de los costes y de los ingresos regulados y los valores registrados.

El ejercicio que se presenta en el presente informe presenta un elevado grado de incertidumbre derivado de diversos aspectos que dificultan la previsión de las variables de facturación. En particular, cabe destacar los siguientes:

#### Discrepancias entre los agentes sobre la evolución de la demanda

Para la elaboración del escenario de previsión para 2014 se utiliza la información aportada por el Gestor Técnico del Sistema (GTS), el Operador del Sistema (OS) y por las empresas transportistas y distribuidoras.

En relación con la previsión de funcionamiento de los ciclos combinados, la Disposición Adicional cuarta de 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, establece que:

*“Antes del día 31 del mes de octubre de cada año, el Gestor Técnico del Sistema Gasista y el Operador del Sistema Eléctrico remitirán a la Dirección de Política Energéticas y Minas y a la Comisión Nacional de Energía un documento conjunto en el que ambos operadores aportarán las previsiones que le corresponden de acuerdo con sus competencias relativas a la previsión de demanda de gas de las centrales de generación eléctrica que utilicen gas como combustible para el año siguiente.*”

*El Gestor Técnico del Sistema proporcionará al Operador del Sistema Eléctrico los escenarios probables de precios del gas natural y el Operador del Sistema realizará los escenarios de cobertura de la demanda prevista por tecnología sobre la base de la información de precios prevista por el Gestor Técnico del Sistema.”*

En aplicación de lo anterior, el pasado 31 de octubre de 2013, dichos agentes remitieron la información solicitada. No obstante, adicionalmente el GTS ha remitido un escenario de previsión de producción de ciclos combinados nacionales para el ejercicio 2014, que no coincide con el escenario más probable de previsión contenido en el citado informe conjunto.

Adicionalmente, se indica que se han detectado errores en la previsión de caudales por peaje de acceso en los escenarios remitidos por el GTS.

#### Evolución de la actividad económica

Respecto a la evolución de la actividad económica por su relación directa con la demanda de gas natural, principalmente, de consumidores industriales, la previsión del PIB para 2014, el escenario macroeconómico previsto por el Gobierno en septiembre de 2013 considera un incremento del 0,7%, el Fondo

Monetario Internacional un incremento del 0,2% y el panel de previsiones de la economía española la de la Fundación de Cajas de Ahorro (FUNCAS) de noviembre de 2013 un incremento del 0,8%, situándose, según dicho panel, el máximo en 1,1% y el mínimo en un 0,4%.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta que según el avance de la Contabilidad Nacional Trimestral, el PIB intertrimestral correspondiente al tercer trimestre de 2013 creció un 0,1% en dicho periodo.

Respecto al Índice de Producción Industrial el citado panel de previsión considera un incremento del 1,1% para el ejercicio 2014, situándose, según dicho panel, el máximo en 1,5% y el mínimo en un 0,6%.

Estos elementos determinan que sea complicado realizar una previsión de la demanda convencional de gas natural y variables de facturación asociadas y, consecuentemente, dificultan la previsión de ingresos para el ejercicio 2014.

## **2.2. Información utilizada para confeccionar el escenario de demanda e ingresos previstos para 2014**

Como todos los años, el 8 de julio de 2013 esta Comisión solicitó a los agentes del sector gasista información relativa al número de clientes, caudales y consumos previstos para el cierre de 2013 y para 2014, desagregados por peaje de transporte y distribución y por tipo de instalación (ciclos combinados, centrales térmicas, plantas satélite y resto de instalaciones).

Una vez recibida la información con el nivel de detalle solicitado, esta Comisión ha analizado la adecuación de la misma a la estructura de tarifas y peajes vigentes, así como su coherencia, de acuerdo con la información disponible en la CNMC, prestando especial atención a las previsiones realizadas para los clientes interrumpibles, las centrales térmicas y los ciclos combinados. Adicionalmente, se han contrastado las previsiones con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, y con la información remitida por los agentes en aplicación de la Circular 5/2008, de 22 de diciembre, de la Comisión Nacional de Energía, de información para el mercado minorista español de gas natural.

Como resultado de dichas comprobaciones se detectaron diversas incoherencias en la información comunicada por los agentes. Dichas incoherencias fueron puestas en conocimiento de los agentes implicados, los cuales remitieron nuevos ficheros de previsión con la revisión, en su caso, de la previsión inicial y/o justificación de las citadas previsiones.

En particular, durante dicho proceso se detectaron errores en la previsión del caudal contratado por peaje de acceso, aspecto que fue puesto en conocimiento de las empresas procediendo a subsanar dichos agentes los errores detectados.



Se señala que dichos errores fueron también detectados en la información remitida por el GTS a esta Comisión, tanto en su propio escenario de previsión de las variables de facturación, como en el escenario de previsión que el GTS obtiene de la agregación de las previsiones que le remiten las empresas transportistas y distribuidoras. Cabe señalar que, el GTS no ha modificado su escenario de previsión tras la comunicación de las incoherencias en la información detectadas por la Comisión, por lo que no se han considerado la previsión de la capacidad contratada remitida por el GTS en el presente documento.

### **3. Previsión de las variables de facturación**

#### **3.1. Escenario de demanda previsto para el ejercicio 2014**

##### **3.1.1. Demanda destinada a la generación eléctrica**

###### **Demanda destinada a la generación eléctrica peninsular**

En aplicación de lo establecido en la Disposición Adicional cuarta de la Orden IET/2182/2012, de 27 de diciembre, el OS y el GTS han remitido un informe conjunto sobre la previsión de demanda de gas natural por las centrales de generación eléctrica que utilizan como combustible gas natural para el año 2014. En particular, el OS ha elaborado los escenarios de cobertura de la demanda por tecnologías, teniendo en cuenta los escenarios de precios de gas natural más probables remitidos por el GTS.

El OS señala en la información remitida a la CNMC que en la previsión de la cobertura de la demanda por tecnología se han tenido en cuenta los distintos escenarios de precios del gas aportados por el GTS y un modelo de coordinación hidrotérmica que, teniendo en cuenta la estocasticidad de las aportaciones hidráulicas y del fallo fortuito del equipo térmico, minimiza los costes variables del sistema al tiempo que se procura la fiabilidad del suministro eléctrico.

Asimismo, indica que no se incluye el consumo de gas en las centrales de cogeneración con régimen primado y tampoco se incluye el consumo de gas en el arranque de centrales térmicas de carbón o el utilizado como combustible de apoyo.

El informe pone de manifiesto que la producción de los ciclos combinados para el ejercicio 2014 dependerá:

1. De la relación de precios entre el coste del gas y el coste del carbón, que determinará la competitividad relativa de precios entre el gas natural y el carbón.

2. De la producción hidráulica del año, que dependerá de la hidraulicidad del año y del agua embalsada.

Como resultado de lo anterior, para el año 2014 en el citado informe se proporcionan 9 escenarios de previsión de consumo de gas por los ciclos combinados peninsulares y un escenario de demanda de gas de los ciclos combinados de Baleares (2 TWh).

Según la información aportada por el OS, en el escenario más probable el consumo de gas por los ciclos combinados peninsulares asciende a 54 TWh, en una situación de ventaja competitiva del carbón<sup>1</sup> y con pluviosidad media.

Por otra parte, en respuesta a la solicitud de información de la CNMC, el GTS ha remitido escenario de previsión de la demanda de gas natural para el ejercicio 2014, en el que se incluye como mejor previsión de la demanda de gas natural correspondiente a la generación eléctrica 62,5 TWh, de los cuales 61,7 TWh se debe a la demanda de los ciclos combinados y 0,8 TWh al consumo de las centrales térmicas clásicas. Según la información aportada por el GTS este escenario se corresponde con una situación de ventaja competitiva de los costes de generación del carbón frente al gas y una pluviosidad media/húmeda durante los tres primeros meses del año y una pluviosidad media para el resto del año.

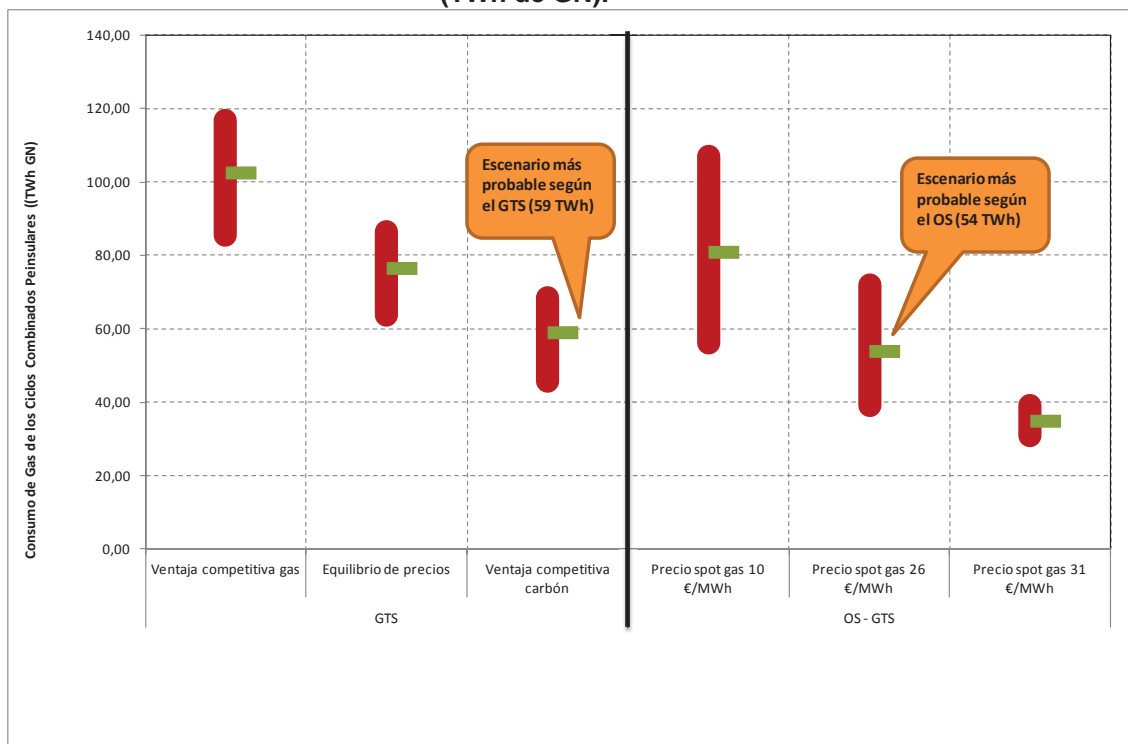
Cabe señalar que el escenario de previsión remitido por el GTS coincide con el escenario de previsión que el GTS ha realizado de acuerdo con el apartado 10.2.1 del Protocolo de Detalle PD-08. En dicho escenario de previsión se desagrega la producción de los ciclos combinados entre los situados en la península (59,1 TWh) y los situados en las Islas Baleares (2,6 TWh).

En el Gráfico 1, se muestran los escenarios de previsión de los consumos de gas de los ciclos combinados peninsulares según el informe conjunto del OS y el GTS y el previsto por el GTS para 2014.

---

<sup>1</sup> Se supone una precedencia en coste de las centrales de carbón no sujetas al mecanismo de Restricciones por Garantía de Suministro que se encuentran a pie de puerto sobre las de ciclo combinado.

**Gráfico 1. Consumo de gas de los Ciclos Combinados peninsulares previsto para 2014 (TWh de GN).**



Fuente: GTS y OS

En el Cuadro 1 se comparan los escenarios de cobertura de electricidad previstos para el 2014 en el informe conjunto del OS y el GTS, con hidraulicidad media, así como la cobertura registrada en los últimos 12 meses.

**Cuadro 1. Escenario de cobertura de la demanda eléctrica peninsular prevista según el informe conjunto del OS y GTS para el 2014 y cobertura registrada durante los últimos 12 meses (GWh).**

	<b>SISTEMA PENINSULAR</b>				
	Informe conjunto GTS y OS (Escenarios con hidráulicidad media)			Últimos 12 meses	
	Precios spot del gas (€/MWh)			Nov 2012 - Oct 2013	Oct 2012 - Sep 2013
	10	26	31		
<i>Hidráulica</i>	30.336	32.857	33.128	32.919	32.549
<i>Nuclear</i>	53.526	53.571	53.561	54.570	55.595
<i>Carbón</i>	26.840	37.082	46.961	37.635	37.693
<i>Fuel - Gas</i>	0	0	0	0	0
<i>CCGT'S</i>	40.721	27.068	17.324	25.274	25.967
<i>Régimen Especial</i>	111.815	111.812	111.816	110.277	109.522
<b>Generación</b>	<b>263.238</b>	<b>262.390</b>	<b>262.790</b>	<b>260.676</b>	<b>261.326</b>
<i>Consumos Bombeos</i>	3.285	2.437	2.836	5.981	6.069
<i>Enlace Baleares</i>	-1.402	-1.402	-1.402	-1.255	-1.214
<i>Saldo Físico Internacional</i>	-7.500	-7.500	-7.500	-7.296	-8.068
<b>Demanda</b>	<b>251.051</b>	<b>251.051</b>	<b>251.052</b>	<b>246.144</b>	<b>245.975</b>
<b>Consumo Ciclos</b>	<b>81.000</b>	<b>54.000</b>	<b>35.000</b>	<b>55.575</b>	<b>56.951</b>
<b>Factor eficiencia</b>	<b>50,3%</b>	<b>50,1%</b>	<b>49,5%</b>	<b>45,5%</b>	<b>45,6%</b>

Fuente: GTS, OS y CNMC.

Al respecto, se realizan las siguientes consideraciones:

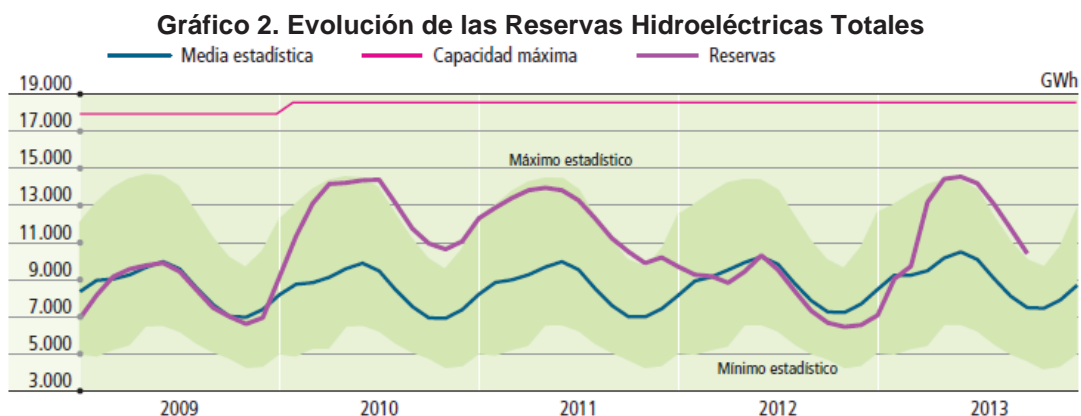
1. Los escenarios de cobertura considerados en el informe conjunto del OS y del GTS no coinciden con los escenarios de cobertura remitidos a esta Comisión por el OS en respuesta a la solicitud de información para la elaboración del correspondiente informe sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de electricidad 2014<sup>2</sup>.
2. En todos los escenarios se considera un saldo exportador de 7.500 GWh, similar al saldo registrado durante los últimos 12 meses (7.296 GWh).
3. La previsión de los consumos de bombeo considerados en los nueve escenarios (entre 1.940 y 3.994 GWh) es inferior a la registrada durante los últimos 12 meses (5.981 GWh)

<sup>2</sup> Según la información aportada por el OS a efectos de la elaboración del correspondiente informe sobre los peajes eléctricos para 2014, en el escenario central la producción de los ciclos combinados en el sistema peninsular alcanzará 28.183 GWh, cifra que supera en 1.115 GWh al escenario central del informe conjunto.

4. El OS indica que atendiendo a la información de cotizaciones internacionales del gas facilitada por el GTS el escenario de precios de gas natural, más probable, será de 26 €/MWh, situación en la que se produce una precedencia de alguna de las centrales de carbón importado (las que se encuentran localizadas a pie de puerto o en la proximidad) sobre las de ciclo combinado de gas natural.
5. El consumo de gas natural previsto en el escenario central (54.000 GWh) y con un precio de gas natural similar al actual (26 €/MWh), es un 2,8% inferior al consumo de gas registrado por los ciclos combinados peninsulares en los últimos 12 meses (55.575 GWh).
6. El factor de eficiencia de las centrales de generación de ciclo combinado previsto para el año 2013, es del 50%, superior al registrado durante los últimos 12 meses a octubre de 2013 (45,5%).
7. Según se indica en el informe conjunto, el objetivo del modelo utilizado por REE es calcular la cobertura que minimiza los costes variables del sistema al tiempo que se procura la fiabilidad del suministro eléctrico. En relación con lo anterior REE señala que en un entorno de competencia perfecta, las ofertas de cada generador serían de precio igual al coste marginal, por lo que la explotación basada en minimización de costes variables conducirá a los mismos resultados que un mercado perfectamente competitivo.

En relación con las previsiones anteriores, se señala:

En primer lugar, en relación con el escenario de hidraulicidad previsto, las reservas hidroeléctricas totales a julio de 2013, tanto de los embalses de régimen anual como los de régimen hiperanual, se encuentran ligeramente por encima del máximo estadístico, con un nivel de reservas similar al registrado en los años 2010 y 2011 (véase Gráfico 2).



Fuente: REE.

Cabe señalar que la producción hidroeléctrica registrada durante los últimos 12 meses (32.919 GWh) es un 0,2% superior a la considerada en el escenario de más probable (el cual considera una hidraulicidad media).

En segundo lugar, el OS considera tres escenarios de precios de gas en frontera<sup>3</sup>.

- Escenario continuista: que supone el mantenimiento de los precios del último año (26 €/MWh) con una cierta modulación verano/invierno
- Escenario de bajada de precios, en el que se simula una progresiva bajada de precios desde el valor anterior hasta alcanzar los 10 €/MWh
- Escenario de subida progresiva de precios del gas natural hasta los 31 €/MWh.

Cabe señalar que, de los tres escenarios de precios del gas considerado solo los dos primeros han sido facilitados por el GTS.

EL OS, en el citado informe conjunto, señala que, atendiendo a las consideraciones del GTS, el escenario más probable del precios gas en central es 26 €/MWh de precio de gas a pie de central.

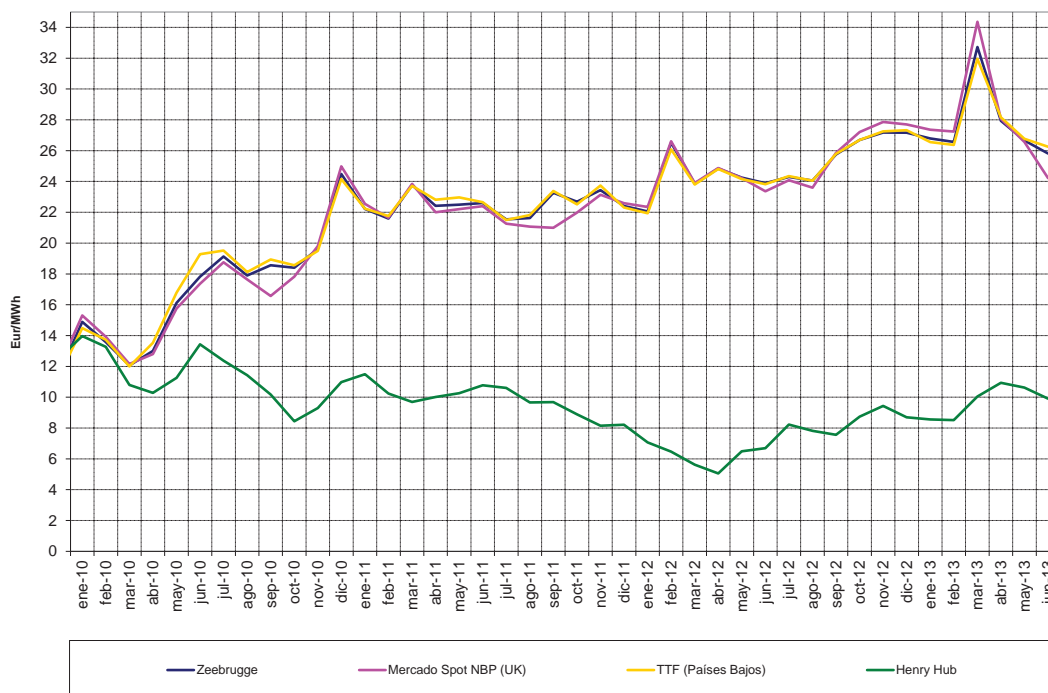
Los precios del gas natural en los mercados spot europeos han registrado una tendencia creciente hasta marzo de 2013, cuando se alcanzaron los 34 €/MWh. A partir de dicha fecha se ha registrado una tendencia decreciente que ha situado las cotizaciones registradas en noviembre de 2013 (hasta el día 14 de noviembre de 2013) en torno a los 26,6 €/MWh.

Por otra parte, en los mercados de futuros los precios del contrato con entrega en 2014 se sitúan en torno a 27,14 €/MWh, en el NBP y en torno a 26,75 €/MWh, en el Zeebrugge. Las cotizaciones de los contratos de futuros a un año en los mercados europeos (NBP y Zeebrugge) presentan un nivel similar al del denominado “escenario continuista” previsto por el GTS.

---

<sup>3</sup> El OS ha considerado en todos los escenarios el precio del carbón de referencia constante (en los niveles de los precios spot 1,0 c€/te) y tres escenarios de coste del gas en frontera, a los precios se añade una estimación del coste de los peajes y cánones de los ciclos (entre 4 y 7,5 €/MWh).

**Gráfico 3. Evolución de la cotización spot del gas en los mercados internacionales.**



Fuente: Platts, World Gas Intelligence y CNMC.

Finalmente, según la información remitida por las empresas distribuidoras, la demanda de los ciclos combinados durante el ejercicio 2013 alcanzaría **65,9 TWh**.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, esta Comisión considera como escenario de previsión más probable para el ejercicio 2014, **54 TWh**, esto es el escenario propuesto en el informe conjunto emitido por el GTS y por el OS, bajo un escenario de precios de 26 €/MWh, en línea con las cotizaciones de futuros que se registran actualmente.

### **Demanda destinada a la generación eléctrica balear**

La previsión de la demanda de gas destinada a la generación eléctrica balear, está sujeta a varias incertidumbres, tales como la evolución de la actividad económica, y los precios de los distintos combustibles que determinaran el orden de mérito económico.

En el informe conjunto del GTS y el OS, se estima para 2014 la demanda de gas en el Sistema Balear de **2.048 GWh**, no indicándose las hipótesis consideradas en su previsión.

No obstante, cabe señalar que, dicha previsión de generación con gas natural en el sistema Balear para el ejercicio 2014 coincide con la previsión de cobertura de la demanda eléctrica del escenario de previsión del OS en el subsistema balear, proporcionado en respuesta a la solicitud de información



para la tarifa eléctrica 2014. Según dicha información, en el escenario de cobertura se han considerado las siguientes hipótesis:

- Datos técnicos y económicos del parque generador publicados en la Orden Ministerial ITC/913/2006, de 30 de marzo.
- Programa de mantenimiento anual del equipo generador (indisponibilidad programada) aprobado por Red Eléctrica, teniendo en cuenta las condiciones y flexibilidad de fechas planteadas por la empresa propietaria.
- Energía aportada al Sistema Eléctrico Balear por el enlace en corriente continua con la península.

Por otra parte, el GTS estima la demanda de gas natural destinada a generación eléctrica en las Islas Baleares en **2,6 TWh** para 2014, de acuerdo con la previsión de demanda anual para 2014, elaborada en cumplimiento del apartado 10.2.1 del Protocolo de Detalle PD-08.

Por último, las empresas gasistas estiman una demanda de gas de la generación eléctrica balear de **2,1 TWh**.

Al respecto, se indica que el consumo de gas de las centrales de generación eléctrica situadas en el territorio balear durante los últimos 12 meses es de 2.693 GWh.

Teniendo en cuenta lo anterior, se toma como previsión de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica en el sistema balear para 2014 la estimada por el GTS, es decir, **2,6 TWh**, demanda similar a la registrada durante los últimos 12 meses en dicho sistema (2.693 GWh).

### **Demanda destinada a la generación eléctrica a nivel nacional**

En el Cuadro 2 se compara la demanda de gas destinada a la generación eléctrica, excluidas las centrales térmicas peninsulares, prevista por el OS y el GTS en condiciones de hidraulicidad media y la prevista por la CNMC resultante de las anteriores consideraciones.

Se observa que la demanda de los ciclos combinados presentada en este informe por la CNMC para el ejercicio 2014 asciende a **56,6 TWh**, un 8,9% inferior al escenario central previsto por el GTS (**61,7 TWh**), y un 1% superior al escenario central del informe conjunto del OS y el GTS (**56,0 TWh**).

Se indica que la demanda prevista en dicho escenario de previsión, es un 3,8% inferior a la demanda destinada a generación eléctrica registrada entre noviembre 2012 y octubre 2013.



**Cuadro 2. Previsión de demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica, excluyendo las centrales térmicas peninsulares. Resumen de escenarios del GTS y del OS para 2014 (TWh).**

		Peninsular	Baleares	Nacional
<b>GTS (Ventaja Competitiva Carbón)</b>		59,1	2,6	61,7
<b>OS</b>	<i>Precio spot gas 10 €/MWh</i>	81,0	2,0	83,0
	<i>Precio spot gas 26 €/MWh</i>	54,0	2,0	56,0
	<i>Precio spot gas 31 €/MWh</i>	35,0	2,0	37,0
<b>Empresas</b>		65,9	2,1	68,0
<b>CNMC</b>		<b>54,0</b>	<b>2,6</b>	<b>56,6</b>

Fuente: OS, GTS, información remitida por las empresas transportistas y distribuidoras, y CNMC.

En relación con la previsión de la producción de las centrales térmicas peninsulares para 2014, los distintos agentes han señalado lo siguiente:

- El OS ha previsto para el ejercicio 2013 que la producción de las centrales de fuel/gas de 0 GWh, en todos los escenarios de hidraulicidad y de coste del gas considerados<sup>4</sup>.
- El GTS ha previsto para dicho año un consumo de gas de estas centrales de 800 GWh.
- Las empresas gasistas han previsto un consumo de gas de estas centrales de 654 GWh.

Teniendo en cuenta la evolución registrada durante los últimos meses<sup>5</sup>, se ha considerado como mejor previsión para el ejercicio de 2014 del consumo de gas natural de las centrales de fuel/gas la previsión aportada por las empresas gasistas para el año 2014, esto es, 654 GWh.

En relación con la previsión del caudal contratado por las centrales de generación eléctrica, las empresas gasistas estiman que el caudal contratado promedio para el ejercicio 2013 se reducirá un 28,5% sobre el registrado en 2012, y que en 2014 se reducirá un 1,2% sobre el previsto para el cierre de 2013.

<sup>4</sup> No obstante, en el documento de previsión conjunto se señala que no se incluye el consumo de gas en el arranque de las centrales térmicas de carbón o el utilizado como combustible de apoyo.

<sup>5</sup> Durante el periodo comprendido entre octubre de 2013 y noviembre de 2012 el consumo de gas de dichas instalaciones fue de 594 GWh.

**Cuadro 3. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica previsto por las empresas transportistas y distribuidoras.**

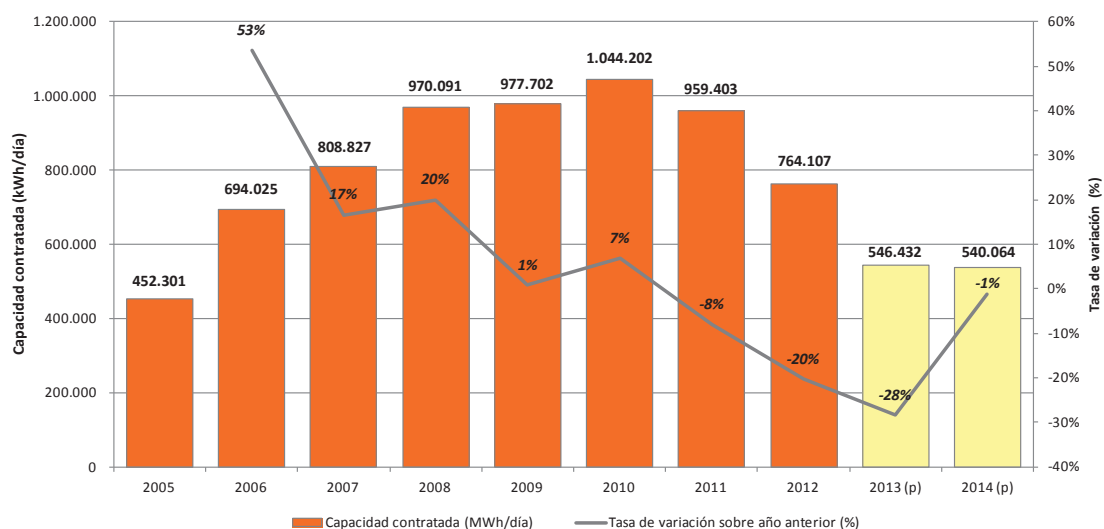
EMPRESAS	Capacidad contratada (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año 2012 (SIFCO)	Previsión de cierre 2013	Previsión 2014	2013 s/2012	2014 s/ 2013
P>60 bares	686.541.023	506.753.305	505.564.209	-26,2%	-0,2%
16<P<60 bares	75.921.274	38.179.167	33.000.000	-49,7%	-13,6%
4<P<16 bares	1.644.881	1.500.000	1.500.000	-8,8%	0,0%
P<4 bares	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>764.107.178</b>	<b>546.432.471</b>	<b>540.064.209</b>	<b>-28,5%</b>	<b>-1,2%</b>

Fuente: Información remitida por las empresas transportistas y distribuidoras, y CNMC.

Cabe señalar que, las previsiones sobre caudal proporcionadas por las empresas para el cierre del ejercicio 2013 son coherentes con la evolución observada en dicha variable en la base de datos de liquidaciones gasistas. En particular, la media móvil a julio de 2013 del caudal contratado por las instalaciones de generación eléctrica registra una caída del 24%, tasa similar a la caída prevista por las empresas transportistas y distribuidas para el ejercicio 2013.

En Gráfico 4 se muestra la evolución registrada de la capacidad contratada de la demanda destinada a la generación eléctrica desde 2005 hasta 2014, resultado de considerar desde 2005 hasta 2012 la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasista y para los ejercicios 2013 y 2014 las previsiones remitidas por las empresas transportistas y distribuidoras.

**Gráfico 4. Evolución de la capacidad contratada de la demanda destinada a la generación eléctrica.**



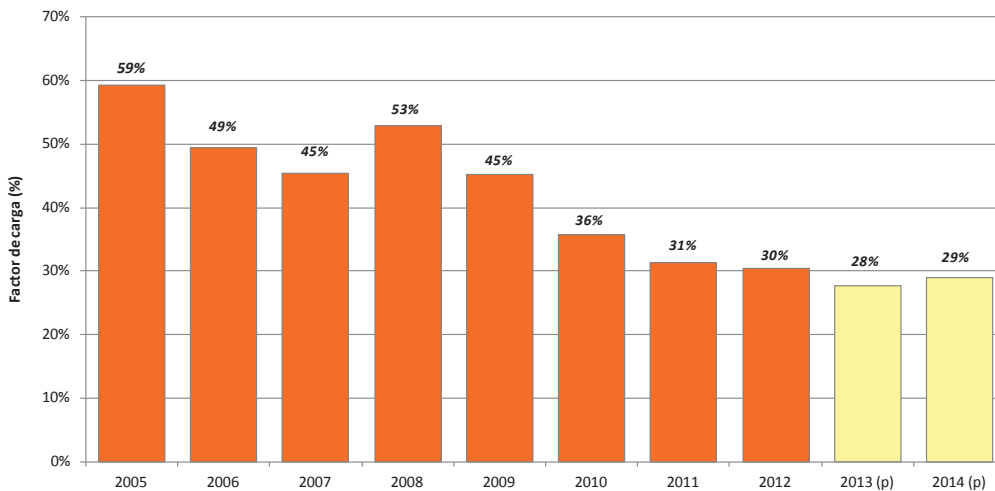
Fuente: Información remitida por las empresas transportistas y distribuidoras, y CNMC.

Se observa que desde el año 2011 se ha reducido significativamente la capacidad contratada por las centrales eléctricas, como consecuencia de la

modificación de la operativa de contratación. En particular, dichos agentes han procedido a optimizar la capacidad contratada en sus instalaciones, pasando de formalizar contratos a largo plazo a contratos a corto plazo. El cambio en la contratación se deriva, fundamentalmente, de la elevada incertidumbre existente sobre la demanda de electricidad y del exceso de capacidad de generación en el sistema eléctrico.

Adicionalmente, en Gráfico 5 se muestra el factor de carga de la demanda destinada a la generación eléctrica desde 2005 hasta 2014, resultado de considerar entre 2005 y 2012 la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasista y para los ejercicios 2013 y 2014 la previsión de demanda prevista por el GTS y la CNMC, respectivamente y la capacidad contratada prevista por las empresas transportistas y distribuidoras.

**Gráfico 5. Factor de carga (%) de la demanda destinada a la generación eléctrica.**



Fuente: Información remitida por las empresas transportistas y distribuidoras, y CNMC.

Se observa que los factores de carga previstos para el ejercicio 2014, resultante de las anteriores consideraciones, son similares a los registrados durante los últimos ejercicios (2011 y 2012), por lo que se ha considerado como mejor previsión de la capacidad contratada por las centrales de generación eléctrica la remitida por las empresas transportistas y distribuidoras.

### 3.1.2. Demanda convencional de gas natural

En el Cuadro 4 se compara la previsión de la demanda convencional (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) prevista por el GTS y las empresas gasistas para el cierre de 2013 y para 2014.

Se observa que los escenarios de demanda convencional previstos por el GTS y por las empresas gasistas (suma de la previsiones remitidas por las empresas transportistas y distribuidoras) para dichos ejercicios son similares.

**Cuadro 4. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas)**

GTS	GWh			Tasa de variación	
	Año 2012 (SIFCO)	Previsión de cierre 2013	Previsión 2014	2013 s /2012	2014 s/ 2013
<i>P&gt;60 bares</i>	70.851	71.690	73.998	1,2%	3,2%
<i>16&lt;P&lt;60 bares</i>	32.103	36.917	35.889	15,0%	-2,8%
<i>4&lt;P&lt;16 bares</i>	92.757	90.402	88.578	-2,5%	-2,0%
<i>P&lt;4 bares</i>	68.100	71.267	72.937	4,7%	2,3%
<b>TOTAL</b>	<b>263.811</b>	<b>270.275</b>	<b>271.401</b>	<b>2,5%</b>	<b>0,4%</b>
<i>GNL directo a cliente final</i>	13.591	10.969	11.179	-19,3%	1,9%
<b>TOTAL</b>	<b>277.402</b>	<b>281.245</b>	<b>282.579</b>	<b>1,4%</b>	<b>0,5%</b>

EMPRESAS	GWh			Tasa de variación	
	Año 2012 (SIFCO)	Previsión de cierre 2013	Previsión 2014	2013 s /2012	2014 s/ 2013
<i>P&gt;60 bares</i>	70.851	70.328	75.308	-0,7%	7,1%
<i>16&lt;P&lt;60 bares</i>	32.103	37.018	36.841	15,3%	-0,5%
<i>4&lt;P&lt;16 bares</i>	92.757	90.181	90.256	-2,8%	0,1%
<i>P&lt;4 bares</i>	68.100	70.305	70.534	3,2%	0,3%
<b>TOTAL</b>	<b>263.811</b>	<b>267.831</b>	<b>272.939</b>	<b>1,5%</b>	<b>1,9%</b>
<i>GNL directo a cliente final</i>	13.591	10.898	10.632	-19,8%	-2,4%
<b>TOTAL</b>	<b>277.402</b>	<b>278.728</b>	<b>283.570</b>	<b>0,5%</b>	<b>1,7%</b>

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC.

En relación con la previsión de cierre para el ejercicio 2013, el GTS estima que la demanda convencional (excluido el GNL directo a cliente final) se incrementará un 2,5%, debido a un incremento del 1,2% de la demanda de consumidores conectados a gasoductos con presión superior a 60 bar, un incremento del 15,0% de la demanda de los consumidores conectados entre 60 y 16 bar, una reducción del 2,5% de la demanda de los consumidores conectados entre 16 y 4 bar y un incremento del 4,7% de la demanda de los consumidores con presión inferior a 4 bar.

Las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda convencional (excluido el GNL directo a cliente final) se incrementará un 1,5%, estimando un menor crecimiento de la demanda en todos los niveles de presión considerados, excepto para el de presión comprendido entre 16 y 60 bar para el cual estiman una tasa de variación similar.

En relación con la previsión para 2014, el GTS estima que la demanda convencional (excluido el GNL directo a cliente final) se incrementará un 0,4%, consecuencia, básicamente, de un incremento del 3,2% de la demanda de los consumidores conectados a nivel de presión superior a 60 bar y de un 2,3% de la demanda de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar, compensado por la reducción de la demanda del resto de consumidores.

Las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda convencional (excluido el GNL directo a cliente final) se incrementará en 2013 un 1,9%, consecuencia, igualmente, de un incremento de la demanda de los consumidores conectados a nivel de presión superior a 60 bar, si bien la tasa de crecimiento es mayor (7,1%).

Cabe destacar, las escasas diferencias entre los escenarios de demanda facilitados por ambos agentes, en particular, la demanda prevista para el ejercicio 2014 por las empresas gasistas (283.570 GWh) es sólo, 991 GWh superior al escenario previsto por el GTS (282.579 GWh), si bien se observan diferencias en la composición de la misma<sup>6</sup>.

### **Demanda de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar**

La previsión de la demanda de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar incluye la de los consumidores acogidos al grupo 3 (doméstico-comerciales) y aquellos acogidos a las peajes 2.3 bis y 2.4 bis<sup>7</sup>.

En el Cuadro 5 se compara la previsión de la demanda remitidas por las empresas distribuidoras y por el GTS sobre los consumidores acogidos al grupo 3.

---

<sup>6</sup> No obstante, durante el proceso de análisis de la información remitida por las empresas transportistas y distribuidoras se detectaron que algunos consumidores, por error, habían sido incorporados en un nivel de presión que no les correspondía. El escenario resultante de agregar las previsiones remitidas por las agentes transportistas y distribuidoras incorpora la corrección de dichas erratas.

<sup>7</sup> Consumidores industriales que con anterioridad a la entrada en vigor de la Orden ECO/302/2002, estuviesen conectados a gasoductos a presión inferior o igual a 4 bar, con un consumo anual o superior a 200.000 kWh/año

**Cuadro 5. Previsión de la demanda de los consumidores del grupo 3. GTS vs Empresas**

	PREVISIONES						TASAS DE VARIACIÓN			
	2011	2012	GTS		Empresas		GTS		Empresas	
			2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014
<b>A) Nº Clientes</b>										
<b>Grupo 3</b>	7.218.256	7.329.113	7.850.928	7.850.928	7.437.535	7.505.797	7,1%	0,0%	1,5%	0,9%
3.1	3.642.700	3.778.566	4.220.790	4.194.994	4.000.540	4.010.856	11,7%	-0,6%	5,9%	0,3%
3.2	3.508.183	3.481.226	3.556.378	3.581.846	3.367.722	3.424.107	2,2%	0,7%	-3,3%	1,7%
3.3	22.427	22.367	24.412	24.407	23.140	23.340	9,1%	0,0%	3,5%	0,9%
3.4	44.699	46.700	49.067	49.393	45.866	47.218	5,1%	0,7%	-1,8%	2,9%
3.5	247	254	282	288	267	276	10,9%	2,4%	5,2%	3,2%
<b>B) Energía (MWh)</b>										
<b>Grupo 3</b>	62.106.399	66.694.296	70.173.070	71.942.519	69.203.556	69.512.060	5,2%	2,5%	3,8%	0,4%
3.1	8.822.776	9.547.452	9.773.444	10.082.299	9.636.695	9.738.603	2,4%	3,2%	0,9%	1,1%
3.2	29.816.872	31.478.089	30.871.420	31.590.484	30.439.470	30.513.594	-1,9%	2,3%	-3,3%	0,2%
3.3	1.367.902	1.453.849	1.530.252	1.569.189	1.508.903	1.516.270	5,3%	2,5%	3,8%	0,5%
3.4	17.833.908	19.730.727	22.612.827	23.052.730	22.308.711	22.288.304	14,6%	1,9%	13,1%	-0,1%
3.5	4.264.941	4.484.180	5.385.127	5.647.817	5.309.778	5.455.288	20,1%	4,9%	18,4%	2,7%
<b>C) Consumo por Cliente (kWh/cliente)</b>										
<b>Grupo 3</b>	8.604	9.100	8.938	9.164	9.305	9.261	-1,8%	2,5%	2,2%	-0,5%
3.1	2.422	2.527	2.316	2.403	2.409	2.428	-8,4%	3,8%	-4,7%	0,8%
3.2	8.499	9.042	8.681	8.820	9.039	8.911	-4,0%	1,6%	0,0%	-1,4%
3.3	60.994	64.999	62.684	64.293	65.209	64.963	-3,6%	2,6%	0,3%	-0,4%
3.4	398.974	422.502	460.858	466.724	486.387	472.030	9,1%	1,3%	15,1%	-3,0%
3.5	17.301.991	17.648.462	19.113.955	19.582.454	19.869.948	19.789.762	8,3%	2,5%	12,6%	-0,4%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC.

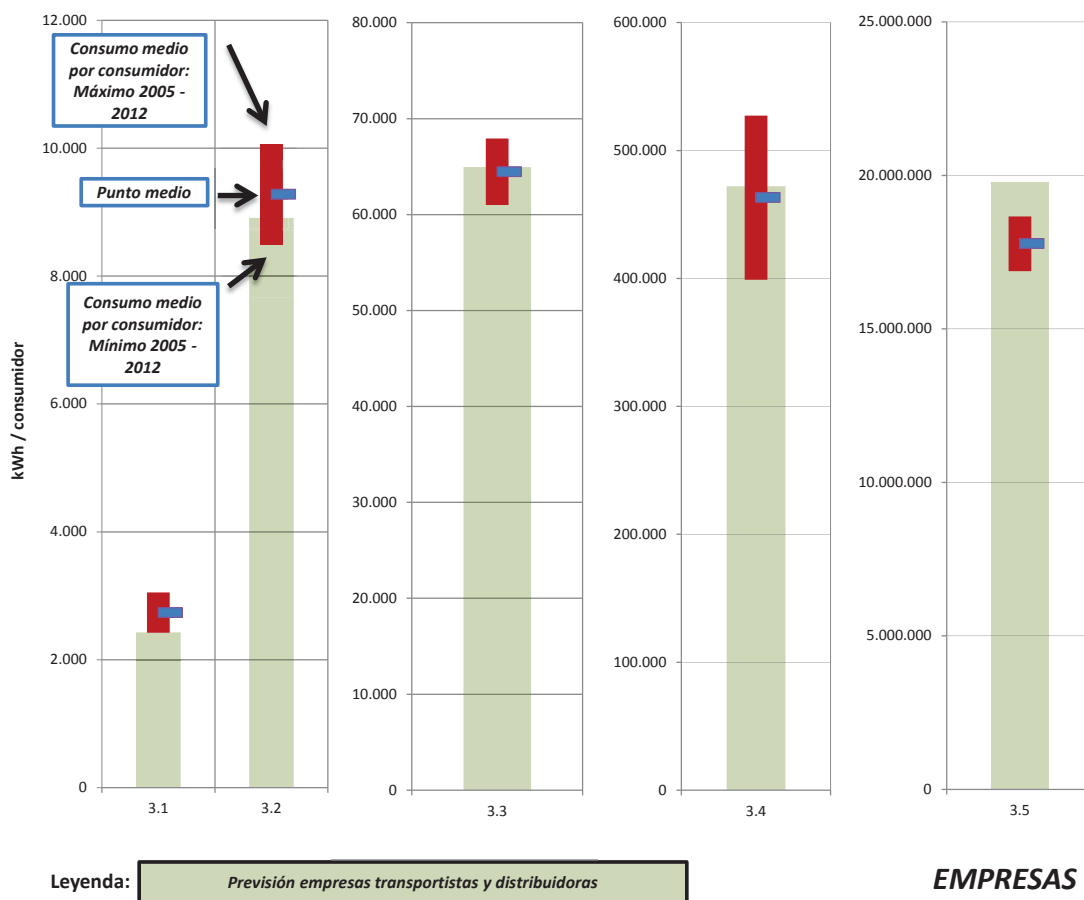
En relación con dichas previsiones se señalan los siguientes aspectos

- El GTS estima el mismo número de consumidores para 2013 y 2014 (7.850.928), si bien se considera un incremento del 7,1% en 2013.
- En relación con la *demanda*, el GTS considera un incremento del 5,2% en 2013 y un 2,5% en 2014, mientras que los agentes estiman que la demanda se incrementará un 3,8% en 2013 y un 0,4% en 2014.
- A pesar de las consideraciones anteriores, el *tamaño medio* del consumidor, previsto por las empresas es sólo un 1% superior al previsto por el GTS.

En el Gráfico 6 se muestra el tamaño medio de los clientes por peaje del grupo 3 resultante de las previsiones las empresas transportistas y distribuidoras y el tamaño mínimo, medio y máximo registrado en el periodo 2005-2012, debido a que es este colectivo de consumidores el más sensible a la temperatura. Se observa que, el tamaño medio de los consumidores conectados a redes de presión inferior a 4 bar, está dentro del intervalo registrado en el histórico de las liquidaciones, con la excepción de los consumidores acogidos al peaje 3.5. En particular, el tamaño medio previsto para 2014 de los consumidores acogidos a los peajes 3.1 y 3.2 es inferior al tamaño medio registrado durante el periodo considerado (un 11% y un 4% respectivamente). Por otra parte, el tamaño medio de los consumidores acogidos a los peajes 3.3 y 3.4 es ligeramente superior al medio histórico (un 0,8% y un 1,9% respectivamente).

Por último, el tamaño medio previsto para los consumidores acogidos al peaje 3.5 por parte de las empresas transportistas y distribuidoras es un 17% superior al máximo registrado en el periodo analizado. Al respecto cabe señalar, por una parte, la similitud de las previsiones de las empresas y del GTS para este colectivo y, por otra parte, que el elevado incremento del número de clientes registrado en el ejercicio 2013 podría incidir sobre la variación del tamaño medio de este colectivo de consumidores.

**Gráfico 6. Consumo medio por cliente. Previsiones de empresas para 2013 vs datos históricos.**



Fuente: Empresas gasistas y CNMC.

Dada, teniendo en cuenta las inconsistencias detectadas en las previsiones del GTS, se ha optado por considerar como mejor escenario de previsión el remitido por parte de las empresas transportistas y distribuidoras.

Finalmente, se indica que, dada la sensibilidad de la demanda del grupo 3 a las temperaturas, en el epígrafe 5 se analiza el impacto sobre los ingresos ante variaciones de la demanda de colectivo de consumidores.



En relación con la demanda de los consumidores acogidos a los peajes 2.3 bis y 2.4 bis<sup>8</sup> se han aplicado las mismas hipótesis que las consideradas para el grupo 2, las cuales se detallan a continuación.

### **Demanda de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar**

En el Cuadro 4, situado en la página 19 se comparan las previsiones de la demanda de los consumidores conectados a presiones superiores a 4 bar consideradas por el GTS y por las empresas distribuidoras.

En relación con las previsiones consideradas por dichos agentes para los consumidores conectados a presión superior a 60 bar, el GTS estima que la demanda de dichos consumidores aumentará un 1,2% en 2013 y un 3,2% en 2014, mientras que las empresas distribuidoras estiman que la demanda se reducirá un 0,7% en 2013 y se incrementará un 7,1% en 2014.

En relación con las previsiones consideradas por dichos agentes para los consumidores conectados entre 16 y 60 bar, el GTS estima que la demanda de dichos consumidores se incrementará un 15,0% en 2013 y se reducirá un 2,8% en 2014, mientras que las empresas distribuidoras estiman que la demanda se incrementará un 15,3% en 2013 y se reducirá un 0,5% en 2014.

En relación con las previsiones de la demanda de los consumidores conectados entre 16 y 4 bar, el GTS estima que la demanda de dichos consumidores se reducirá un 2,5% en 2013 y un 2% en 2014, mientras que las empresas distribuidoras estiman que la demanda se reducirá un 2,8% en 2013 y se incrementará un 0,1% en 2014.

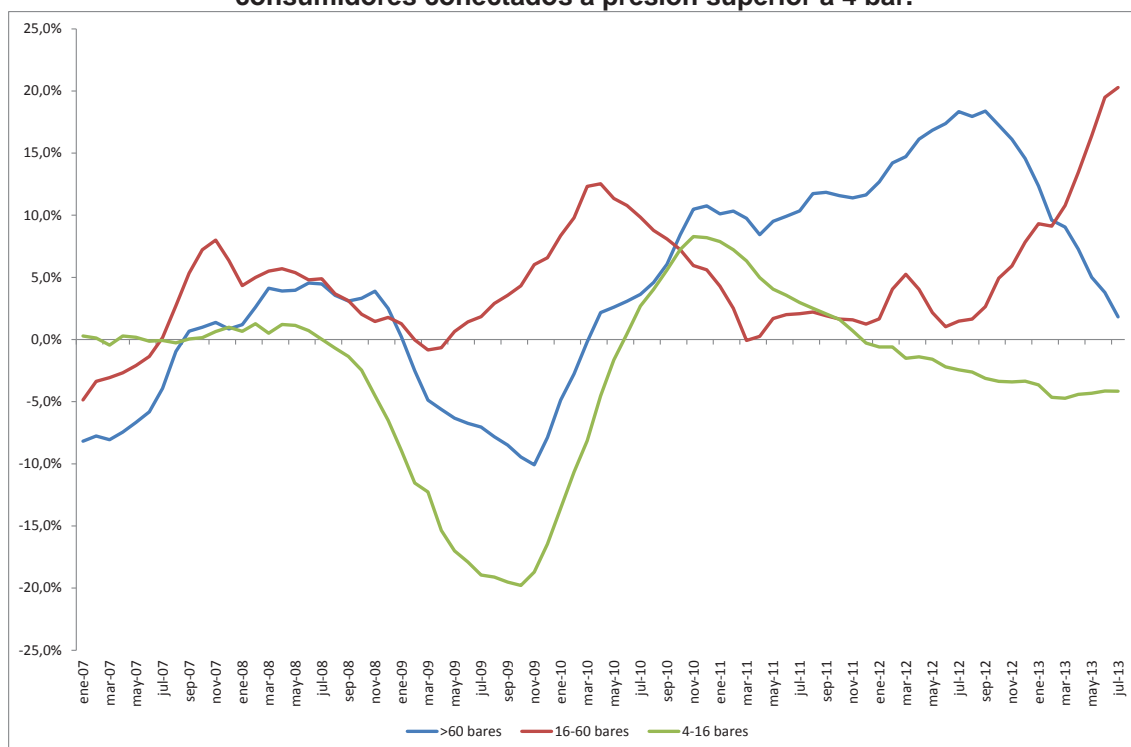
En el Gráfico 7 se muestra la evolución de la tasa interanual de la demanda convencional de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar. Se observa que, mientras que la tasa de variación interanual de los consumidores conectados a presión comprendida entre 16-60 bar muestra un senda creciente, llegando a registrar tasas en julio de 2013 del 15,7%, el resto de niveles de presión (mayor de 60 bar y entre 4-16 bar) muestran un tendencia claramente decreciente. En particular, la media móvil de 12 meses de la demanda de los consumidores conectados a presión superior a 60 bar es en julio de 2013 del 0,3%, mientras que la de los consumidores conectados a presión comprendida entre 4 y 16 bar es del -4,9%.

---

<sup>8</sup> Clientes conectados a redes de presión de diseño inferior a 4 bar, pero facturados a los peajes del grupo 2.



**Gráfico 7. Evolución de la media móvil de 12 meses de la demanda convencional de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar.**



Fuente: CNMC

Las previsiones remitidas por los agentes para el cierre del ejercicio 2013 implican mantener la senda registrada durante los últimos meses, lo que, a su vez, implica un crecimiento de la demanda de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar, derivado del aumento de la demanda de los consumidores conectados en redes de presión de diseño comprendida entre 16 y 60 bar, parcialmente compensado por reducciones de demanda de los consumidores conectados a nivel de presión superior a 60 bar y entre 4 y 16 bar.

Para el ejercicio 2014, ambos agentes estiman un crecimiento de la demanda de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar, consecuencia del aumento de la demanda de los consumidores conectados a redes de presión de diseño superior a 60 bar y un mantenimiento o reducción de la demanda de los restantes niveles de presión, siendo el escenario remitido por las empresas distribuidoras superior al considerado por el GTS.

En el Cuadro 6 se muestra la previsión de la capacidad contratada de la demanda convencional remitida por las empresas transportistas y distribuidoras para los ejercicios 2013 y 2014. No se analizan las capacidades contratadas correspondientes al escenario del GTS al haberse detectado incoherencias en la información proporcionada. En particular, el factor de carga resultante de las previsiones para varios de los peajes de acceso era muy superior al 100%.

Se observa que las citadas empresas estiman que la capacidad contratada se incrementará un 0,1% consecuencia de un incremento de la capacidad contratada de los consumidores con presión superior a 60 bar del 5,1%, de un incremento de la capacidad contratada de los consumidores conectados a presión comprendida entre 16 y 60 bar del 7,4% y de un incremento de la demanda de la capacidad contratada de los consumidores acogidos al peaje 3.5 del 11,3%, todo ello parcialmente compensado por una reducción de la capacidad contratada de los consumidores conectados a nivel de presión comprendida entre 4 y 16 bar del 5,8%.

Por otra parte, las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la capacidad contratada se incrementará en 2014 un 1%, consecuencia de un incremento de la capacidad contratada de los consumidores conectados a nivel de presión superior a 60 bar del 2,5%.

De acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, se estima que la capacidad contratada de la demanda convencional registrada en el periodo comprendido entre agosto 2012 y julio 2013 se ha incrementado un 0,2% respecto de la registrada 12 meses antes. Por lo que se ha considerado como mejor escenario de previsión el remitido por las empresas transportistas y distribuidoras.

**Cuadro 6. Previsión de la capacidad contratada por la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) previstas por las empresas transportistas y distribuidoras.**

EMPRESAS	GWh			Tasa de variación	
	Año 2012 (SIFCO)	Previsión de cierre 2013	Previsión 2014	2013 s /2012	2014 s/ 2013
	<i>P&gt;60 bares</i>	241.867.232	254.295.737	260.683.996	5,1%
<i>16&lt;P&lt;60 bares</i>	116.081.964	124.640.399	124.692.650	7,4%	0,0%
<i>4&lt;P&lt;16 bares</i>	405.378.985	381.882.886	383.626.858	-5,8%	0,5%
<i>P&lt;4 bares (Sólo 3.5)</i>	29.924.171	33.313.455	32.929.829	11,3%	-1,2%
<b>TOTAL</b>	<b>793.252.352</b>	<b>794.132.476</b>	<b>801.933.333</b>	<b>0,1%</b>	<b>1,0%</b>

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC.

Teniendo en cuenta las previsiones de demanda de ambos agentes (GTS y empresas), la evolución registrada en las variables de facturación y las inconsistencias detectadas entre la capacidad contratada en el escenario del GTS, se ha considerado como escenario de previsión el remitido por las empresas transportistas y distribuidoras.

### 3.1.3. Demanda de consumidores interrumpibles

En relación con la previsión de demanda, capacidad contratada y número de clientes acogidos a los peajes interrumpibles, se indica que el GTS estima que

la capacidad contratada interrumpible será en 2013 de 37.037 MWh/día y de 17.075 MWh/día en 2014.

Por el contrario las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la capacidad contratada interrumpible será en 2013 de 5.075 MWh/día tanto en 2013 como en 2014.

En el Cuadro 7 se resumen las capacidades interrumpibles ofertadas y asignadas por zona de interrumpibilidad en el periodo octubre 2012–septiembre 2013 y en el periodo octubre 2013–septiembre 2014, según la información publicada por el GTS.

**Cuadro 7. Capacidades ofertadas y asignadas por zonas de interrumpibilidad. (GWh/día).**

Zonas Interrumpibilidad	Tipo	Oct 12 - Sep 13		Oct 13 - Sep 14		Condición	Fecha prevista en la que entrada en servicio la infraestructura
		Ofertado GWh/día	Asignado GWh/día	Ofertado GWh/día	Asignado GWh/día		
1.- Ramal de Villapresente	A	4,500	4,500	4,500	4,500	Hasta la puesta en servicio del gasoducto Bilbao-Treto	dic-2013
2.-Red de distribución de Lugo	A	1,000	-				
3.-Red de distribución de Avilés-Gijón	A	4,000	0,575	4,000	0,580		
4.-Red de distribución de Valle de Arratia	A	1,000	-	1,000	-		
5.-Red de distribución de Zaldibia-Amezketeta	A	1,000	-	1,000	-		
6.-Red de Pamplona	A			2,000	-	Puente la Reina-Muruarte de Reta y la duplicación Sansoain-Lumbier	
7.- Valle del Ebro - País Vasco	A			32,000	32,000	Hasta la puesta en servicio del gasoducto Zarza de Tajo-Yela	dic-2013
8.- Red prelitoral 45 bar	A			2,000		Hasta la construcción del ramal norte del gasoducto "Martorell-Figueres"	
<b>TOTAL</b>		<b>11,500</b>	<b>5,075</b>	<b>46,500</b>	<b>37,080</b>		

Fuente: GTS y CNMC.

Se observa que en el periodo comprendido entre octubre 2013 y septiembre 2014 la capacidad interrumpible ofertada ha sido de 46,50 GWh/día, de los cuales han sido asignados 37,08 GWh/día.

En relación con lo anterior, se debe señalar que de acuerdo a lo establecido en la Resolución de 15 de julio de 2013:

- La capacidad interrumpible en el Ramal de Villapresente (4,5 GWh/día) se oferta hasta la puesta en servicio del gasoducto Bilbao-Treto, cuya puesta en servicio está prevista para diciembre 2013<sup>9</sup>, de acuerdo con la información presentada por el GTS en la 48ª reunión del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista.

<sup>9</sup>Veáse :

<http://www.enagas.es/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1146261920893&ssbinary=true>

- La capacidad interrumpible en el Valle del Ebro y País Vasco, se oferta hasta la puesta en servicio del gasoducto Zarza de Tajo-Yela, cuya puesta en servicio, igualmente, está prevista para diciembre de 2013, de acuerdo con la información presentada por el GTS en la 48ª reunión.

Teniendo en cuenta (i) las capacidades interrumpibles ofertadas y asignadas por zona de interrumpibilidad, en el periodo octubre 2012–septiembre 2013 y en el periodo octubre 2013–septiembre 2014, y (ii) la entrada en funcionamiento de los gasoductos Zarza de Tajo-Yela y Bilbao-Treto, se estima que la capacidad interrumpible asignada para el periodo 2014 será de 0,58 GWh/día, cantidad sensiblemente inferior a la considerada tanto por el GTS como por las empresas transportistas y distribuidoras. (Véase Cuadro 8).

**Cuadro 8. Previsión de la capacidad interrumpible para el ejercicio 2014 (GWh/día).**

Zonas Interrumpibilidad	Tipo	Año 2014		
		Enero - Septiembre 2014	Octubre - Diciembre 2014	Total
1.- Ramal de Villapresente	A		-	-
2.- Red de distribución de Lugo	A	-	-	-
3.- Red de distribución de Avilés-Gijón	A	0,580	0,580	0,580
4.- Red de distribución de Valle de Arratia	A	-	-	-
5.- Red de distribución de Zaldibia-Amezketeta	A	-	-	-
6.- Red de Pamplona	A	-	-	-
7.- Valle del Ebro - País Vasco	A		-	-
8.- Red preitoral 45 bar	A	-	-	-
<b>TOTAL</b>		<b>0,580</b>	<b>0,580</b>	<b>0,580</b>

Fuente: GTS y CNMC.

Nota: Se excluye de la capacidad asignada correspondiente al Ramal de Villapresente (4,5 GWh/día) y del Valle del Ebro-País Vasco (32 GWh/día), por estar prevista su entrada en funcionamiento en diciembre de 2013.

Se indica que en dicha estimación se ha considerado que no se va a ofrecer, en el periodo octubre 2014 y septiembre 2015, interrumpibilidad en zonas adicionales a las ya consideradas actualmente y que sólo se asigna capacidad en la red de distribución de Avilés – Gijón, en coherencia con los últimas asignaciones realizadas.

Cabe señalar, por último que las previsiones de consumo, caudal y nº de clientes de los peajes interrumpibles remitidas por las empresas se han incorporado en el peaje firme asociado.

### **3.1.4. Escenario de demanda previsto para el ejercicio 2014**

En el Cuadro 9 se muestran los escenarios de demanda previstos para el cierre de 2013 y para 2014 previsto por la Comisión y los remitidos por el GTS y por las empresas gasistas.

Se estima que la demanda de gas natural se reducirá en el año 2013 un 7,7%, siendo dicha variación inferior tanto a la prevista por el GTS para dicho año (-7,0%), pero superior a la variación prevista por las empresas distribuidoras y transportistas (-8,7%).

Adicionalmente, se estima que la demanda en 2014 se incrementará un 2,0% sobre la prevista en el ejercicio 2013, siendo dicha variación inferior a la tasa prevista por el GTS (2,5%) y a la prevista por las empresas distribuidoras y transportistas (6,4%).

**Cuadro 9. Comparación de los escenarios de demanda previstos por los agentes para el cierre de 2013 y 2014. (GWh)**

	2012 (SIFCO)	Escenario CNMC		GTS		Empresas	
		Cierre 2013	2014	Cierre 2013	2014	Cierre 2013	2014
<b>Grupo 1</b>	134.707	110.143	119.216	109.291	122.301	107.069	128.644
<b>Grupo 2</b>	140.729	137.560	135.208	137.328	133.043	136.942	136.532
Firme	139.328	136.459	134.186	136.234	132.048	135.841	135.510
Art. 9 ECO/32/2004	1.401	1.101	1.022	1.094	994	1.101	1.022
<b>Grupo 3</b>	66.699	69.204	69.512	70.173	71.943	69.204	69.512
<b>Materia Prima</b>	6.301	6.256	6.256	8.816	6.620	6.256	6.256
<b>Total T&amp;D</b>	348.437	323.163	330.193	325.608	333.907	319.471	340.944
<b>Suministro GNL directo a cliente final</b>	13.591	10.898	10.632	10.969	11.179	10.898	10.632
<b>Total Demanda</b>	362.028	334.061	340.824	336.577	345.085	330.369	351.576

	Escenario CNMC		GTS		Empresas	
	Tasa de variación		Tasa de variación		Tasa de variación	
	2013 s/2012	2014 s/2013	2013 s/2012	2014 s/2013	2013 s/2012	2014 s/2013
<b>Grupo 1</b>	-18,2%	8,2%	-18,9%	11,9%	-20,5%	20,2%
<b>Grupo 2</b>	-2,3%	-1,7%	-2,4%	-3,1%	-2,7%	-0,3%
Firme	-2,1%	-1,7%	-2,2%	-3,1%	-2,5%	-0,2%
Art. 9 ECO/32/2004	-21,4%	-7,2%	-21,9%	-9,1%	-21,4%	-7,2%
<b>Grupo 3</b>	3,8%	0,4%	5,2%	2,5%	3,8%	0,4%
<b>Materia Prima</b>	-0,7%	0,0%	39,9%	-24,9%	-0,7%	0,0%
<b>Total T&amp;D</b>	-7,3%	2,2%	-6,6%	2,5%	-8,3%	6,7%
<b>Suministro GNL directo a cliente final</b>	-19,8%	-2,4%	-19,3%	1,9%	-19,8%	-2,4%
<b>Total Demanda</b>	-7,7%	2,0%	-7,0%	2,5%	-8,7%	6,4%

Fuente: GTS, empresas transportistas y distribuidoras y CNMC

En el Cuadro 10 se muestran las variables de facturación previstas por la CNMC para el año 2014 resultante de considerar las hipótesis anteriormente descritas.

**Cuadro 10. Previsión de nº clientes, capacidad contratada y consumo previsto para 2013**

	Consumo (GWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga(%)
<b>Grupo 1</b>	119.216	102	750.970	43%
<b>Grupo 2</b>	135.179	4.187	547.705	68%
Firme	134.157	3.768	542.245	68%
Art. 9 ECO/32/2004	1.022	420	5.461	51%
<b>Grupo 3</b>	69.512	7.505.797	487.737	39%
<b>Grupo 4 (Interrumpible)</b>	29	0	575	14%
<b>Materia Prima</b>	6.256	2	15.278	112%
<b>Total T&amp;D</b>	330.193	7.510.088	1.802.265	50%
<b>Suministro GNL directo a cliente final</b>	10.632			
<b>Total Demanda</b>	340.824			

Fuente: GTS, empresas transportistas y distribuidoras y CNMC

Se incluye como Anexo I del presente documento, detalle del nº de clientes, capacidad contratada y consumo previsto para 2014, desagregado por tipo de consumidor (ciclos combinados, centrales térmicas, plantas satélite y resto de consumidores).

### 3.2. Previsión de la reserva de capacidad en los puntos de entrada al sistema

De forma coherente al escenario de demanda previsto para 2014 y sobre la base de la información aportada por el GTS y las empresas gasistas, se han estimado las necesidades de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo, considerando las siguientes hipótesis.

En relación con el almacenamiento subterráneo cabe señalar que de acuerdo con la información remitida por el GTS se estima que para el año 2014 la capacidad útil de los AA.SS sea de 26.715 GWh/día.

Cabe señalar que durante los dos últimos periodos de asignación (Abril 2012 - Marzo 2013, y Abril 2013 - Marzo 2014) parte de la capacidad de almacenamiento subterráneo no ha sido asignada. Teniendo en cuenta lo anterior, se ha procedido de la siguiente manera con el objeto de estimar la capacidad de almacenamiento subterráneo sujeta al pago del canon de AA.SS en 2014:

- Las capacidades previstas para el ejercicio 2014 se han estimado ponderado las capacidades previstas para el periodo enero-marzo 2014 y las previstas para el periodo abril-diciembre 2014.
- Como mejor previsión de las capacidades contratadas, y de cantidades inyectar y extraer para el periodo enero – marzo 2014 se ha considerado la previsión remitida por el GTS para dicho periodo.
- Para el periodo comprendido entre abril-diciembre 2014 se ha considerado como mejor previsión de la capacidad contratada de AA.SS la cantidad de 25.911 GWh/día, resultado de considerar:
  - o La capacidad útil de los AA.SS prevista por el GTS para dicho periodo (26.715 GWh/día)
  - o Las existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico previstas por el GTS para dicho periodo (18.281 GWh/día)
  - o Las existencias mínimas de seguridad de carácter operativo y las existencias destinadas a suministros conectados a redes con presión menor o igual 4 bar asignadas entre abril 2013-marzo 2014 (6.671 GWh/día)
  - o Teniendo en cuenta lo anterior se estima que la capacidad a subastar será de 1.763 GWh/día, de los cuales se considera que serán adjudicados mediante el procedimiento de subasta 960 GWh/día, misma cantidad que la asignada en la última subasta celebrada lo que supone que la cantidad remanente, no contratada sería de 803 GWh/día.
- Para el periodo comprendido entre abril-diciembre 2014 se han mantenido las previsiones de inyección y extracción previstas por el GTS.

En relación con las necesidades de regasificación, almacenamiento de GNL se ha considerado lo siguiente:

- La demanda prevista para determinar el escenario de regasificación es el resultado de sumar la demanda prevista para 2014 (incluyendo la previsión de exportaciones realizada por el GTS) incrementada por las mermas correspondientes, el saldo inyección-extracción previsto para 2013, excluyendo la demanda prevista por los consumidores acogidos al peaje temporal de materia prima<sup>10</sup>.

---

<sup>10</sup> La Disposición transitoria primera de la Orden IET/2182/2012 establece que el peaje temporal de materia prima incluye el término de reserva de capacidad), el peaje de descarga de buques y el peaje de regasificación, por lo que con objeto de no considerar dos veces la demanda de los consumidores acogidos a dicho peaje temporal no se ha considerado dicha demanda a la hora de estimar las necesidades de regasificación.



- La demanda de los clientes conectados a una planta satélite, tanto directamente como a través de una red de distribución, determina la previsión de carga en cisternas para 2014.
- El resto de la demanda puede abastecerse mediante GN o GNL. Se ha considerado como mejor previsión de las entradas por GN el valor previsto por el GTS para 2014 (197.803 GWh).
- Una vez determinadas las necesidades de regasificación globales, se distribuyen dichas cantidades por planta de regasificación en función de la información aportada por el GTS, las empresas propietarias de las plantas de regasificación, y la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.
- El caudal contratado de regasificación para cada una de las plantas de sistema se calcula aplicando el factor de carga registrado en cada planta en el periodo comprendido entre agosto 2012 y julio 2013 (69%, en términos medios), inferior al previsto por el GTS (100%) y por las empresas propietarias (93%).
- El volumen de almacenamiento de GNL para 2014 se ha estimado en función del nº de días de almacenamiento sobre la capacidad contratada de regasificación. En particular, el GTS estima que en 2014 el volumen almacenado será de 8.113 GWh/día (19,5 veces la capacidad contratada de regasificación), mientras que las empresas transportistas y distribuidoras estiman que el volumen de gas almacenado será de 8.227 GWh/día (20 veces la capacidad contratada de regasificación).

Cabe señalar que de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasista el volumen de gas almacenado en el periodo comprendido entre agosto 2012 y julio de 2013 es de 6.109 GWh/día (9,52 veces la capacidad contratada de regasificación), lo que es un 8% inferior al registrado 12 meses antes, si bien el nº de días de capacidad almacenada se ha incrementado un 24% en dicho periodo, consecuencia de la reducción de la capacidad contratada de regasificación.

Teniendo en cuenta lo anterior, y atendiendo a la evolución del nº de días de almacenamiento en planta, se ha considerado como mejor estimación para 2014 de 7.706 GWh/día (12 veces la capacidad contratada de regasificación).

- De acuerdo con la información remitida por el GTS, se estiman que en 2013 se realizarán 63 operaciones de trasvase de planta a buque, trasvasándose la cantidad de 40.327 GWh.

- El volumen a descargar en cada una de las plantas se ha estimado teniendo en cuenta la previsión de la actividad de regasificación y la previsión de trasvase de GNL a buque.

El nº de barcos se ha calculado manteniendo el tamaño medio de los barcos previsto por los propietarios de las instalaciones para el 2014, una vez comprobado que el tamaño medio previsto por dichos agentes (113.520 m<sup>3</sup> GNL) es similar al tamaño medio registrado durante los últimos 12 meses (114.432 m<sup>3</sup> GNL)

En el Cuadro 11 se resume el escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previsto para 2014 resultante de las consideraciones anteriores.

**Cuadro 11. Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para 2014 a efecto del cálculo de los ingresos previstos para 2014.**

	Caudal contratado (MWh/día)/mes	GWh regasificados	
<b>Regasificación</b>	<b>643.716</b>	<b>153.932</b>	
Barcelona	145.845	36.858	
Huelva	174.783	32.607	
Cartagena	59.865	16.894	
Sagunto	110.867	24.744	
Mugardos	56.931	15.689	
Bilbao	95.426	27.140	

	Nº de buques	GWh descargados de buques
<b>Descarga de buques</b>	<b>253</b>	<b>194.639</b>
Barcelona	64	45.490
Huelva	63	47.499
Cartagena	25	23.206
Sagunto	34	24.446
Mugardos	25	20.990
Bilbao	41	33.008

	Nº de buques	GWh descargados de buques
<b>Trasvase de GNL a buque</b>	<b>63</b>	<b>40.327</b>

	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas
<b>Carga en cisternas</b>	<b>43</b>	<b>11.406</b>

	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)
<b>Almacenamiento de GNL</b>	<b>11,97</b>	<b>7.706.448</b>

	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos
<b>Almacenamiento de GN</b>	<b>26.135</b>	<b>9.114</b>	<b>7.064</b>

Fuente: GTS, empresas y CNMC.

En relación con la capacidad contratada por punto de entrada al sistema para 2014, se señala que para las plantas de regasificación se ha considerado la previsión de capacidad y volumen a regasificar en cada punto de entrada.

Para las entradas a través de una conexión internacional se ha considerado, tanto el volumen como la capacidad prevista por el GTS para 2014, una vez contrastadas las previsiones aportadas con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas (véase Cuadro 12).

**Cuadro 12. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema. Año 2014**

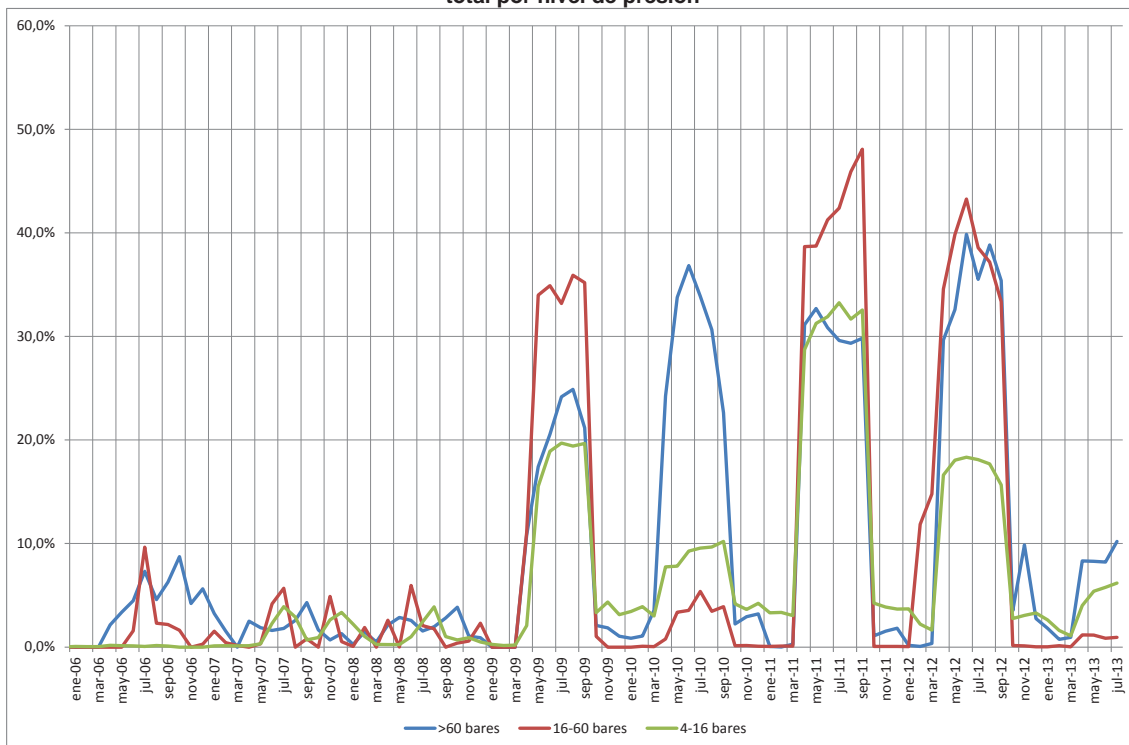
Punto de Entrada	2014		
	Volumen	Capacidad contratada	Factor de Carga
	MWh	Qd (MWh/día)	%
<b>TOTAL</b>	<b>351.735.308</b>	<b>1.309.531</b>	<b>74%</b>
<b>Conexión Internacional</b>	<b>197.755.754</b>	<b>665.662</b>	<b>81%</b>
Tarifa GME	86.460.251	272.031	87%
Irún	0	0	
Larrau	41.610.636	164.749	69%
VIP con Portugal	0	0	
Tuy	0	0	
Badajoz	0	0	
MEDGAZ	69.684.868	228.882	83%
<b>Desde planta de regasificación</b>	<b>153.931.554</b>	<b>643.716</b>	<b>66%</b>
Barcelona	36.857.826	145.845	69%
Cartagena	16.893.504	59.865	77%
Huelva	32.607.219	174.783	51%
Bilbao	27.139.786	95.426	78%
Sagunto	24.743.789	110.867	61%
Mugardos	15.689.429	56.931	76%
<b>Otros</b>	<b>48.000</b>	<b>152</b>	<b>86%</b>
Valdemingómez	48.000	152	86%

Fuente: GTS, empresas y CNMC.

### 3.3. Contratos de duración inferior a 1 año

En el Gráfico 8 se muestra el porcentaje, en términos de energía, que suponen los contratos de duración inferior a un año sobre el total de cada nivel de presión.

**Gráfico 8. Porcentaje en términos de energía que suponen los contratos de duración inferior a un año sobre el total por nivel de presión**



Fuente: CNMC

Se observa que, hasta 2009, el porcentaje que suponían dichos contratos sobre el total de cada nivel de presión se mantenía entre el 0 y el 5%. No obstante, la modificación introducida por la Orden ITC/3802/2008, permitiendo la simultaneidad en un mismo punto de suministro de un contrato de corto y largo plazo, ha supuesto un incremento sustancial de dichos contratos llegando a alcanzar durante los meses de verano el 40% de la demanda de los consumidores conectados a presión superior a 60 bar.

En consecuencia, se hace necesario desagregar la previsión de demanda para 2014 entre demanda de largo plazo y demanda de corto plazo, con objeto de ajustar la estimación de los ingresos previstos para dicho ejercicio.

No obstante lo anterior, se considera necesario señalar la dificultad de realizar una previsión sobre la demanda de los contratos de corto plazo para dicho ejercicio, como consecuencia de las propias características de dichos contratos, y las modificaciones introducidas en los coeficientes aplicables a este tipo de contratos por la Orden IET/849/2012.

En el Cuadro 13 se muestra la previsión de contratos de duración inferior a 1 año, resultante de considerar las previsiones remitidas por las empresas transportistas y distribuidoras. Se observa que el porcentaje de contratos a corto plazo previsto por las empresas distribuidoras y transportistas para 2014 para el grupo 1 se sitúa en el 10%, en línea con el porcentaje registrado durante los últimos 12 meses (agosto 2012 – julio 2013) e inferior al registrado en 2012 (19%).

Asimismo, el porcentaje de demanda abastecida mediante contratos de corto plazo del grupo 2, previsto para 2014, se sitúa en el 3%, inferior al registrado entre agosto de 2012 y julio de 2013 (8%) y en 2012 (14%).

**Cuadro 13. Contratos de duración inferior a 1 año. Previsión 2014 (GWh)**

	TOTAL	Corto Plazo	%
<b>Grupo 1</b>	119.216	12.072	10,1%
<b>Grupo 2</b>	135.179	4.001	3,0%
Firme	134.157	3.999	3,0%
Art. 9 ECO/32/2004	1.022	2	
<b>Grupo 3</b>	69.512	56	0,1%
<b>Grupo 4 (Interrumpible)</b>	29		
<b>Materia Prima</b>	6.256		
<b>Total T&amp;D</b>	330.193	16.129	4,9%
<b>Regasificación</b>	153.932	2.177	1,4%
<b>Carga en Cisternas</b>	11.406	182	1,6%

Fuente: Empresas y CNMC.

#### 4. Ingresos previstos para el ejercicio 2014

En el Cuadro 15 se muestran los ingresos previstos para el ejercicio 2014 resultado de aplicar a las variables de facturación previstas para dicho año los peajes y cánones establecidos en la Orden IET/2812/2012, habiéndose considerado adicionalmente las siguientes hipótesis:

- **Plantas Satélite:** se han aplicado las condiciones de facturación establecidas en el artículo 9 de la Orden ITC/3128/2011 y en el artículo 13 de la Orden IET/2812/2012.
- **Capacidad de regasificación:** se ha aplicado a la capacidad contratada por planta el factor de utilización de la capacidad contratada registrado entre agosto de 2012 y julio de 2013, de acuerdo la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas. Esto es, un 87,9%.
- **Reserva de capacidad:** se ha aplicado a la capacidad contratada de reserva de capacidad el factor de utilización registrado entre agosto de 2012 y julio de 2013, de acuerdo la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas. Esto es, un 85,3%.

- Capacidad facturada por grupo tarifario: teniendo en cuenta la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas para el periodo comprendido agosto de 2012 y julio de 2013, se han aplicado los factores de utilización de la capacidad contratada que figuran en el Cuadro 14.

Cabe destacar que de acuerdo la información de dicha base de datos tanto en 2012 como durante los últimos 12 meses el factor de utilización de la capacidad contratada de los consumidores del grupo 2.bis (artículo 9 Orden ECO/32/2004), es sistemáticamente superior al 100% (118% en 2012 y 119% en los últimos 12 meses), por lo que se ha considerado un factor del 110%.

**Cuadro 14. Factor de utilización del caudal contratado considerado en el escenario de facturación.**

		Demanda destinada a Generación Eléctrica	Demanda Convencional	
<b>Salida de la Red de Transporte</b>	<i>Grupo 1</i>		90,5%	98,9%
	<i>Grupo 2</i>	<i>16&lt;P&lt;60 bares</i>	98,2%	100,1%
		<i>4&lt;P&lt;16 bares</i>	98,2%	98,3%
		<i>Art. 9 ECO/32/2004</i>	98,2%	118,7%
	<i>Grupo 4 (Interrumpible)</i>	<i>Grupo A</i>	89,9%	102,5%
<i>Grupo B</i>		89,9%	99,1%	
<b>Entrada a la red de Transporte</b>	<i>Desde conexión Internacional</i>		85,3%	
	<i>Desde Planta de Regasificación</i>		87,9%	

- Demanda de corto plazo: para calcular los ingresos previstos en 2014 se ha tenido en cuenta el impacto de los contratos de corto plazo. En particular, se ha minorado los ingresos en la cantidad de 16,5 M€.
- Otros ingresos: se ha considerado como mejor previsión de los ingresos en concepto de venta de condensados la incluida en el cálculo de "Previsión de la desviación esperada sobre las retribuciones acreditadas para el sector gasista en el año 2013", esto es, 1.291,6 miles de €.

No se han considerado ingresos por penalizaciones por desbalances de GNL en planta, AOC y EO, ni ingresos por subasta de almacenamiento subterráneo debido a que en el momento de elaboración del presente informe su importe es desconocido o de difícil previsión. Asimismo, no se han considerado ingresos resultantes de aplicar el peaje interrumpible a las conexiones internacionales.

El importe por dichos conceptos considerado en el cálculo de la “Previsión de la desviación esperada sobre las retribuciones acreditadas para el sector gasista en el año 2012” ha sido de 4.648,91 miles de euros.

**Cuadro 15. Ingresos previstos para 2014 resultado de facturar las variables de facturación previstas para 2014 a los precios de la Orden IET/2812/2013.**

Ingresos previstos resultantes de aplicar los peajes y cánones vigentes al escenario de demanda previsto CNMC	
Miles de €	
<b>(A). Actividad de Regasificación</b>	<b>338.910</b>
<i>Peaje de descarga de buques</i>	15.987
<i>Peaje de carga en cisternas</i>	15.379
<i>Peaje de regasificación</i>	145.902
<i>Almacenamiento GNL</i>	89.089
<i>Trasvase de GNL a buque</i>	72.554
<b>(B). Almacenamiento Subterráneo (1)</b>	<b>133.338</b>
<b>(C). Transporte y Distribución</b>	<b>2.516.244</b>
<i>Reserva de Capacidad</i>	139.458
<i>Término de conducción</i>	2.359.350
<i>Peajes de exportaciones</i>	17.436
<b>(E). Ingresos de actividades reguladas (A) + (B) + (C)</b>	<b>2.988.493</b>

Fuente: CNMC

(1) Incluye los ingresos procedentes de la venta de condensados

## **5. Análisis de sensibilidad de los ingresos a variaciones de la demanda**

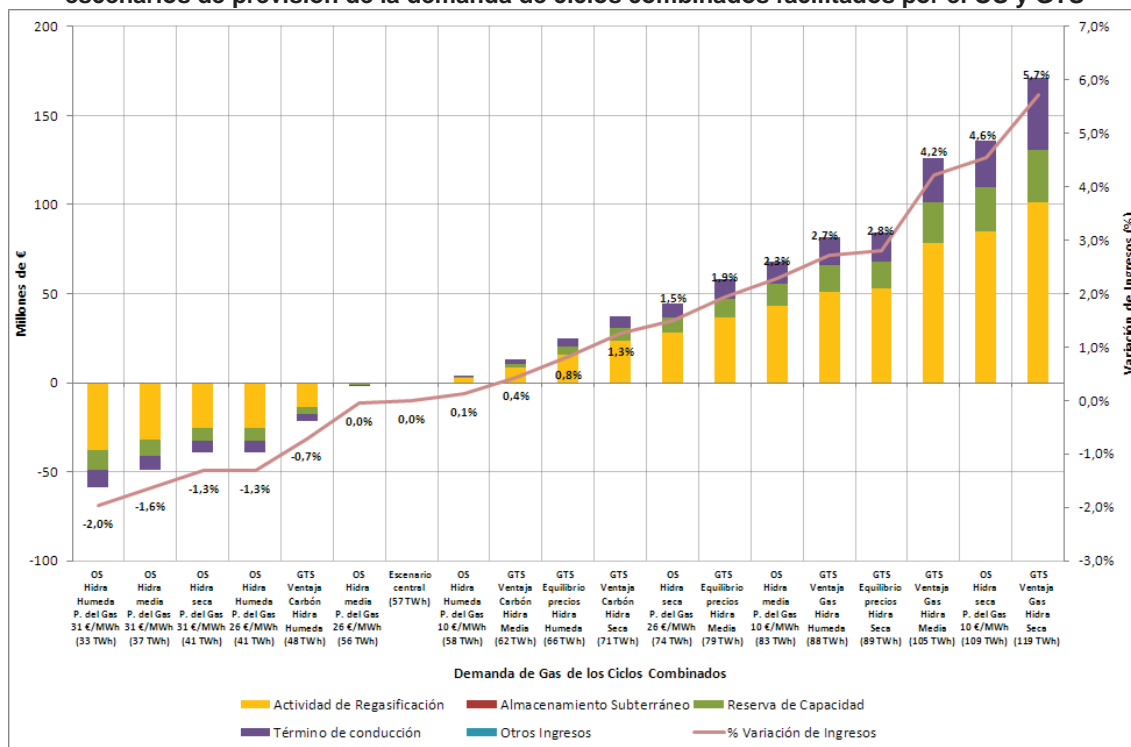
Teniendo en cuenta el elevado grado de incertidumbre sobre la evolución de la demanda de gas natural, se ha analizado la sensibilidad del escenario de ingresos ante distintos escenarios de demanda eléctrica. En particular:

- Si se considerara la demanda de ciclos combinados del escenario central previsto por el GTS, manteniendo el resto de hipótesis consideradas los ingresos previstos para 2014 serían de 3.001.495 miles de € (13.002 miles de € superior al considerado por esta Comisión).
- Si se considerara como demanda de ciclos combinados el escenario central previsto por el OS, manteniendo el resto de hipótesis consideradas los ingresos previstos para 2014 serían de 2.987.090 miles de € (1.403 miles de € inferior al considerado por esta Comisión).
- Adicionalmente, en Gráfico 9 se presenta el impacto sobre los ingresos del sistema de considerar cada uno de los escenarios de previsión de la demanda de los ciclos combinados remitidos por los distintos agentes, manteniendo el resto de hipótesis consideradas.

En el escenario más desfavorable de consumo de ciclos combinados (33 TWh, escenario inferior del OS) los ingresos del sistema se reducirían en 59 M€, mientras que en el caso más favorable de consumo de ciclos combinados (119,2 TWh, escenario superior previsto por el GTS) los ingresos del sistema aumentarían en 171 M€.



**Gráfico 9. Impacto sobre el escenario de ingresos previsto para 2014 de considerar los distintos escenarios de previsión de la demanda de ciclos combinados facilitados por el OS y GTS**

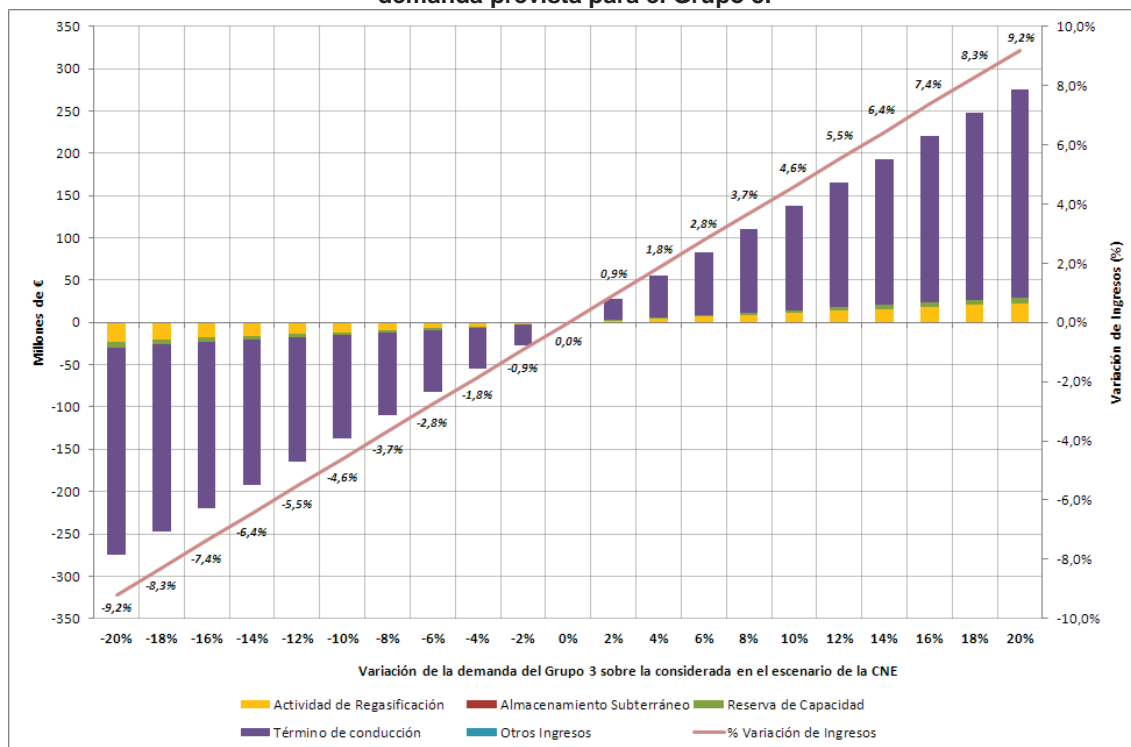


Fuente: OS, GTS, Empresas y CNMC

Finalmente, en el Gráfico 10 se presenta la sensibilidad del escenario de ingresos previsto por la CNMC ante variaciones de la demanda del Grupo 3, considerando, en todos los casos, las hipótesis descritas anteriormente.

Se indica que la variación de la demanda del Grupo 3, supone una modificación de las necesidades de regasificación, y en consecuencia una modificación de los ingresos por descarga y regasificación, así como una modificación de la capacidad de entrada al sistema y en consecuencia de los ingresos por reserva de capacidad asociados.

**Gráfico 10. Impacto sobre el escenario de ingresos previsto para 2014 de una variación de la demanda prevista para el Grupo 3.**



Fuente: CNMC

Se observa que, un desvío en la previsión del 10% de la demanda del grupo 3 supone una variación de los ingresos previstos para 2013 del 4,6%, a los precios establecidos en la Orden IET/2812/2012.

Es decir, si la demanda real del grupo 3 para el ejercicio 2014 fuera un 10% inferior a la demanda considerada en el presente informe, los ingresos serían 138 M€ inferiores a los previstos.

Cabe destacar el gran impacto que tiene la demanda del grupo 3 en la determinación de los ingresos previstos, por lo que es especialmente importante ajustar las previsiones de demanda de este tipo de consumidores.

# **ANEXO I: ESCENARIO DE DEMANDA EN CONSUMIDOR FINAL PREVISTO PARA 2014**

Presión	Código	Tarifa/Peaje	Volumen	Previsión año 2014															
				Citas combinadas				Centrales térmicas				Pantais Suelite				Resto (*)			
				Volumen MWh	Capacidad Contratada Promedio Qd (kWh/día)	Clientes Promedio Nº	Capacidad Contratada Promedio Qd (kWh/día)	Volumen MWh	Capacidad Contratada Promedio Qd (kWh/día)	Clientes Promedio Nº	Capacidad Contratada Promedio Qd (kWh/día)	Volumen MWh	Capacidad Contratada Promedio Qd (kWh/día)	Clientes Promedio Nº	Capacidad Contratada Promedio Qd (kWh/día)	Volumen MWh	Capacidad Contratada Promedio Qd (kWh/día)	Clientes Promedio Nº	Capacidad Contratada Promedio Qd (kWh/día)
<b>TOTAL GRUPO 1</b>				49.630.339	36	493.530.876	534.226	4	12.033.333	0	0	69.051.911	62	245.005.553	119.216.476	102	750.969.762		
<b>GRUPO 1</b>				46.630.339	36	493.530.876	534.226	4	12.033.333	0	0	69.051.911	62	245.005.553	119.216.476	102	750.969.762		
P<=60 bares				1.970.021	3	4.001.639	51.949	3	2.533.333	0	0	1.014.439	14	4.161.749	1.828.921	25	10.368.762		
16<P<=60 bares				46.859.786	23	481.112.964	482.276	0	9.500.000	0	0	15.491.970	30	17.934.267	17.934.267	35	98.004.937		
<b>TOTAL GRUPO 2</b>				6.989.661	1	33.000.000	119.724	1	1.500.000	523	28.900	128.086.659	4.183	513.176.544	135.178.557	4.187	547.705.444		
<b>GRUPO 2</b>				6.989.661	1	33.000.000	119.724	1	1.500.000	523	28.900	128.086.659	4.183	513.176.544	135.178.557	4.187	547.705.444		
201				0	0	0	0	0	0	0	36.841.481	13	124.032.650	43.811.112	140	157.032.650			
202				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
203				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
204				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
205				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
206				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
<b>GRUPO 2</b>				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
4<P<=16 bares				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
4<P<=16 bares				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
P<=4 bares (2)				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
<b>TOTAL INTERURBIMBLES</b>				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
<b>GRUPO A</b>				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
P<=60 bares				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
16<P<=60 bares				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
4<P<=16 bares				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
<b>GRUPO B</b>				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
P<=60 bares				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
16<P<=60 bares				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
4<P<=16 bares				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
<b>TOTAL ARIFA / PEAJE 3.x</b>				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
<b>GRUPO 3</b>				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
P<=4bar (3)				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
<b>PEAJE DE MATERIA PRIMA</b>				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Suministro GNL Directo a cliente final (3)				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
<b>TOTAL GAS DE EMISIÓN</b>				56.609.000	37	526.530.876	653.949	5	13.533.333	11.406.463	74.766	47.467.115	7.457.700	1.257.996.277	340.924.339	7.510.088	1.802.265.949		

**ANEXO II:  
INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS  
PARA 2014**

Orden IET/2812/2012

1. Peaje de Regasificación

	MWh	Caudal (MWh/día/mes)	Factor carga	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
<b>Peaje de Regasificación</b>	<b>165.338.037</b>	<b>643.716</b>	<b>70,4%</b>	<b>159.370</b>	<b>90.452</b>	<b>249.822</b>	<b>0,1511</b>
Peaje de descarga de buques	194.639.251			6.229	9.758	15.987	0,0082
Peaje de carga en cisternas	11.406.483			13.509	1.870	15.379	0,1348
Peaje de regasificación	153.931.554			128.697	17.204	145.902	0,0948
Trasvase de GNL a buques	40.327.000			10.934	61.620	72.554	0,1799
Descarga + Regasificación	153.931.554					158.545	0,1030
Descarga + Carga en cisternas	11.406.483					16.316	0,1430

2. Almacenamiento Subterráneo

	MWh iny/extr	Capacidad contratada GWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
<b>Almc. Subterráneo</b>	<b>16.177.748</b>	<b>26.135</b>	<b>128.897</b>	<b>3.149</b>	<b>132.047</b>	<b>0,8162</b>

3. Almacenamiento GNL

	MWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
<b>Almc. GNL</b>	<b>7.706.448</b>		<b>89.089</b>	<b>89.089</b>	<b>1,1560</b>

4. Peaje de Transporte y Distribución (Total sistema)

Entrada al Sistema	Consumo (MWh)	Capacidad contratada (kWh/día)	Reserva Capacidad (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
<b>Entrada al Sistema</b>	<b>351.735.308</b>	<b>1.309.531</b>	<b>139.458</b>	<b>139.458</b>	<b>0,0396</b>

	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
<b>Grupo 1</b>	<b>119.216.476</b>	<b>102</b>	<b>750.969.762</b>	<b>302.932</b>	<b>302.932</b>	<b>0,2541</b>
Firme	119.216.476	102	750.969.762	302.932	302.932	0,2541
Interrumpible (A+B)	0	0	0	0	0	
<b>Grupo 2</b>	<b>135.207.924</b>	<b>4.187</b>	<b>548.280.444</b>	<b>394.110</b>	<b>394.110</b>	<b>0,2915</b>
Firme	134.157.016	3.768	542.244.508	379.108	379.108	0,2826
Interrumpible (A+B)	29.367	0	575.000	203	203	0,6917
Art. 9 ECO/32/2004	1.021.541	420	5.460.936	14.799	14.799	1,4487
<b>Grupo 3</b>	<b>69.512.060</b>	<b>7.505.797</b>	<b>487.736.699</b>	<b>1.655.005</b>	<b>1.655.005</b>	<b>2,3809</b>
<b>Materia Prima</b>	<b>6.256.280</b>	<b>2</b>	<b>15.278.443</b>	<b>7.303</b>	<b>7.303</b>	<b>0,1167</b>
<b>Total T&amp;D</b>	<b>330.192.739</b>	<b>7.510.088</b>	<b>1.802.265.349</b>	<b>2.359.350</b>	<b>2.359.350</b>	<b>0,7145</b>

Total Acceso

330.192.739

2.969.764

0,8994

5. Otros peajes y cánones

	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
<b>Peajes de Transito Internacional</b>	<b>22.184.123</b>	<b>0</b>	<b>27.000.000</b>	<b>17.436</b>	<b>17.436</b>	<b>0,0786</b>
Resultado Subasta AA.SS						
Venta Condensados					1.292	
<b>Total otros peajes y cánones</b>	<b>22.184.123</b>				<b>18.728</b>	<b>0,0844</b>
<b>Total</b>	<b>352.376.862</b>				<b>2.988.493</b>	<b>0,8481</b>



COMISIÓN NACIONAL DE LOS  
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

