



**RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS
POR LA QUE SE DA PUBLICIDAD AL INFORME DE SUPERVISIÓN DE LOS
ASPECTOS RELATIVOS A LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO DEL SISTEMA
GASISTA ESPAÑOL ESTABLECIDO EN EL ARTÍCULO 100.3 DE LA LEY 34/1998, DE
7 DE OCTUBRE DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS.**

La Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE, establece en su artículo 5 que los Estados Miembros se harán cargo de supervisar los aspectos relacionados con la seguridad del suministro.

Los aspectos objeto de dicha supervisión incluirán el equilibrio de la oferta y la demanda en el mercado nacional, el nivel de demanda prevista y de suministros disponibles y las capacidades adicionales en proyecto o en construcción, la calidad y el nivel de mantenimiento de las redes, así como las medidas destinadas a hacer frente a los momentos de máxima demanda y a las insuficiencias de uno o más suministradores.

Asimismo, en el mencionado artículo 5 de la Directiva 2009/73/CE se establece que antes del 31 de julio de cada año se publicarán los resultados de la supervisión de dichos aspectos, así como las medidas adoptadas o previstas para solventar los problemas hallados.

Por otra parte, en diciembre de 2010 entró en vigor el Reglamento 994/2010 sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas que derogó la Directiva 2004/67 del Consejo y actualizó el marco jurídico para la seguridad de suministro de gas.

A los efectos previstos en dicho Reglamento, y de acuerdo con la normativa vigente (ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos) la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo es la autoridad competente responsable de velar por la aplicación de las medidas de seguridad de suministro de gas



El Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, para dar cumplimiento a las directrices de la Directiva, modificó en su artículo 2.Veintitrés, el artículo 100 de la ley 34/1998, de 7 de octubre del sector de Hidrocarburos. De acuerdo con dicha modificación el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, en colaboración con la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, elaborará y publicará, antes del 31 de julio de cada año, un informe con los resultados de la supervisión de los aspectos relativos a la seguridad de suministro, así como las medidas adoptadas o previstas para solventar los problemas hallados.

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, resuelvo:

Primero. Publicación

Publicar el *"INFORME SOBRE LA SUPERVISIÓN DE LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL"* que se adjunta en el presente Anexo, en la página web del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Segundo. Notificación.

Esta resolución se notificará a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), la Comisión Nacional de Energía y al Gestor Técnico del Sistema

Contra la presente resolución, cabe interponer recurso de alzada ante el Sr. Secretario de Estado de Energía, en el plazo de un mes, de acuerdo con lo establecido en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Madrid, 30 de julio de 2012

EL DIRECTOR GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS

Fdo.: Jaime Suarez Pérez-Lucas

**INFORME SOBRE LA SUPERVISIÓN
DE LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO
DE GAS NATURAL**

AÑO 2011

Julio 2012

INTRODUCCIÓN

La Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE, establece en su artículo 5 que los Estados Miembros se harán cargo de supervisar los aspectos relacionados con la seguridad del suministro. Asimismo establece que la supervisión abarcará el equilibrio de la oferta y la demanda en el mercado nacional, el nivel de demanda prevista y de suministros disponibles y las capacidades adicionales en proyecto o en construcción, la calidad y el nivel de mantenimiento de las redes, así como las medidas destinadas a hacer frente a los momentos de máxima demanda y a las insuficiencias de uno o más suministradores. Antes del 31 de julio de cada año se publicarán los resultados de la supervisión de dichos aspectos, así como las medidas adoptadas o previstas para solventar los problemas hallados.

Por otro lado, el Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, para dar cumplimiento a las directrices de la Directiva, recoge en su artículo 2. Veintitrés, que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo en colaboración con la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos elaborará y publicará, antes del 31 de julio de cada año, un informe con los resultados de la supervisión de los aspectos relativos a la seguridad de suministro, así como las medidas adoptadas o previstas para solventar los problemas hallados.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

- 1. EQUILIBRIO OFERTA DEMANDA**

- 2. DEMANDA PREVISTA Y SUMINISTROS DISPONIBLES**

- 3. CAPACIDADES ADICIONALES EN PROYECTO O EN CONSTRUCCIÓN**

- 4. CALIDAD Y NIVEL DE MANTENIMIENTO DE LAS REDES**

- 5. MEDIDAS DESTINADAS A GARANTIZAR LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO**

- 6. RESULTADOS**

1. EQUILIBRIO OFERTA DEMANDA

1.1 Demanda de gas natural

De acuerdo con el Informe-Resumen 2011 del Boletín Estadístico de Hidrocarburos,¹ La demanda de gas natural del mercado español en 2011 ascendió a 377.792 GWh, un 6,6% menos que la experimentada en el pasado año. Este descenso se debe, en primer lugar, a las cálidas temperaturas medias del año, en segundo lugar, al mantenimiento de la debilidad de la producción industrial, sobre todo en el segundo semestre del año y por último, a la creciente competencia de las energías renovables, que afecta especialmente al gas natural destinado a generación eléctrica.

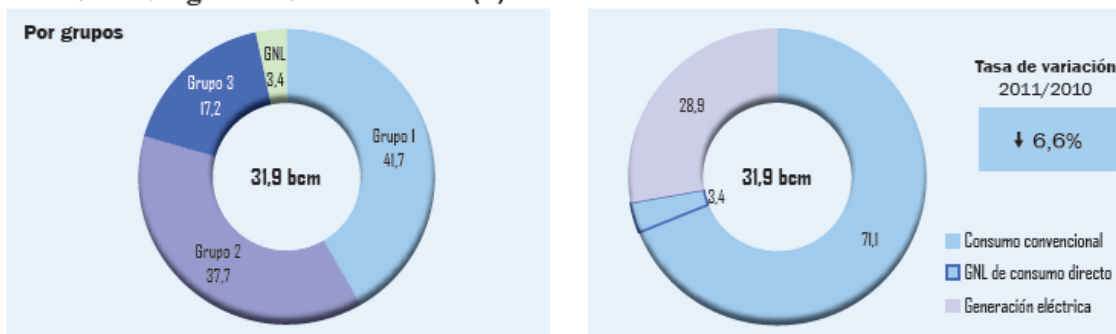
Consumo de gas natural

	2011		2010		2009		Tv (%) 2011/2010
	GWh	Estructura (%)	GWh	Estructura (%)	GWh	Estructura (%)	
Consumo convencional	268.771	71,1	269.519	66,7	246.625	61,0	-0,3
Generación eléctrica	109.021	28,9	134.797	33,3	157.930	39,0	-19,1
GNL de consumo directo (*)	12.887	3,4	10.934	2,7	10.004	2,5	17,9
TOTAL	377.792	100,0	404.315	100,0	404.555	100,0	-6,6

(*) GNL de consumo directo incluido en consumo convencional.

Fuente: CORES. Boletín Estadístico de Hidrocarburos

Consumo de gas natural en 2011 (%)

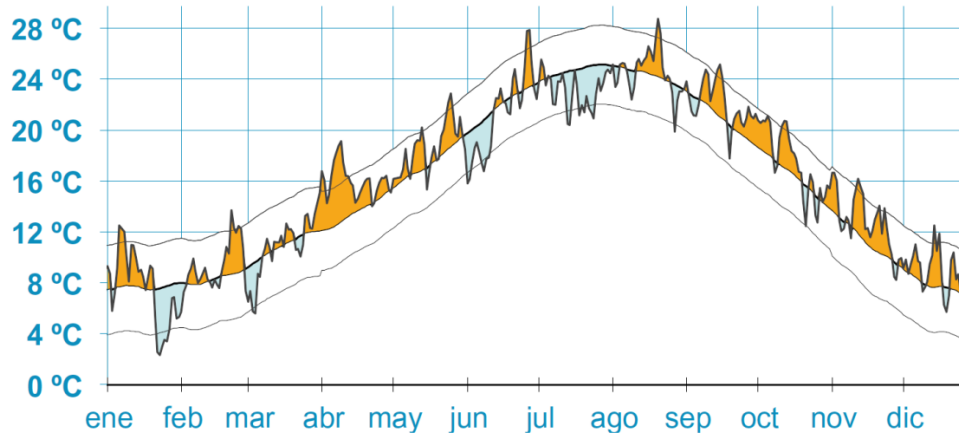


Fuente: CORES. Boletín Estadístico de Hidrocarburos

El consumo convencional ascendió a 268.771 GWh y se anotó una ligera contracción del 0,3%, debido principalmente a unas temperaturas anormalmente altas, que han hecho de este año uno de los más cálidos de la última década, y ello además, a pesar de una ola de frío registrada desde finales de enero hasta principios de febrero, que propició que se alcanzara un record de demanda diaria de 1.179 GWh el 24 de enero.

Temperaturas medias durante el año 2011

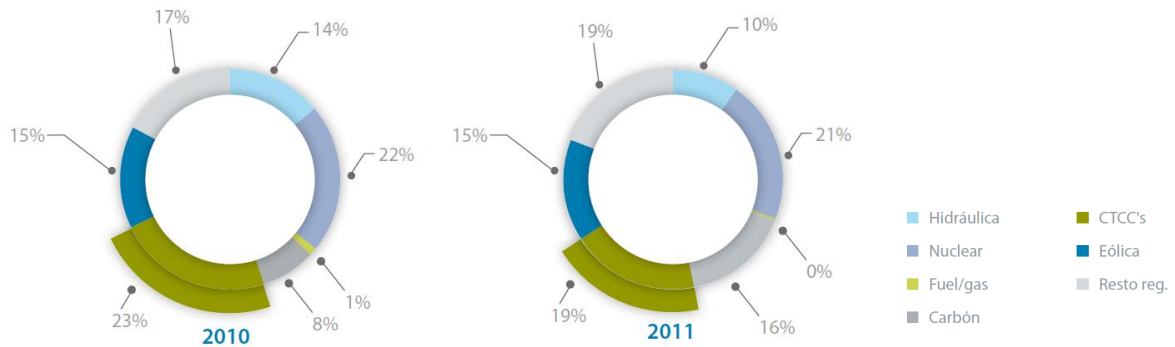
¹Fuente de información: Resolución de 15 de diciembre de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen formularios para la remisión de información de los sujetos del sistema gasista de gas natural.



Fuente: Gestor Técnico del Sistema. Informe 2011

El consumo de gas natural para generación eléctrica fue de 109.021 GWh disminuyendo un 19,1% durante este período. El descenso se debió principalmente a la menor participación de los ciclos combinados en el mix eléctrico (del 23% en 2010 al 19% en 2011), al aumento de la participación del carbón y, en menor medida, al incremento de generación eléctrica de fuentes renovables.

Mix de generación eléctrica



Fuente: Gestor Técnico del Sistema. Informe 2011

Se produjo una clara estacionalidad en los consumos mensuales de gas natural, con una acusada punta entre los meses de noviembre y marzo.

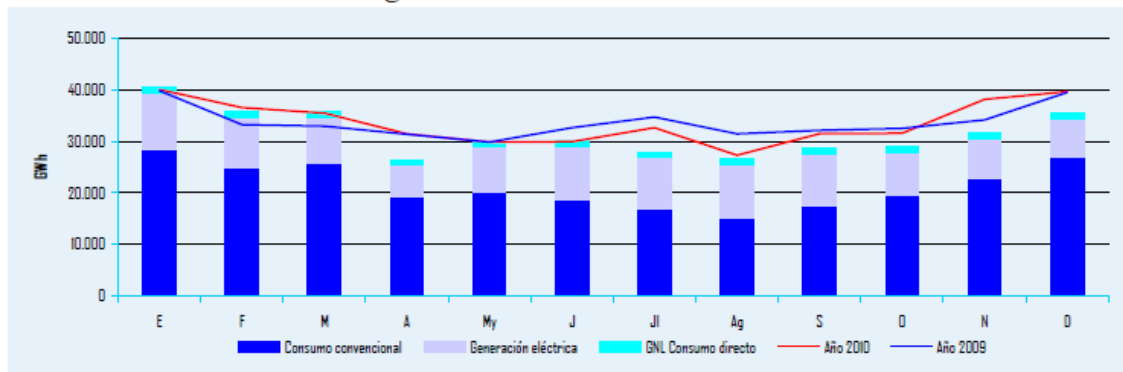
Consumo mensual de gas natural en 2011 (GWh)

Mes	Consumo convencional (*)	Generación eléctrica	GNL de consumo directo (*)	Total
Enero	29.536	11.046	1.121	40.582
Febrero	25.860	9.838	1.057	35.698
Marzo	26.874	8.827	1.111	35.701
Abril	20.354	6.042	987	26.396
Mayo	20.989	8.858	825	29.847
Junio	19.763	10.376	1.167	30.139
Julio	17.951	10.002	1.025	27.953
Agosto	16.091	10.501	1.109	26.592
Septiembre	18.671	9.994	1.106	28.665
Octubre	20.626	8.346	1.097	28.972
Noviembre	24.035	7.700	1.178	31.735
Diciembre	28.021	7.490	1.104	35.512
Total	268.771	109.021	12.887	377.792

(*) GNL de consumo directo incluido en consumo convencional.

Fuente: CORES. Boletín Estadístico de Hidrocarburos

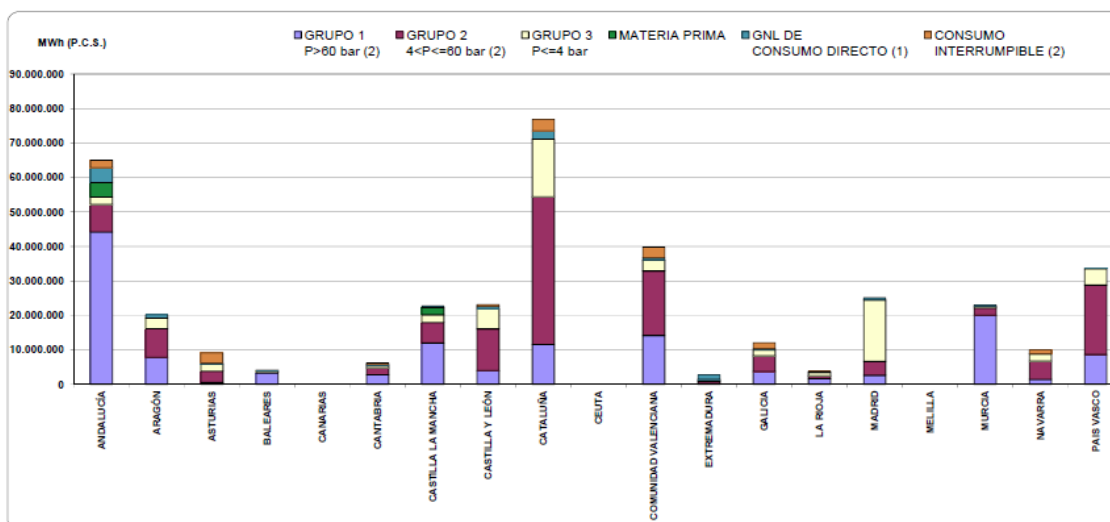
Evolución del consumo de gas natural



Fuente: CORES. Boletín Estadístico de Hidrocarburos

En la tabla de distribución del consumo de gas natural por Comunidades se aprecian los distintos niveles de penetración en el territorio. El emplazamiento geográfico de las centrales de ciclo combinado incide de forma acusada en el reparto del consumo por Comunidades Autónomas. Cataluña es la Comunidad Autónoma con un mayor consumo de gas natural con el 20,4%, seguida de Andalucía con el 16,6% y la Comunidad Valenciana con el 10,7%.

Consumo de gas natural por Comunidades Autónomas



Fuente: CORES

1.2 Oferta de gas natural

Como consecuencia de la debilidad de la demanda de gas natural, las importaciones totales según el Informe-Resumen 2011 del Boletín Estadístico de Hidrocarburos², se situaron el año 2011 en 399.100 GWh, un 3,3% menos que el pasado año. En lo que respecta a los orígenes del gas natural, se mantiene una buena diversificación, con 10 orígenes diferentes.

Importaciones de gas natural por países

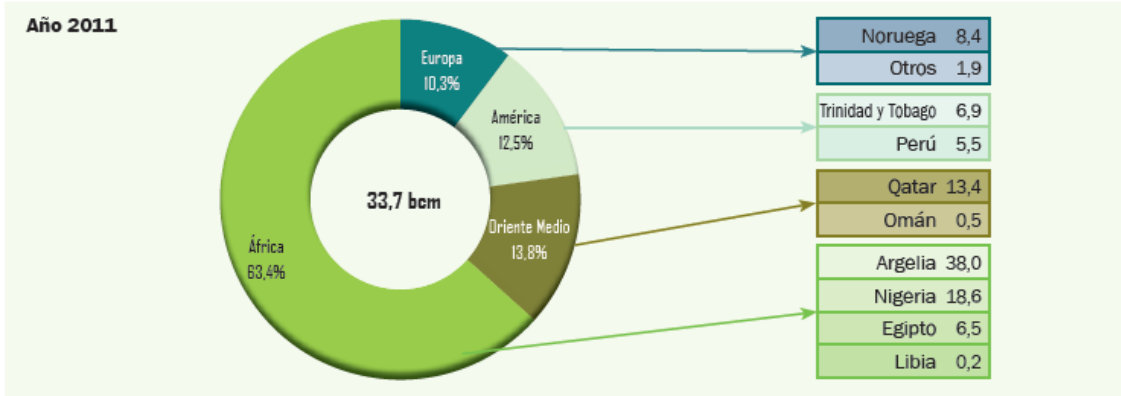
	2011		2010		2009		Tv (%) 2011/2010
	GWh	Estructura (%)	GWh	Estructura (%)	GWh	Estructura (%)	
Argelia	151.797	38,0	134.159	32,5	142.196	34,6	13,1
GN	108.438	27,2	81.219	19,7	80.900	19,7	33,5
GNL	43.359	10,9	52.939	12,8	61.296	14,9	-18,1
Nigeria	74.209	18,6	86.993	21,1	50.879	12,4	-14,7
Qatar	53.302	13,4	65.533	15,9	51.645	12,6	-18,7
Noruega	33.492	8,4	37.626	9,1	38.112	9,3	-11,0
Trinidad y Tobago	27.686	6,9	36.972	9,0	49.066	12,0	-25,1
Egipto	25.933	6,5	32.728	7,9	51.544	12,6	-20,8
Perú	22.023	5,5	7.164	1,7	-	-	207,4
Omán	1.918	0,5	1.931	0,5	15.125	3,7	-0,7
Libia	967	0,2	4.128	1,0	8.495	2,1	-76,6
Yemen	-	-	2.968	0,7	1.048	0,3	-
Otros	7.775	1,9	2.727	0,7	2.448	0,6	185,1
TOTAL GENERAL	399.100	100,0	412.928	100,0	410.556	100,0	-3,3

Fuente: CORES. Boletín Estadístico de Hidrocarburos

²Fuente de información: Resolución de 15 de diciembre de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen formularios para la remisión de información de los sujetos del sistema gasista de gas natural.

Argelia, con un incremento del 13,1%, se mantiene como el primer proveedor del Sistema gasista español, con un 38,0% del total, cinco puntos porcentuales más que en el pasado año. Las importaciones procedentes de Nigeria, en segundo lugar en importancia, suponen el 18,6% y a continuación las de Qatar, con una participación del 13,4%. En lo que respecta a otros orígenes, destaca Perú, que ha incrementado su cuota sensiblemente, respecto del año anterior, hasta alcanzar el 5,5 % del total.

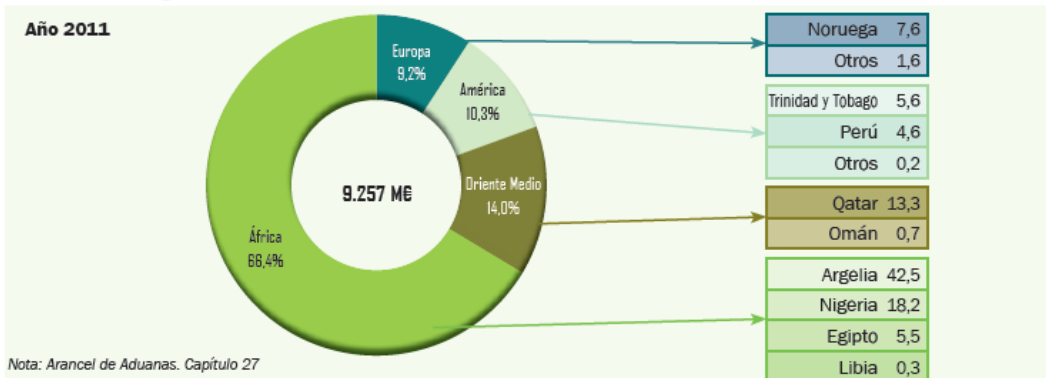
Importaciones de gas natural por países y áreas económicas (%)



Fuente: CORES. Boletín Estadístico de Hidrocarburos

Desde al año 2008, en el que se inicia la crisis económica, las compras exteriores de gas natural han caído un 12,5%.

Factura de gas natural (%)



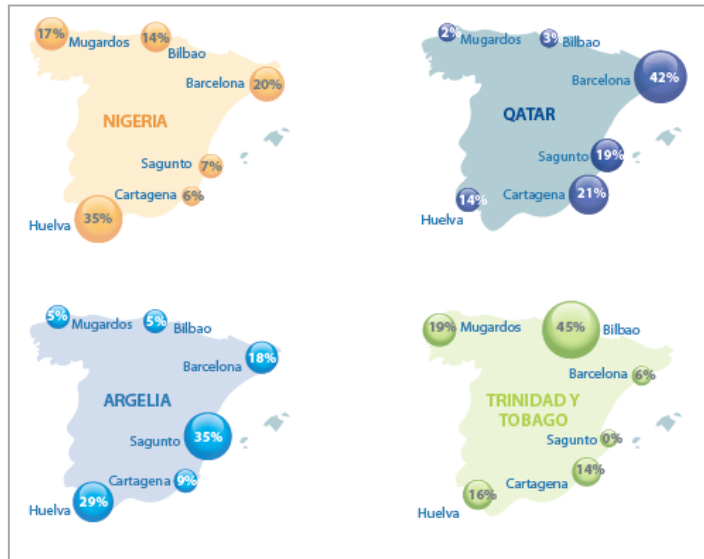
Fuente: CORES. Boletín Estadístico de Hidrocarburos

En lo que respecta a los puntos de entrada del gas natural al Sistema, se puede hablar también de una buena diversificación. España cuenta con 6 plantas de

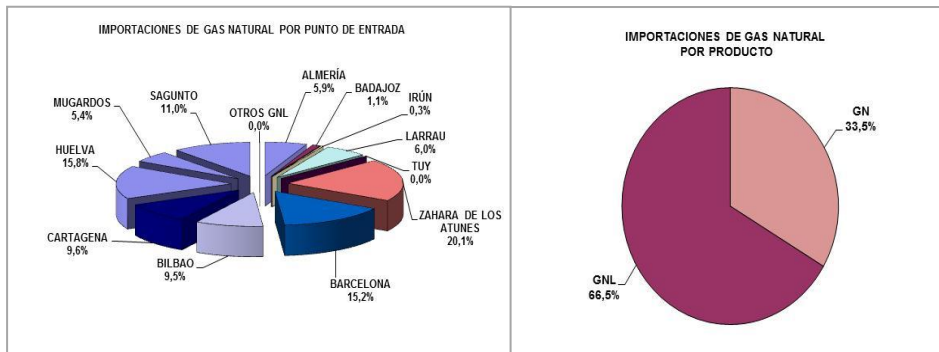
regasificación, que recibieron este año el 66,5% de las importaciones totales y 6 puntos de conexión por tubería, con Portugal, Francia, Marruecos y Argelia.

Entre estos últimos, cabe destacar la entrada en funcionamiento en este período de la conexión internacional de Almería (gasoducto MEDGAZ), que ha influido notablemente en el aumento de las importaciones por gasoducto desde Argelia, desde el 19,7% en 2010 hasta 27,2% en 2011. Si bien este hecho significa mayor dependencia de un mismo origen, la seguridad del Sistema no se ve comprometida, gracias a la holgura con que se cumple la regla de diversificación marcada en el RD 1766/2007, que establece en el 50% el límite máximo de aprovisionamiento desde un mismo origen, y en cambio esta nueva conexión aumenta la flexibilidad y versatilidad del Sistema.

Puntos de entrada de las importaciones de GNL procedentes de Nigeria, Qatar, Argelia y T&T



Fuente: Gestor Técnico del Sistema. Informe 2011



Fuente: CORES

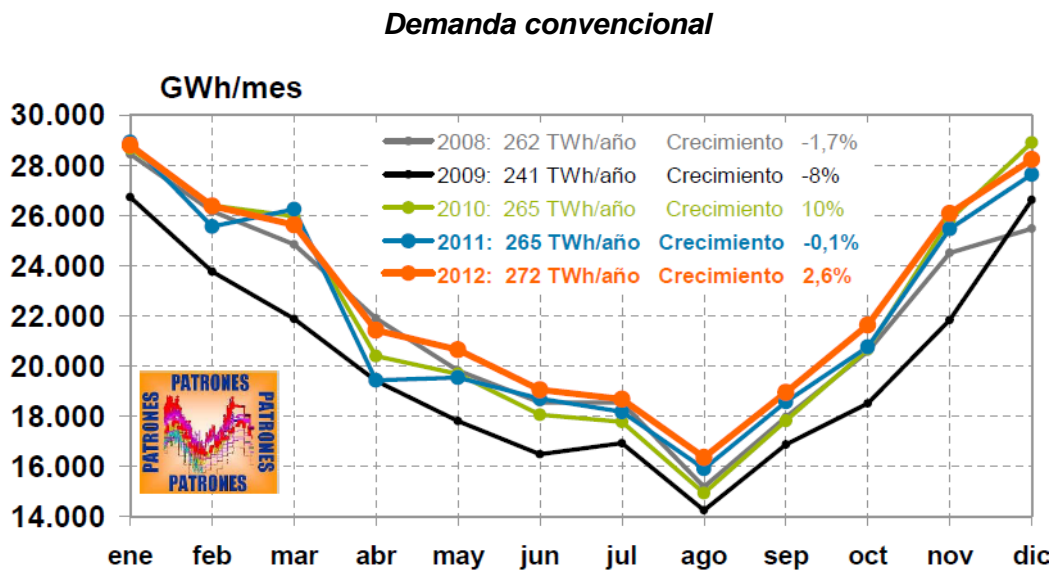
2. DEMANDA PREVISTA Y SUMINISTROS DISPONIBLES

2.1 Demanda prevista y suministros disponibles año 2012

De acuerdo con el apartado 10.2.1 del Protocolo de Detalle PD-08, “Programaciones y nominaciones de consumos en redes de distribución”, el Gestor Técnico del Sistema (GTS) publica antes del 15 de septiembre de cada año, el perfil de demanda global para el año siguiente, con sus escenarios mínimo, medio y máximo.

La previsión de demanda convencional de los años 2011 y 2012 se obtiene a partir de la aplicación de un sistema de predicción elaborado por Enagas, S.A.. Su modelo toma como variable macroeconómica directriz de crecimiento del mercado el PIB. Esta metodología es utilizada desde el año 1998 y ha sido revisada y actualizada en 3 ocasiones desde su implantación. En ella se integran múltiples modelos de predicción que captan y predicen el comportamiento conjunto de la demanda industrial y doméstico/comercial, para cada una de las 360 redes de distribución y puntos de entrega transporte–distribución

De acuerdo con lo anterior, el GTS estimó en septiembre de 2011 un crecimiento del 2,6% para la demanda convencional del año 2012.



Fuente: Gestor Técnico del Sistema. Previsión realizada en sep-2011.

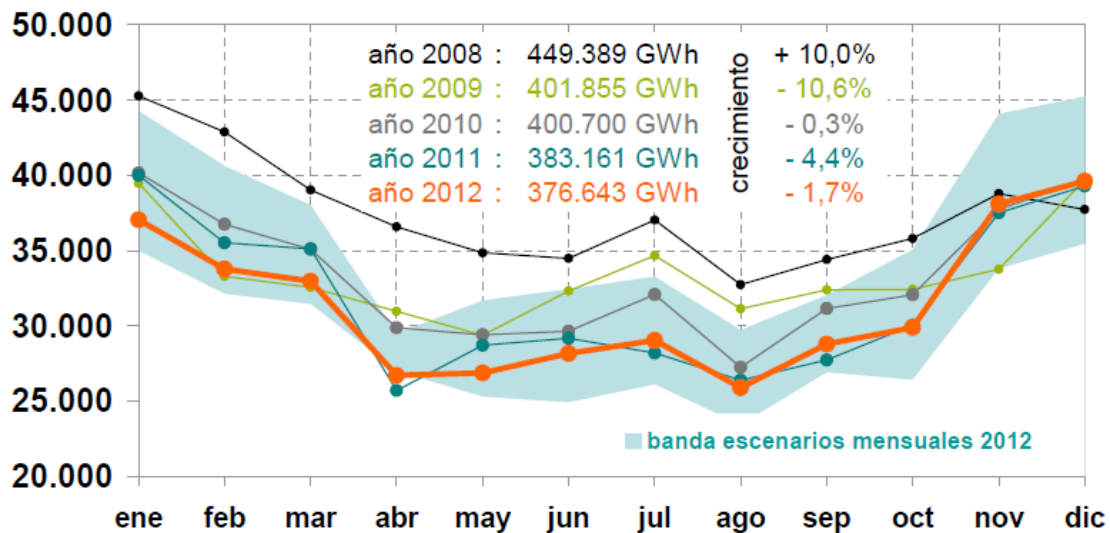
Nota: datos correspondientes a las salidas de la red de transporte, ligeramente diferentes a las cifras de ventas que utiliza CORES

Por otro lado, a petición de la Comisión Nacional de la Energía, el Operador del Sistema eléctrico y el GTS elaboran un informe coordinado en el que se detallan la previsión de demanda de gas natural para generación eléctrica para el cierre del año en curso y el ejercicio siguiente, junto con la descripción de los escenarios y las hipótesis consideradas.

El GTS desarrolla sus previsiones de demanda de gas para generación eléctrica a través de su sistema propio de predicción “Electra”, basado en modelos deductivos de generación de escenarios con horizonte temporal de 18 meses.

De acuerdo con lo anterior, el GTS estableció, en septiembre de 2011, como hipótesis para la estimación de la demanda de gas en generación eléctrica, un escenario de equilibrio de precios carbón-gas, un año de pluviosidad normal y una potencia instalada igual que el año anterior, lo que produjo una previsión para el 2012 de un descenso del 11% en el consumo de gas para generación eléctrica y una disminución de la demanda total de gas del 1,7%

Demanda total



Fuente: Gestor Técnico del Sistema. Previsión realizada en sep-2011.

Nota: datos de años anteriores correspondientes a salidas de la red transporte, no coincidentes con los datos de CORES

Las necesidades de GN se cubren con las importaciones realizadas a través de conexiones internacionales. En el año 2011 hay que resaltar el comienzo, el día 5 de marzo, de las importaciones a través de la conexión internacional de Almería. Durante este período su utilización ha sido del 30%.

Capacidades de las conexiones internacionales

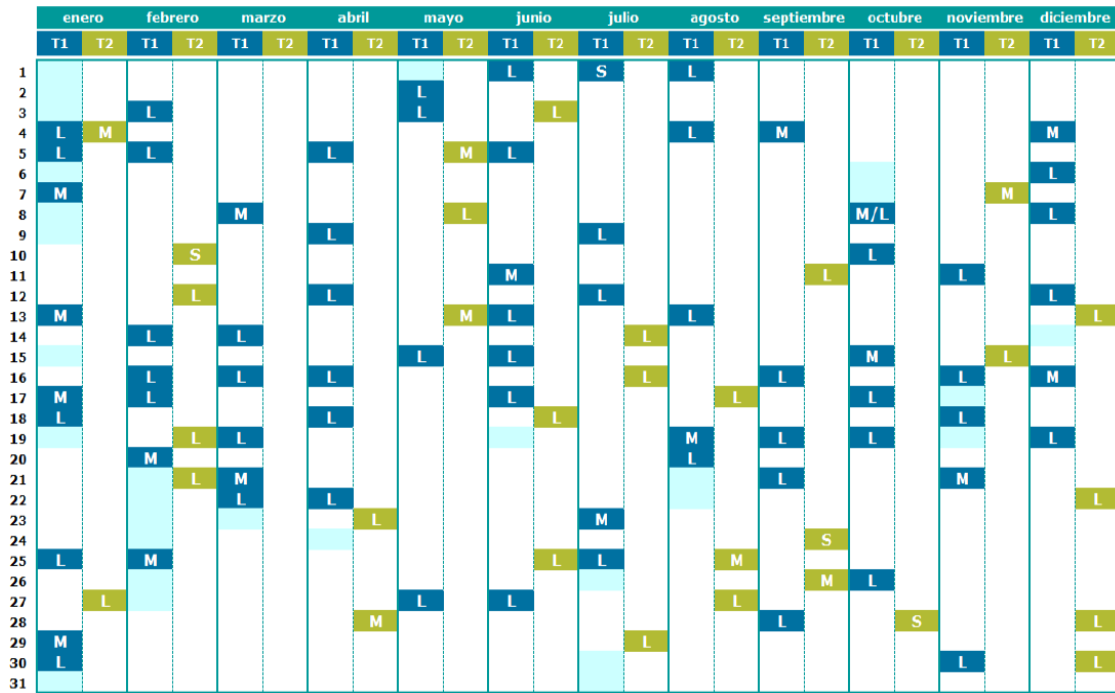
	Punto conexión	Puesta en operación	Capacidad actual flujo importador	Capacidad actual flujo exportador
Francia	Larrau	1993	100 GWh/d	30 GWh/d en invierno 50 GWh/d en verano
	Irún	1998	0 GWh/d en invierno 10 GWh/d en verano	5 GWh/d en invierno 9 GWh/d en verano
Marruecos	Tarifa	1996	444 GWh/d = 355 GWh/d + 89 GWh/d	-
Portugal	Badajoz	1996	35 GWh/d en invierno 70 GWh/d en verano	45 GWh/d + 134 GWh/d = para España reserva Portugal 89 GWh/d
	Tuy	1996	25 GWh/d	30 GWh/d en invierno 40 GWh/d en verano
Argelia	Almería	2011	266 GWh/d	-

Fuente: Gestor Técnico del Sistema. Informe 2011

Por otro lado, de acuerdo al plan anual de descargas, el GTS ha estimado las necesidades de GNL del sistema para el año 2012 en 249.000 GWh, mientras que las compañías han programado la entrada de buques hasta 306.000 GWh.

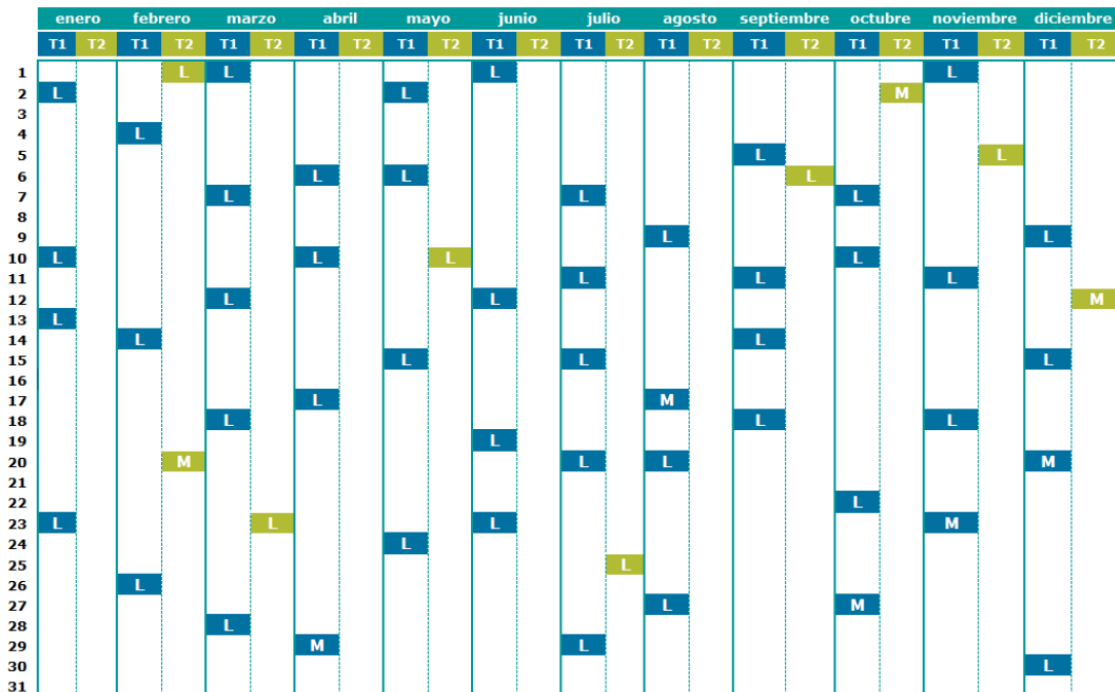
A continuación se muestran las operaciones previstas en cada una de las plantas de regasificación del Sistema durante el año 2012: descargas (L- buque grande; M- buque mediano; S- buque pequeño) y cargas (Cm- buque mediano; Cs- buque pequeño)

Planta de Barcelona



Fuente: Gestor Técnico del Sistema

Planta de Bilbao



Fuente: Gestor Técnico del Sistema

Planta de Cartagena

	enero		febrero		marzo		abril		mayo		junio		julio		agosto		septiembre		octubre		noviembre		diciembre	
	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2
1	L												L									L		
2																								
3			L					L						L								Cm		
4					2L							L												
5	L							L																
6			L									L				2L								
7	Cs		Cs		Cs				L	L		L												
8													L											
9											L	Cs												2L
10								Cs		Cs										L				
11																				L		L		
12																								
13																								
14																								
15												L								L				
16												Cm				Cm				L		L		L
17									L															
18																								
19																								
20					L																			
21			Cs																					
22					Cs			Cs		L	L													
23	L							L																L
24	C																							
25																								
26			L							Cs														
27			L									L										L		
28																								
29														L										
30																								
31																								

Fuente: Gestor Técnico del Sistema

Planta de Huelva

	enero		febrero		marzo		abril		mayo		junio		julio		agosto		septiembre		octubre		noviembre		diciembre	
	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2
1	L		L				L		2L		M/L		L		L		L		L		L		L	
2													L											
3		L																				M		S/L
4	L		M		M									Cm										
5																								
6	L		M																					
7																								
8																								
9									L															
10									M															
11																								
12	S													S										
13			M					L																
14																								
15																								
16	M/L		M		L					M														
17																								
18			L																					
19									M															
20										M														
21																								
22			L																					
23	M				M					M														
24	M																							
25																								
26										M														
27					L																			
28					M									S/L										M
29																								
30																								
31																								

Fuente: Gestor Técnico del Sistema

Planta de Mugarodos

	enero		febrero		marzo		abril		mayo		junio		julio		agosto		septiembre		octubre		noviembre		diciembre	
	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2
1																								
2																								
3																								
4																								
5																								
6																								
7																								
8																								
9																								
10																								
11																								
12																								
13																								
14																								
15																								
16																								
17																								
18																								
19																								
20																								
21																								
22																								
23																								
24																								
25																								
26																								
27																								
28																								
29																								
30																								
31																								

Fuente: Gestor Técnico del Sistema

Planta de Sagunto

	enero		febrero		marzo		abril		mayo		junio		julio		agosto		septiembre		octubre		noviembre		diciembre	
	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2
1																								
2																								
3																								
4																								
5																								
6																								
7																								
8																								
9																								
10																								
11																								
12																								
13																								
14																								
15																								
16																								
17																								
18																								
19																								
20																								
21																								
22																								
23																								
24																								
25																								
26																								
27																								
28																								
29																								
30																								
31																								

Fuente: Gestor Técnico del Sistema

2.2 Demanda prevista y suministros disponibles durante los próximos años

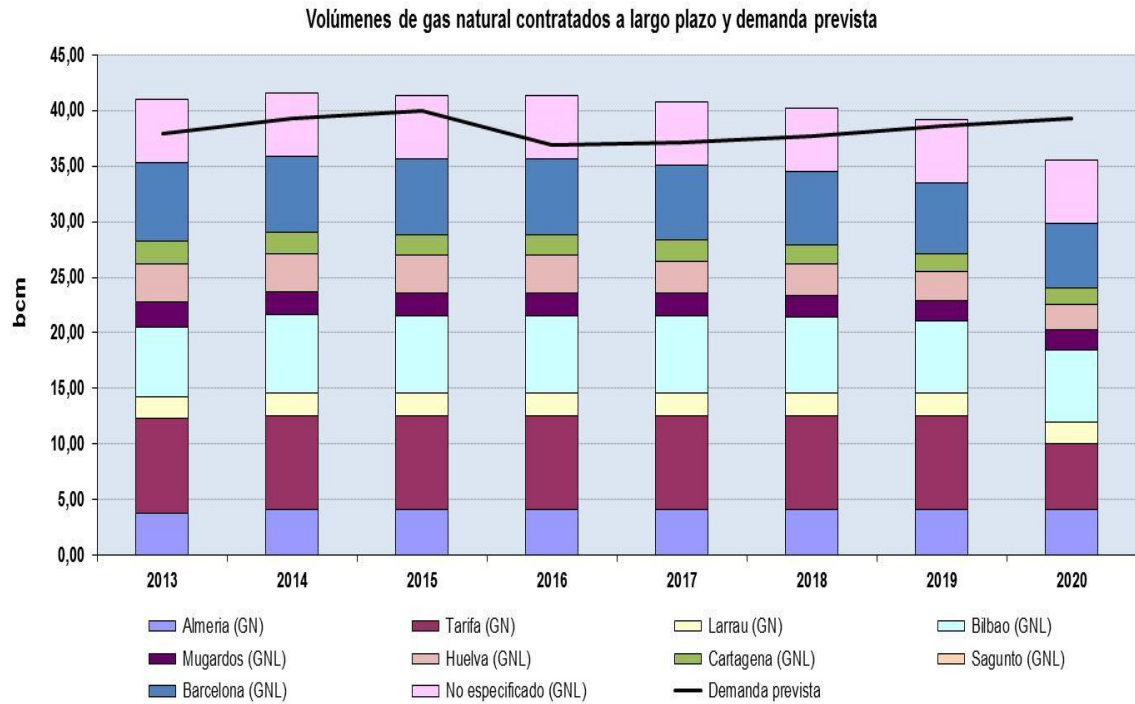
Durante los próximos años, los contratos a largo plazo que mantienen las compañías españolas³ cubren la demanda prevista con holgura, no previéndose problemas de abastecimiento a medio plazo.

Volúmenes de gas contratados									
Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Contratos a largo plazo (bcm)	40,98	41,53	41,28	41,28	40,78	40,24	39,16	35,58	
Demanda prevista (bcm)	37,94	39,33	39,98	36,92	37,09	37,74	38,60	39,30	

Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo

Los suministros disponibles se distribuyen entre las seis plantas de regasificación (GNL) y las conexiones internacionales (GN) como se muestra en la siguiente gráfica.

³ Información agregada sobre contratos de suministro de gas natural notificada al Ministerio de Industria, Comercio y Turismo por las comercializadoras de gas natural, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 13.6 del Reglamento 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo de 20 de octubre de 2010 sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga la Directiva 2004/67/CE del Consejo.



Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo

3. CAPACIDADES ADICIONALES EN PROYECTO O EN CONSTRUCCIÓN

A continuación se recoge la lista de proyectos incluidos en la Planificación que han sido finalizados durante el año 2011 y se encuentran en operación.

Actuación	Tipo de infraestructura (*)	Promotor	Fecha prevista de finalización según Planificación	Fecha de inicio de operación
8ª tanque de Barcelona	Primario - AIEE	Enagás	2010	2011
Segovia-Otero de los Herreros	Primario-IAMI	Endesa	2008	2011
Ramal a Myta	Secundario-IAMI	Endesa	2008	2011
Cenicero-Nájera-Ezcaray	Secundario-IAMI	Gas Natural	2009	2011
Lárraga-Los Arcos	Secundario-IAMI	Gas Natural	2009	2011
Ramal a Santa Ana	Secundario-IAMI	Endesa	2008	2011
Algete-Yela	Primario- IACT	Enagás	2011	2011
Bárboles-Alagón-Sobradiel	Secundario-IAMI	Endesa	2010	2011
Linares-Úbeda-Villacarrillo	Primario-IAMI	Endesa	2007	2011
EC Villar de Arnedo	EC	Enagás	2012	2011
Alicant-Sant Joan-Benidorm-Altea	Secundario-IAMI	Gas Natural	2008	2011
4º Tanque Sagunto	Primario - AIEE	Saggas	2011	2011
Gasoducto Besós	Primario-IAMI	Enagás	2011	2011
Lobón-Montijo-Puebla de la Calzada	Secundario-IAMI	Gas Extremadura	2010	2011
Otero de los Herreros-Ávila	Primario-IAMI	Endesa	2008	2011
P20.4 (Vencillón)-Alcolea de Cinca	Secundario-IAMI	Endesa	2008	2011

Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo

Por otro lado, se encuentran en proyecto las siguientes infraestructuras consideradas críticas por el GTS:

Actuación	Trámite a agilizar	Competencia	Fecha desde la que está pendiente el trámite	Incorporación como crítica
Estación de compresión de Euskadour	Concesión de la autorización directa	DGPEYM: S.G. de Hidrocarburos	Mar-11	Mar-11
Gasoducto Zarza de Tajo-Yela	Concesión de la autorización administrativa		Oct-11	Oct-11
Nueva Planta de Regasificación de Gran Canaria (150.000 m ³ (n)/h; 1x 150.000m ³)	Declaración de impacto ambiental	Mº de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente	Jul-00	Nov-08

Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo

- La **estación de compresión de Euskadour** se encuentra incluida en la Planificación Obligatoria 2008-2016, condicionada al desarrollo del gasoducto Arcangues-Courdures situado en el lado francés, necesario para la materialización de los contratos a largo plazo a través de la conexión de Irún, asignados en el proceso de “Open Season” que tuvo lugar en 2010 y que tienen como fecha de inicio 2015.
- El **gasoducto Zarza de Tajo-Yela** está incluido en la Planificación Obligatoria 2008-2016 con categoría “A”. Su construcción es necesaria para que el sistema gasista español pueda disponer de las instalaciones precisas para poder dar completo cumplimiento a los contratos suscritos por las comercializadoras con los transportistas ENAGÁS, TIGF y GRTgaz, con fecha de inicio el próximo 1 de abril de 2013 (interconexión de Larrau). Asimismo, este gasoducto hace posible la correcta integración del almacenamiento subterráneo de Yela en el Sistema Gasista previsto para 2012.
- La **planta de regasificación de Gran Canaria** está incluida en la Planificación con categoría “A” y está previsto que entre en servicio en el año 2012. No obstante, su promotor (Gascan) estima que esa fecha se retrasará hasta el primer semestre del año 2015.

4. CALIDAD Y NIVEL DE MANTENIMIENTO DE LAS REDES

El Real Decreto 1434/2002, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, así como la Orden ITC ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema gasista (NGTS), establecen determinadas condiciones para el mantenimiento de las infraestructuras gasistas.

En particular, las NGTS, en su apartado 8 “Plan de mantenimiento”, recoge la elaboración de los planes de mantenimiento de las instalaciones de transporte así como la confirmación de su viabilidad por parte del GTS.

4.1 Plan anual de mantenimiento 2011 – Plantas de regasificación

PLANTA DE SAGUNTO – SAGGAS			
FECHA TENTATIVA	MANTENIMIENTO	PERÍODO/LIMITACIÓN	Nº REF
9 y 10 de Abril	Conexión de señales del F&G y ESD del tanque en construcción	36 h. Parada total de emisión. Sin carga de cisternas ni descargas de buques. Desde las 09:00 del día 9 hasta las 24:00 del día 10. Finalizada.	849
8 y 9 de Junio	Revisión subestacion eléctrica	9,5 h/día x 2 días. Emisión máxima 600.000 Nm ³ /h (desde las 8:00 hasta las 17:30 h). Fechas definitivas a confirmar en la programación mensual previa. Finalizada.	851
24 de Septiembre	Conexión señales del F&G y ESD del tanque en construcción.	10 h. Parada total de emisión. Sin descarga de buques. Sin carga de cisternas durante los trabajos. Finalizada.	850
19 y 26/27 de Septiembre y semanas del 10 y 17 de Octubre	Limpieza piscina de captación agua de mar	9,5 h/día x 2 días. Emisión máxima 400.000 Nm ³ /h (desde las 8:00 hasta las 17:30 h) y 2 semanas emisión máxima 750.000 Nm ³ /h. Fechas definitivas a confirmar en la programación mensual previa. Finalizada.	852
30 de Octubre	Conexión Tie-ins tanque en construcción	16 h. Parada total de emisión. Desde las 8:00 h. hasta las 24:00 h. Se está analizando la posibilidad de realizar esta operación sin restricción de emisión. Siempre en Sábado/Domingo. Finalizada, sin restricción.	853

PLANTA DE MUGARDOS – REGANOSA			
FECHA TENTATIVA	MANTENIMIENTO	PERÍODO/LIMITACIÓN	Nº REF
Del 8 al 12 de Agosto	Revisión sistema de agua de mar y pruebas de sistemas de seguridad.	11 horas de parada total de planta cada uno de los 5 días. Finalizada.	863

PLANTA DE BILBAO – BBG			
FECHA TENTATIVA	MANTENIMIENTO	PERÍODO/LIMITACIÓN	Nº REF
Desde el 15 de Diciembre de 2010 hasta 2.013	Ampliación de instalaciones	Durante todo el periodo de ejecución de las obras el cargadero de cisternas quedará indisponible. En curso.	671
1 de Febrero	Reparación de avería eléctrica BBE	11 horas. Indisponible la vaporización mediante agua de mar. Producción máxima teórica 200.000 nm3/h. Finalizada.	929
Del 7 al 11 de Marzo	Mtto. eléctrico BBE y trabajos en Planta	5 días. Indisponible la vaporización mediante agua de mar. Producción máxima teórica 200.000 nm3/h. Finalizada.	930
25 de Mayo y 4º trimestre	Revisiones semestrales del relicuador	8 h. cada revisión con una producción mínima de 480.000 nm3/h y máxima de 550.000 nm3/h. Finalizada.	846
Del 2 al 10 de Noviembre y 23 de Noviembre	Mantenimiento del sistema de agua de mar	9 días. Producción máxima nominal de 200.000 nm3/h y sin descarga de metaneros. Además, 8 h. en un día posterior con la misma limitación. Finalizada.	848
Noviembre	Mantenimiento individualizado de los 4 VAM	2 x 2 días por cada vaporizador con una emisión máxima nominal de 600.000 nm3/h. Se procurará su solape con el mtto. del sistema de agua de mar (nº ref 848). Finalizada.	845
Noviembre	Revisión anual del sistema de alta tensión	144h (6 días) con una producción máxima nominal de 400.000 nm3/h. Finalizada.	847
Noviembre	Transferencia línea 6 KV BBE	4 horas. Parada total de emisión. Finalizada.	951
A lo largo de todo el año.	Mantenimiento del sistema de agua de mar	Alrededor de 6 paradas de aprox. 24h. de duración cada una de ellas, distribuidas a lo largo del año con una producción máxima nominal de 200.000 nm3/h y sin descarga de metaneros. Se procurará su realización en Domingos. Finalizada.	844

PLANTA DE BARCELONA – ENAGAS			
FECHA TENTATIVA	MANTENIMIENTO	PERÍODO/LIMITACIÓN	Nº REF
Del 4 al 7 de diciembre de 2.010	Modificación de Colector de Descarga de PSV´s en zona Relicudador	4 días. Sin descarga de Metaneros. Finalizada.	687
Del 5 al 8 de Marzo	Puesta en Marcha TK-3003	4 días. Sin descarga de metaneros. Fechas definitivas a confirmar en las fechas previas. Finalizada.	854
4 y 5 de Mayo	Mtto. SSD	2 días. Emisión máxima 600.000 nm3/h y sin buques. Finalizada.	961
Del 10 al 12 de Mayo	Calibración y/o verificación de básculas del cargadero de cisternas	3 días. 1 cargadero indisponible consecutivamente, quedando siempre dos disponibles. Finalizada.	855
Del 18 al 27 de Junio	Instalación acoples hidráulico en brazos 250M y Sistema de Engrase Centralizado de Rótulas. Fase I	1 x 10 días. Sin descarga de metaneros en atraque 250.000. Finalizada.	595
3 de Julio	Reparación Brida Cargadero	1 día. Sin carga de cisternas. Finalizada.	972
Del 25 al 29 de Julio	Limpieza colectores de salida del emisario principal de Planta	5 días. Máxima emisión igual a mínimo técnico mas combustión sumergida (en función del resultado de pruebas preliminares nº ref 949). Finalizada.	861
Del 3 al 10 de Agosto	Instalación acoples hidráulico en brazos 250M y Sistema de Engrase Centralizado de Rótulas. Fase II	8 días. Sin descarga de metaneros en atraque 250.000 Finalizada.	781
Del 20 al 24 de Agosto	Instalación acoples hidráulico en brazos 250M y Sistema de Engrase Centralizado de Rótulas. Fase III	5 días. Finalmente no supondrán limitación a las descargas. Finalizada.	782
Del 2 de Julio al 12 de Agosto	Mto. Preventivo de los tres Cargaderos de cisternas y mantenimiento de plataformas	3 X 14 días; 1 cargadero indisponible consecutivamente, quedando siempre dos disponibles. Finalizada.	856
Del 2 de Julio al 12 de Agosto	Mantenimiento Plataformas cargaderos de cisternas	Se integra en la OE nº ref 856. Finalizada.	916
Desde el 4 de Julio hasta Septiembre	Mantenimiento Preventivo Vaporizadores Agua de Mar	5 días cada vaporizador. Emisión máxima 1.800.000 nm3/h Afección a R-72 y R-45. Se realizarán de uno en uno y coincidiendo con periodos de baja demanda. Finalizada.	857
Del 29 de Agosto al 6 de Septiembre	Instalación acoples hidráulico en brazos 250M y Sistema de Engrase Centralizado de Rótulas. Fase IV	9 días. Sin descarga de metaneros en atraque 250.000. Finalizada.	858
Octubre	Prueba de compuertas	2 días. Sin descarga de metaneros. Emisión al mínimo técnico. Cancelada.	949
Del 4 al 8 de Octubre	Instalación acoples hidráulico en brazos 250M y Sistema de Engrase Centralizado de Rótulas. Fase V	5 días. Sin descarga de metaneros en atraque 250.000. Finalizada.	991
Desde el 17 de Octubre	Limpieza captación agua de mar nº5	10 días. Máxima emisión 1.650.000 nm3/h. Finalizada el 28 de Octubre	862
Noviembre	Revisión y Actualización Brazos Atraque 80.000 a Normativa UNE-1532 Interfaz Buque-Tierra	Sin descarga de metaneros en atraque 80.000. Duración 3 x 7 días. Reprogramada para 2.012	596
Noviembre	Retirada de Operación de TK-1200 A/B	9 días. Sin descarga de metaneros en atraque 80.000 Máximas emisiones: a RBG: 1.650.000 y a R45: 300.000 nm3/h. Reprogramada para 2.012	859
Noviembre	Modificación de colectores de aspiración de P5 tras retirada de operación de TK-1200 A/B	7 días. Emisiones máximas: R-72 900.000; R45 300.000 Nm3/h. TK-1400 y TK-2001 no operativos para descargas ni emisión. La fecha final dependerá de la retirada de operación de tk,s 1200. Pendiente Informe MITYC. Reprogramada para 2.012	860
Periodo estival	Sustitución válvulas de Bloqueo Turbinas de la UM-45	3 días. Parada total de emisión a R45. Se procurará su realización para hacerla coincidir con la festividad del 15 de Agosto, por requerir utilización máxima del by-pass de 8". Sin aporte hacia Llobregat, precisa retaraje de las posiciones del anillo de Barcelona en coordinación con la distribuidora. Reprogramada para 2.012	590

PLANTA DE CARTAGENA – ENAGAS			
FECHA TENTATIVA	MANTENIMIENTO	PERÍODO/LIMITACIÓN	Nº REF
Del 21 al 25 de Enero	Reparación brazo de descarga de líquido atraque 250M	5 días. Sin descargas de buques grandes. Finalizada.	921
Del 17 al 21 de Enero	Desmantelamiento viejo relicuador Fase I	5 días. Sin producción de los tanques 221 ni 201. Emisión máxima 1.200.000 nm3/h. Finalizada.	920
Del 11 al 22 de Marzo	Reparación válvula atraque 40M	12 días. Sin descargas de buques en el atraque 40M. Finalizada.	943
5 y 6 de Abril	Calibración y verificación de las básculas	2 días, de 09:00 a 16:30 h. 1 cargadero indisponible secuencialmente. 2 disponibles en todo momento. Finalizada.	948
Del 25 de Abril al 1 de Mayo	Desmantelamiento viejo relicuador Fase II	4 primeros días emisión max. 450.000 nm3/h. 3 últimos días sin cisternas de 08:00 a 14:00. Durante estos 7 días sin descarga de buques. Finalizada.	928
Del 12 de Mayo al 5 de Junio	Reperlitado TK FB-231	25 días. Sin descargas del 12 al 20. TK FB-231 indisponible del 21 de Mayo al 5 de Junio. Finalizada.	775
Julio / Agosto	Sustitución Células de Carga en Báscula A	5 días. Carga de cisternas limitada a dos básculas. Reprogramada para 2.012	690
Agosto	Reperlitado FB-241	3-4 días sin descarga ni producción de este tk. Será necesario mantener el nivel mínimo posible en él. Reprogramada para 2.012	864
Del 23 al 28 de Agosto	Revisión garras brazos 250M	6 días. Sin descarga de buques en atraque 250M. Finalizada.	978
2ª Quincena Octubre	Sustitución válvula de retención brazos 250M	9 días. Sin descargas en el atraque 250M. Finalizada.	994
Noviembre	Actualización Sistema de Control de Seguridad y Sistema de Seguridad Activa	Tiempo estimado de los trabajos: 10 semanas Pendiente Planificación de Detalle. Afecciones y fechas definitivas a confirmar en programación mensual. Reprogramada para 2.012	865

PLANTA DE HUELVA – ENAGAS			
FECHA TENTATIVA	MANTENIMIENTO	PERÍODO/LIMITACIÓN	Nº REF
Del 1 al 8 de Mayo	Sustitución juntas de valvulas en brazos 140M	8 días. Sin descarga de metaneros. Finalizada.	828
Del 1 al 8 de Mayo	Instalación de acoples hidráulicos en brazos 140M. Fase I	8 días. Sin descarga de metaneros. Fechas definitivas a confirmar en programación mensual. Finalizada.	741
Del 9 al 12 de Junio	Instalación de acoples hidráulicos en brazos 140M. Fase II	4 días. Sin descarga de metaneros. Fechas definitivas a confirmar en programación mensual. Finalizada.	778
Del 4 al 14 de Julio	Instalación de acoples hidráulicos en brazos 140M. Fase III	10 días. Sin descarga de metaneros. Fechas definitivas a confirmar en programación mensual. Finalizada.	779
Del 26 al 29 de Julio	Instalación de acoples hidráulicos en brazos 140M. Fase IV	4 días. Fechas definitivas a confirmar en programación mensual. No afecta a descargas. Finalizada.	866
A partir de Agosto	Instalación de acoples hidráulicos en brazos 140M. Fase V y VI	8 días. Sin descarga de metaneros. Fechas definitivas a confirmar en programación mensual. Queda integrada en fases anteriores. Finalizada.	867
Del 7 al 9 de Noviembre	Fase I ORMAT , TIE-IN´s RV	3 días. Sin descarga de buques. Finalizada.	742
Del 10 al 12 de Noviembre	Fase II ORMAT, aire instrumentación	3 días. Emisión máxima 900.000 nm3/h. Finalizada.	743
Del 14 al 17 de Noviembre	Fase VI ORMAT , TIE-IN´s emisario II	4 días. Limitacion de la emision a 600.000 nm3/h. Fechas definitivas a confirmar en programación mensual. Finalizada.	744
Del 21 al 25 de Noviembre	Fase V ORMAT, TIE-IN´s GNL impulsión GA 115 E/F/G	5 días. Limitacion de la emision a 480.000 nm3/h Fechas definitivas a confirmar en función del estado del sistema. Finalizada.	1004
Del 28 de Noviembre al 2 de Diciembre	Fases III y IV ORMAT, TIE-IN´s GNL impulsión GA 115 H/I/J/k y emisario III	6 días. Limitacion de la emision a 900.000 nm3/h. Fechas definitivas a confirmar en programación mensual. Finalizada.	1005

4.2 Plan anual de mantenimiento 2011 – Gasoductos de transporte

FECHA TENTATIVA	MANTENIMIENTO	PERÍODO/LIMITACIÓN	Nº REF
Desde el 4 de Enero hasta primera quincena de Abril	Conexión de la variante del PK 136 del gasoducto Sevilla - Córdoba. Entre las pos. F07.07 y F14	8 semanas desde el inicio de los trabajos de la variante. Afección a la producción y descargas de la Planta de Huelva. Finalizada.	922
18 y 19 de Enero	Conexión de la variante del gasoducto ramal a Vilches.	2 días. Afección al cliente del ramal. Finalizada.	923
22 y 23 de Marzo	Variante por urbanización. Gasoducto Serrablo-Zaragoza. Entre las pos. A10 y A9B	2 días. Afección al AS de Serrablo. Requiere extracción. La viabilidad de esta operación se analizará durante el proceso de programación mensual. Finalizada.	611
Noviembre / Diciembre	Variante LAV Madrid-Murcia. Gasoducto Valencia-Alicante 30". Entre las pos. 15.26 y 15.26EC	5 días. Afección al gasoducto Valencia-Alicante por corte. Modulación de la Planta de Cartagena con conexión Lorca-Lorca, sin descartar afección a Sagunto y Medgaz. Reprogramada para 2.012	608
Noviembre / Diciembre	Variante LAV Madrid-Murcia. Gasoducto Valencia-Alicante 30". Entre las pos. 15.26EC y 15.27	5 días. Afección al gasoducto Valencia-Alicante por corte. Modulación de la Planta de Cartagena con conexión Lorca-Lorca, sin descartar afección a Sagunto y Medgaz. Reprogramada para 2.012	609
Noviembre / Diciembre	Variante en Ramal a ENCE por AVE entre Pos. A-7-10 y A-8-6	3 días. Ejecución con Way-T. Pendiente definir posible afección por necesidades de presión y/o caudal. Reprogramada para 2.012	894
Noviembre / Diciembre	Variante autovía SE-40 Alcalá de Guadaíra-Dos Hermanas. Gasoducto Sevilla-Madrid 26". Entre pos. F07 y F08	3 días. Posible afección a Planta de Huelva, en función de consumo de CCGT´s. Transporte alternativo por el 30". Se realizará antes del periodo invernal. Reprogramada para 2.012	616
Noviembre / Diciembre	Variante por canalización del Barranco del Puig. Gasoducto BBV 26". Entre Pos 15.12 y 15.13	4 días. Posibles afecciones a Plantas de Sagunto y Cartagena y CI Almería. Se procurará su realización después de la puesta en servicio del Tivissa Paterna tramo III. Reprogramada para 2.012	605
Noviembre / Diciembre	Variante A-8 Otur-Villapedre. Gasoducto Llanera-Villalba Entre Pos I05 y I-06	4 días. Afección al transporte Ruta de la Plata, C.I Tuy y Planta de Mugaridos. Reprogramada para 2.012	868
Noviembre / Diciembre	Variante en gasoducto León-Oviedo por PI Bobes, entre Pos. 000-001	4 días. Transporte por el gasoducto León-Oviedo interrumpido por corte. Afección a planta de Mugaridos, CI Tuy y Tarifa. Reprogramada para 2.012	895
Noviembre / Diciembre	Variante en Gasoducto Villalba - Tuy. Entre Pos. I-023 y I-024	4 días. Ejecución con corte. Necesario acuerdo con REN para alimentar a las posiciones I024 e I025 desde la C.I de Tuy. Se realizará antes del comienzo del periodo invernal. Reprogramada para 2.012	896
Noviembre / Diciembre	Variante en el gasoducto Haro-Burgos, 26 ". Entre las pos. B04A y B05	3 días. Transporte por el gasoducto Burgos-Madrid interrumpido por corte. Reprogramada para 2.012	607
En función de parada programada por los propios clientes	Variante por Gr.43 y A-44, tramo Albolote -Santa Fe. Gasoducto Granada-Motril 10" Entre pos. L06 y L07.	5 días. Precisa ausencia de consumos de Cogeneración Motril y Torraspapel. En análisis su realización mediante toma en carga. Reprogramada para 2.012	897
14 y 15 de Junio	Sustitución válvulas motorizadas MOV-2/3.Pos. D04. ESC. Gasoducto Burgos-Cantabria-Asturias	Toma en carga, 2 días. Posibles ajustes de caudal en el punto de intervención. Sin afección a transporte. Finalizada.	871
16 de Junio	Sustitución válvula motorizada MOV-3.Pos. D06. ESC Gasoducto Burgos-Cantabria-Asturias	Toma en carga, 1 día. Posibles ajustes de caudal en el punto de intervención. Sin afección a transporte. Finalizada.	872
23 de Agosto	Pos.15.04D. Conexión en línea de entrada ERM Pos 15.02 Tortosa. Duplicación Tivissa-Paterna	2 días. Condiciones necesarias a definir. Finalizada.	874
22 de Agosto	Pos.15.09D. Conexión en línea de entrada ERM Pos 15.04 La Jana Duplicación Tivissa-Paterna	2 días. Condiciones necesarias a definir. Finalizada.	875
Noviembre / Diciembre	Pos-I 25 (Tuy): Ampliación para reversibilidad. Gasoducto Villalba-Tuy	3 días. Afección a la conexión internacional de Tuy. Se realizará antes del comienzo del periodo invernal. Reprogramada para 2.012	873
Diciembre	Pos 15.16D Conexión al ramal de Alcora en punto intermedio de su trazado. Duplicación Tivissa-Paterna	2 días. Ejecución con Way-Tee. Condiciones necesarias a definir. Reprogramada para 2.012	876
Diciembre	Pos 15.18D Conexión en línea de entrada ERM Pos. 15.09A. Duplicación Tivissa-Paterna	2 días Ejecución con by-pass provisional. Condiciones necesarias a definir. Reprogramada para 2.012	877
Diciembre	Pos 15.22D Conexión en línea de entrada ERM Pos. 15.11, Sagunto Duplicación Tivissa-Paterna	1 día. Condiciones necesarias a definir. Reprogramada para 2.012	878
Diciembre	Pos 15.25D Conexión en línea de entrada ERM Pos. 15.13 EC Paterna Duplicación Tivissa-Paterna	3 días EC de Paterna indisponible. Reprogramada para 2.012	879

4.3 Plan anual de mantenimiento 2011 – Estaciones de compresión

FECHA TENTATIVA	MANTENIMIENTO	PERÍODO/LIMITACIÓN	Nº REF
Del 14 al 16 de Febrero	EC de Villar de Arnedo. Modificación del nudo de la pos. 31.	3 días. Interrupción parcial del gasoducto BVV y Larrau-Villar de Arnedo. La fecha definitiva se programará para no afectar al transporte real. Finalizada.	937
Marzo	E.C. Lumbier: Sustitución de venteos de ambos TC´s.	3 días. EC Indisponible. Finalizada.	881
24 de Mayo	E.C. Zaragoza: Sustitución de la MOV1023 e inserción de MOV 1025	1 día. EC Indisponible. Finalizada.	767
Del 11 de Marzo hasta Junio	E.C. Paterna: Sustitución SCU en TC-1 a TC-3.	TC´s indisponibles de forma secuencial. Finalizada.	707
Junio/Julio	E.C. Algete: Inserción de gasoducto a Yela.	5 días, del 13 al 17 de Junio EC y semianillo 26" indisponibles. 5 días, del 27 de Junio al 1 de Julio, gasoducto Burgos-Madrid indisponible con afección al transporte Sur-Norte. 5 días, del 4 al 8 de Julio semianillo 16" indisponible. Finalizada.	882
Julio	E.C. Córdoba: Inspección cámara combustión.	2 meses. TC-2 indisponible. Finalizada.	885
2 y 4 de Agosto	E.C. Lumbier: Retirada de filtros temporales de TC-1 y TC-2.	1 día cada TC. Indisponibles secuencialmente. Finalizada.	880
De 1 de Julio hasta Diciembre	E.C. Coreses: Sustitución SCU en TC-1 a 3.	TC´s indisponibles de forma secuencial. Finalizada.	708
Diciembre	E.C. Zaragoza: Sustitución de la MOV 1301 (aspiración del TC-103).	1 día. EC indisponible. Finalizada.	884
7 de Noviembre	E.C. Lumbier: Instalar un SAI de 400V.	1 día. EC indisponible. Reprogramada para 2.012	705
Noviembre	E.C. Almodóvar: Inserción de nuevas tomas de muestras en chimeneas.	1 día de indisponibilidad por cada uno de los 3 Turbos. Reprogramada para 2.012	886
Noviembre	E.C. Algete: Inserción de nuevas tomas de muestras de gases de	1 día de indisponibilidad de cada uno de los 2 Turbos. Reprogramada para 2.012	883
Noviembre	E.C. Alcazar de San Juan: Instalación de nuevo MUS.	1 día. EC indisponible. Reprogramada para 2.012	890
Noviembre	E.C. Haro: Modificación FCV.	1 día. EC indisponible. Reprogramada para 2.012	892
Noviembre	E.C. Zaragoza: Sustitución del MUS en colector de impulsión de la EC.	1 día. EC indisponible. Reprogramada para 2.012	887
Noviembre	E.C. Córdoba: Sustitución del MUS en colector de impulsión/intermedio	1 día. EC indisponible. Reprogramada para 2.012	888
Noviembre	E.C. Sevilla: Sustitución del MUS en colector de impulsión.	1 día. EC indisponible. Reprogramada para 2.012	889
Noviembre / Diciembre	EC Crevillente . Modificación venteo y pos. 15.26EC por afección LAV	4 días EC indisponible. Simultáneamente con las variantes nº ref 608 y 609. Reprogramada para 2.012	626
Noviembre / Diciembre	E.C. Denia: Inserción nudo 15.20.4.	Pendiente Planificación de detalle. Restricción en gasoducto Balear durante 5 días. Reprogramada para 2.012	891
Diciembre	E.C. Crevillente: Instalación arranques eléctricos.	5 días TC-1 indisponible y 2 días TC-2 indisponible. Reprogramada para 2.012	893

4.4 Plan anual de mantenimiento 2011 – Inspecciones en servicio

FECHA TENTATIVA	MANTENIMIENTO	PERÍODO/LIMITACIÓN	Nº REF
Del 16 al 21 de Mayo	Ramal a Segovia (B14 - B14.03)	Mantenimiento de velocidad en el rango necesario. Las velocidades definitivas serán función de los consumos y de las presiones reales del sistema. Finalizada.	906
Del 23 al 27 de Mayo	Sansoain a Egües (G03 -G03.02)	Mantenimiento de velocidad en el rango necesario. Las velocidades definitivas serán función de los consumos y de las presiones reales del sistema. Finalizada.	908
Del 30 de Mayo al 3 de Junio	Martos Granada (L02 - L06)	Mantenimiento de velocidad en el rango necesario. Las velocidades definitivas serán función de los consumos y de las presiones reales del sistema. Finalizada.	952
Del 6 al 10 de Junio	Callosa - Totana (15.28 - 15.31.A3)	Mantenimiento de velocidad en el rango necesario. Las velocidades definitivas serán función de los consumos y de las presiones reales del sistema. Finalizada.	953
Del 14 al 17 de Junio	Planta Cartagena-Callosa del Segura (H00- 15.28)	Mantenimiento de velocidad en el rango necesario. Las velocidades definitivas serán función de los consumos y de las presiones reales del sistema. Finalizada.	904
Del 20 al 24 de Junio	Agullent-Callosa de Segura (15.20A-15.28)	Mantenimiento de velocidad en el rango necesario. Las velocidades definitivas serán función de los consumos y de las presiones reales del sistema. Finalizada.	903
Del 27 30 al de Junio	Semianillo Suroeste (F27A - T04)	Mantenimiento de velocidad en el rango necesario. Las velocidades definitivas serán función de los consumos y de las presiones reales del sistema. Finalizada.	909
Mayo-Septiembre	Albelda-Monzón (A37 - A34)	Mantenimiento de velocidad en el rango necesario. Las velocidades definitivas serán función de los consumos y de las presiones reales del sistema. En reprogramación	899
Mayo-Septiembre	Tramo Villamayor-Cigales (B07 - B0705)	Mantenimiento de velocidad en el rango necesario. Las velocidades definitivas serán función de los consumos y de las presiones reales del sistema. En reprogramación	901
Mayo-Septiembre	Bañeres-Caudete (15.21 A-15.21A3)	Mantenimiento de velocidad en el rango necesario. Las velocidades definitivas serán función de los consumos y de las presiones reales del sistema. En reprogramación	898
Mayo-Septiembre	Martos-Jabalquinto (L02 - L023)	Mantenimiento de velocidad en el rango necesario. Las velocidades definitivas serán función de los consumos y de las presiones reales del sistema. En reprogramación	900
Mayo-Septiembre	Aranda-Los Rábanos (B10-R05)	Mantenimiento de velocidad en el rango necesario. Las velocidades definitivas serán función de los consumos y de las presiones reales del sistema. En reprogramación	902
Mayo-Septiembre	Ramal a Ferrol (I014 - I014.03)	Mantenimiento de velocidad en el rango necesario. Las velocidades definitivas serán función de los consumos y de las presiones reales del sistema. Reprogramada para 2.012	907
Junio-Agosto	Calahorra-Beiarin (30A - E05)	Mantenimiento de velocidad en el rango necesario. Reprogramada para 2.012.	905

4.5 Plan anual de mantenimiento 2011 – Almacенamientos subterráneos

A.S. GAVIOTA			
FECHA TENTATIVA	MANTENIMIENTO	PERÍODO/LIMITACIÓN	Nº REF
Del 9 al 19 de Mayo	Inspección antorcha de Planta. Prueba semestral de seguridad y estanqueidad de pozos.	11 días AS indisponible. Finalizada.	957
Octubre	Intervención en pozo G-6.	15 días AS indisponible. Una vez finalizado periodo de inyección. Reprogramada para 2.012.	806
15 de Noviembre	Prueba semestral de seguridad y estanqueidad de pozos	12 Horas. Sin extracción. Finalizada.	910

A.S. SERRABLO			
FECHA TENTATIVA	MANTENIMIENTO	PERÍODO/LIMITACIÓN	Nº REF
Desde el 13 de Diciembre hasta Marzo	Pozo J-2: Sustitución SCU en Turbocompresor e Instalación arranques eléctricos.	No es posible la Inyección en J-2. Sin afección por realizarse en periodo de extracción. Finalizada.	911
Desde el 13 de Diciembre hasta Marzo	Sustitución SCU en Turbocompresor e Instalación arranque eléctrico.	No es posible usar el Booster, se limita la inyección en Jaca. Finalizada.	912
Desde 19 de Septiembre hasta el 17 de Octubre	Pozos S-3 y S-5: Actualización de los CCM.	No es posible inyectar/producir en los pozos S-3 y S-5. Previamente se debiera priorizar su llenado frente al resto de los pozos. Reprogramada para 2.012	913

4.6 Plan anual de mantenimiento 2011 – Conexiones internacionales y yacimientos

C. I. TARIFA			
FECHA TENTATIVA	MANTENIMIENTO	PERÍODO/LIMITACIÓN	Nº REF
No hay operaciones programadas con afección a la capacidad de esta conexión.			-

NOTA: Están previstas diversas operaciones que, salvo imprevistos, sólo deben suponer indisponibilidad temporal de equipos de reserva.

C. I. MEDGAZ			
FECHA TENTATIVA	MANTENIMIENTO	PERÍODO/LIMITACIÓN	Nº REF
No hay operaciones programadas con afección a la capacidad de esta conexión.			-

C.I. LARRAU			
FECHA TENTATIVA	MANTENIMIENTO	PERÍODO/LIMITACIÓN	Nº REF
Desde el 4 al 8 de Abril	Paso de PIG entre Lussagnet y Lacq	5 días. Flujo físico exclusivamente Francia > España y comprendido entre 33 y 50 GWh/día. Posible afección a usuarios. Finalizada.	914
7 de Septiembre	Trabajos en Almacenamiento TIGF	1 día. Flujo físico máximo sentido Francia > España 41 GWh/día. Sin flujo físico posible en sentido España > Francia. Finalizada.	931
del 19 al 23 y 30 de Septiembre	Mtto en la EC de Mont. TC reserva	5 + 1 días. Máximo flujo físico en sentido Francia > España 52,4 Gwh/día. Afección a usuarios. Finalizada.	993
del 26 al 29 de Septiembre	Mtto en la EC de Mont	4 días. Sin flujo físico en sentido Francia > España. Afección a usuarios. Finalizada.	984
5 de Octubre	Trabajos en AS TIGF.	1 día. Sin flujo. Afección a usuarios. Finalizada.	987
Del 17 al 21 de Octubre	Paso de PIG entre St Medard y Mazarolles	5 días. Flujo máximo Francia > España 70 GWh/día. Afección a usuarios. Finalizada.	988

C.I. BADAJOZ

FECHA TENTATIVA	MANTENIMIENTO	PERÍODO/LIMITACIÓN	Nº REF
No hay operaciones programadas con afección a la capacidad de esta conexión.			-

C.I. TUY

FECHA TENTATIVA	MANTENIMIENTO	PERÍODO/LIMITACIÓN	Nº REF
Del 30 de Enero al 1 de Febrero	Test funcional válvula controladora.	3 días. Sin flujo. Posible afección a usuarios. Finalizada.	933
Desde el 8 de Agosto	Insercion JCT 05600 REN	6 días. Sin flujo. Posible afección a usuarios. Finalizada.	989
Del 5 al 16 de Septiembre	Inspeccion en servicio REN	Del 5 al 9 de Septiembre, flujo en sentido Portugal > España. Del 12 al 16, sentido España > Portugal. Finalizada.	992

C.I. IRUN

FECHA TENTATIVA	MANTENIMIENTO	PERÍODO/LIMITACIÓN	Nº REF
8 de Febrero	Mtto válvula controladora.	1 día. Sin flujo. Posible afección a usuarios. Finalizada.	932
Del 29 de Agosto al 2 de Septiembre	Mtto TIGF Urrugne	5 días. Sin flujo. Finalizada.	985
6,15 y 23 de Septiembre y 6 de Octubre	Trabajos en red de TIGF	4 días. Necesidad de flujo físico aprox. 20.000 nm ³ /h en sentido España > Francia. Finalizada.	936
5 de Octubre	Trabajos en AS TIGF.	1 día. Sin flujo. Afección a usuarios. Finalizada.	986

5. MEDIDAS DESTINADAS GARANTIZAR LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO

5.1 Medidas de mercado dirigidas a la seguridad del suministro de gas

Oferta	Inversión en infraestructuras	Planificación Obligatoria vigente 2008-2016, con sus revisiones anuales incluye un criterio N-1 nacional.
	Flexibilidad de entrada de gas al sistema	El sistema cuenta con una amplia capacidad de entrada con 6 plantas de regasificación y 6 conexiones internacionales. A 31/12/2011 las plantas de regasificación contaban con una capacidad nominal de emisión de 1.916 GWh/día.
	Almacenamiento comercial de gas	Capacidad de extracción media en AASS ~ 100 GWh/día. Con la incorporación de los nuevos AASS en 2012, dicha capacidad se vera incrementada de forma importante en los sucesivos ciclos de extracción. A 31/12/2011 el conjunto de plantas contaba con una capacidad de almacenamiento de 3.246.500 m ³ GNL (22.239 GWh), siendo el nivel medio de llenado de los tanques de un 45%. Por tanto, la capacidad disponible en los tanques de GNL es una herramienta de flexibilidad muy importante. Además, el sistema español cuenta con un amplio número de comercializadoras activas con posibilidad de acceso al mercado spot mundial de GNL.
	Diversificación de suministros y rutas de gas	Alto grado de diversificación. En la actualidad, se recibe gas de 12 países siendo Argelia el principal suministrador (37%) seguido por Nigeria (19%) y Qatar(13%).
	Capacidad bidireccional de las CI	Todas las conexiones transfronterizas con Francia y Portugal son bidireccionales. Los avances en la capacidad de interconexión se encuentran recogidos en el South Gas Regional Investment Plan 2011-2020. Existe un procedimiento de asignación conjunta de capacidad España-Francia y próximamente, se va a llevar a cabo un Proyecto piloto también para la capacidad España-Portugal.
	Coordinación de los TSO en las CI	Portugal – España: acuerdo de operación conjunto de las CI de Tuy/Valença do Minho y Badajoz/Campo Maior. Francia – España: acuerdo de operación de las CI Biriattou y Larrau.
	Acuerdos de cooperación de ámbito regional	Portugal – España: Acuerdo de Asistencia Mutua entre Enagás y REN-GTG de septiembre 2006 y actualizado anualmente. Francia – España:Acuerdo de Asistencia Mutua entre Enagás con TIGF : de 2010 y con vigencia desde 1-nov-10 hasta 1-dic-15.
Demanda	Utilización de contratos interrumpibles	Oferta de peaje interrumpible con actualización anual. Para el periodo 1-oct-11 al 30-sep-12, hay una contratación de capacidad diaria máxima de 151 GWh/día, repartida en 23 GWh tipo "A" (5 días) y 128 GWh tipo "B" (10 días). La Orden IET/849/2012, de 26 de abril de 2012, limita la oferta de capacidad interrumpible a zonas saturadas en circunstancias tanto de operación normal como de demanda punta invernal.
	Peaje interrumpible comercial	Contratos bilaterales entre el cliente y el comercializador, con el objeto de evitar que este último incurra en situación de desbalance como consecuencia de incidentes que provoquen falta de gas relacionados con dicho comercializador. En el año 2010 y 2011, ningún comercializador ha declarado suministro bajo interrumpibilidad comercial.
	Combustibles de reserva alternativos en CTCC's	Al contar con una importante flexibilidad, en el sistema español las centrales de ciclo combinado no tienen obligación de switching. Sin embargo, algunas centrales pueden trabajar con combustible alternativo (principalmente diesel) durante un corto periodo de tiempo.
	Mercado de generación de electricidad	El sistema eléctrico español cuenta con un importante parque de generación instalado con fuentes distintas al gas natural que participan en el mercado diario e intradiario de casación por precio (OMIE). En una situación hipotética de déficit de suministro de gas, el precio de oferta de los CTCC's para cubrir la demanda eléctrica asciende, dando paso a otras tecnologías del mix de generación. Por otro lado, ante una situación de operación excepcional, el operador eléctrico español (REE) analizará la flexibilidad del sistema eléctrico y en coordinación con los agentes que participan en el mercado eléctrico, facilitará la reducción de carga en centrales de ciclo combinado, asegurando el suministro de energía eléctrica en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas. Para lo cual, REE puede adaptar los programas de producción resultantes de los mercados diarios e intradiarios, además de utilizar el servicio de gestión de demanda de grandes clientes eléctricos.

5.2 Medidas de mercado con perspectivas a largo plazo

Oferta	Utilización de los contratos a corto y largo plazo	Los usuarios disponen de posibilidad de contratar capacidad diaria, mensual o anual, adaptando la capacidad contratada a la demanda real, pudiendo liberar la capacidad restante sin coste, que queda a disposición de su uso por terceros.
	Integración de gas procedente de fuentes renovables	Actualmente esta aportación no ha adquirido un volumen importante, aunque se sigue estudiando e investigando nuevas alternativas. Se ha actualizado la legislación en vigor, publicando los requisitos que ha de cumplir el biogas para ser inyectado en la red del sistema gasista.
Demanda	Mayor eficiencia	Desde el IDAE y otras instituciones oficiales, se viene trabajando durante los últimos años en el ahorro y la eficiencia energética con medidas como el seguimiento del rendimiento eléctrico equivalente en cogeneración, instalación de nuevas calderas más eficientes.
	Mayor utilización de fuentes de energía renovable	Fuerte desarrollo de las fuentes de generación renovable para la producción de electricidad en los últimos años. A nivel anual la generación eólica ha reducido la aportación de los CTCC's en la cobertura de la demanda eléctrica, sin embargo la intermitencia de esta fuente ha convertido a los CTCC's en el back-up de esta tecnología.

5.3 Medidas distintas de mercado

Oferta	Almacenamiento estratégico de gas
	Extracción obligatoria de almacenamiento
	Incremento obligatoria de producción nacional
	Generación de electricidad impuesta para fuentes distintas al gas
	Utilización obligatoria de las reservas de combustibles alternativos
Demanda	Forzar el cambio de combustible (switching fuel)
	Restricción de carga firme obligatoria

6. RESULTADOS

- La situación del mercado gasista español durante el año 2011 se caracterizó por un descenso en los aprovisionamientos de gas natural, motivados por una bajada notable del consumo. La previsión para el año 2012, es que en términos globales, se mantenga la misma demanda del año 2011 con un posible ligero crecimiento (0,6%), resultado de un aumento del 5% en el mercado convencional acompañado de un decremento del 11% en el consumo de gas para generación eléctrica.
- El Sistema gasista español se encuentra en la actualidad dotado de las infraestructuras necesarias para su funcionamiento en condiciones de seguridad de suministro, tanto por su número como por el volumen de capacidad disponible. En el último ejercicio, dichas infraestructuras tuvieron unos ratios de utilización entre el 40 y el 60 por ciento. No obstante, el marco jurídico vigente garantiza además la construcción de todas las infraestructuras consideradas críticas para el desarrollo del sistema, bajo el amparo de la Planificación 2008-2016 y el Real Decreto Ley 13/2012.
- El Sistema gasista español cuenta con las medidas necesarias para garantizar la seguridad de suministro en caso de interrupción en el abastecimiento, u otros problemas que puedan afectar al normal funcionamiento del Sistema. Estas medidas se encuentran en la actualidad bajo el análisis del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, para su inclusión dentro de la metodología de los Planes de Actuación y de Emergencia, que se están elaborando con objeto de cumplir con el mandato dado por el Reglamento Europeo 994/2010, sobre medidas para garantizar la seguridad de suministro de gas.

Muy en particular, merece la pena destacar la medida que contempla el mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural, que ha sido modificada por Orden ITC/3128/2011, de manera que las compañías pasarán a mantener de 10 a 20 días de sus ventas firmes en todo momento.

- Las compañías transportistas de gas natural, se encuentran cumpliendo con los compromisos de mantenimiento de las instalaciones del Sistema, de acuerdo a las normas que rigen el RD 1434/2002 y Orden ITC/3126/2005.

Por su parte, los agentes que incorporan gas al Sistema disponen de los contratos a largo plazo necesarios para cubrir las futuras necesidades de gas natural del Sistema.