



## **RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE ACTUALIZA Y SE DA PUBLICIDAD AL PLAN DE ACCIÓN PREVENTIVO Y AL PLAN DE EMERGENCIA DEL SISTEMA GASISTA ESPAÑOL**

El Reglamento UE 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo de 20 de Octubre de 2010 sobre medidas para garantizar la seguridad de suministro de gas y por el que se deroga la Directiva 2004/67/CE del Consejo (el Reglamento), tiene por finalidad garantizar a los consumidores de gas que se toman todas las medidas necesarias para garantizar un abastecimiento continuo, en particular en caso de condiciones climáticas difíciles y de interrupción del suministro en los mercados internacionales,

El artículo 4 del Reglamento establece la obligación para los Estados miembros de realizar un plan de acción preventivo que incluya las medidas necesarias para eliminar o atenuar los riesgos detectados con arreglo a la evaluación de riesgos realizada así como un plan de emergencia que incluya las medidas que se deban adoptar para eliminar o atenuar el impacto de una interrupción del suministro de gas. En cumplimiento de lo anterior, por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 19 de diciembre de 2012 se adoptaron el Plan de Acción Preventivo del Sistema Gasista Español y el Plan de Emergencia del Sistema Gasista Español.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 5 del citado Reglamento los planes se actualizarán cada dos años y reflejarán la evaluación actualizada del riesgo. En junio de 2014 se procedió a actualizar la Evaluación de Riesgos del Sistema Gasista Español.

Asimismo, en cumplimiento a lo establecido en el Reglamento, por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 16 de febrero de 2015 se actualizaron y se dio publicidad al Plan de Acción Preventiva y al Plan de Emergencia del Sistema Gasista Español, que fueron publicados con carácter provisional en la página web del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 4.6 del Reglamento UE 994/2010, de 20 de octubre, la Comisión Europea tras haber evaluado los planes actualizados ha realizado algunas observaciones sobre los mismos con el fin de que se proceda a su revisión mediante el Dictamen de la Comisión de 8 de junio de 2015.

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo, a través de la Dirección General de Política Energética y Minas, ha procedido a modificar los planes de acuerdo con las observaciones incluidas en el Dictamen de la Comisión Europea

Por todo lo anterior, esta Dirección General de Política Energética y Minas resuelve:

Publicar, el "Plan de Acción Preventivo del Sistema Gasista Español" y el "Plan de Emergencia del Sistema Gasista Español" que se adjuntan como Anexo I y Anexo II, respectivamente, en la página Web del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.



Contra la presente resolución, que no pone fin a la vía administrativa, 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, 5 de octubre de 2015

LA DIRECTORA GENERAL DE POLÍTICA  
ENERGÉTICA Y MINAS,



Fdo.: María Teresa Baquedano Martín



**Anexo I : Plan de Acción Preventivo del Sistema Gasista español**  
(REGLAMENTO EUROPEO 994/2010)



**Índice:**

<b>1. Alcance</b> .....	<b>5</b>
<b>2. Evaluación de riesgos del Sistema Gasista español 2014-2017</b> .....	<b>6</b>
<b>3. Consideraciones previas</b> .....	<b>6</b>
<b>4. Identificación de los escenarios de riesgo</b> .....	<b>6</b>
4.1 Estándar de infraestructura (Fórmula N-1, art. 6) .....	6
4.2 Estándar de suministro (art. 8) .....	8
4.3 Identificación de otros escenarios de riesgo .....	11
<b>5. Análisis de la estrategia en los distintos escenarios</b> .....	<b>12</b>
5.1 Riesgo relativo al suministro.....	13
5.2 Riesgo relativo a infraestructura .....	14
<b>6. Conclusiones</b> .....	<b>14</b>
<b>Anexo I: Medidas basadas en el mercado y aquellas no basadas en el mercado relativas a la seguridad de suministro de gas</b> .....	<b>16</b>
1. Medidas de Mercado dirigidas a la seguridad de suministro.....	16
2. Medidas distintas de las de Mercado dirigidas a la seguridad de suministro .....	17
<b>Anexo II: Medidas existentes en el Sistema Gasista español</b> .....	<b>19</b>
<b>Anexo III: Casos analizados en el Plan de Actuación en Caso de Emergencia</b> ....	<b>27</b>



## 1. Alcance

El presente Plan de Acción Preventivo (en adelante, PAP) contiene la estrategia que minimiza los riesgos identificados con vistas a garantizar el suministro de gas a todos los clientes del mercado gasista y especialmente a los clientes protegidos.

Se ha desarrollado según se requiere en el Reglamento (UE) N° 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo de 20 de octubre de 2010 sobre medidas para garantizar la seguridad de suministro de gas y por el que se deroga la Directiva 2004/67/CE del Consejo (en adelante, el Reglamento).

El presente documento se enmarca dentro del régimen jurídico de las actividades relativas a los hidrocarburos gaseosos<sup>1</sup>. Dicho marco jurídico establece las medidas destinadas a garantizar la seguridad del suministro del Sistema Gasista español, las responsabilidades de los distintos agentes públicos y privados (empresas, administraciones, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, CNMC) y Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (en adelante, CORES)) así como los procedimientos de actuación y coordinación en caso de crisis de suministro.

Con fecha 28 de enero de 2015 el PAP ha sido remitido a las Autoridades Competentes de Francia y Portugal que no han realizado observaciones al mismo. Además se ha sometido a consulta con los principales agentes del sector a nivel nacional.

Asimismo, se han recibido copias de los PAP de Francia y Portugal, que tras su análisis se han considerado compatibles con el PAP español.

---

<sup>1</sup> Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y su normativa de desarrollo (el RD 949/2001, RD 1434/2002, RD 1716/2004, Orden ITC/3126/2005, Orden ITC/4100/2005, RD 1766/2007, ITC/3862/2007, ITC/3128/2011 y Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista (NGTS)).



## **2. Evaluación de riesgos del Sistema Gasista español 2014-2017**

De acuerdo con el análisis de riesgo realizado para el Sistema Gasista español, el suministro de gas natural de todos los clientes protegidos, para el periodo 2014-2017, queda garantizado.

Las principales conclusiones de este análisis son las siguientes:

1. La normativa española permite garantizar la protección de los clientes protegidos y la eliminación de las congestiones internas a las que se refiere el artículo 6, apartado 9 del Reglamento. Las medidas contempladas en el marco regulatorio español vigente del Sistema Gasista se adecúan a las previstas en los anexos II y III del Reglamento (.).

En el momento actual se valora que en el periodo analizado continuará la liquidez del mercado gasista mundial con exceso de oferta, hecho que unido a la flexibilidad para entradas de GNL en el Sistema español, la diversificación de suministros de los comercializadores y la actualización de sus contratos para flexibilizar sus cláusulas y contemplar contrataciones spot, minimizan las consecuencias de los principales escenarios analizados.

2. Todas las conexiones transfronterizas con Francia y Portugal son bidireccionales. No obstante, la ampliación de la capacidad bidireccional de interconexión con Francia, contribuirá positivamente a la seguridad de suministro de la Región Sur, ayudando así a paliar los riesgos de crisis de suministro en el resto de la UE, además de favorecer la integración, competencia y liquidez de los mercados.
3. Con las infraestructuras previstas en el horizonte analizado, el valor de la fórmula N-1 establecida en el Anexo I del Reglamento para el Sistema Gasista español es mayor de 100%, no siendo necesario la aplicación de medidas relativas a la demanda para superar este umbral.

A la vista de este resultado, España dispone de capacidad suficiente para consolidarse como una nueva puerta de gas desde el sur aportando seguridad y diversificación de suministro hacia centro Europa.

## **3. Consideraciones previas**

El artículo 5 del Reglamento define los contenidos de los Planes de acción preventivos individuales y conjuntos, y en particular los anexos II y III del Reglamento recogen respectivamente las medidas basadas en el mercado y aquellas no basadas en el mercado relativas a la seguridad de suministro de gas que deben analizarse. Estas medidas están recogidas en el anexo I.

## **4. Identificación de los escenarios de riesgo**

### **4.1 Estándar de infraestructura (Fórmula N-1, art. 6)**

La norma relativa a la infraestructura, de acuerdo con la fórmula N-1 incluida en el anexo I del Reglamento, debe garantizar la adopción de las medidas necesarias para que, a más tardar el 3 de diciembre de 2014 en caso de una interrupción de la mayor infraestructura unitaria de gas, la capacidad de la infraestructura restante permita la cobertura de la demanda total de gas durante un periodo de un día de demanda de



gas excepcionalmente elevada con una probabilidad estadística de producirse una vez cada 20 años.

En el sistema español la infraestructura con mayor capacidad de emisión a la red es la planta de regasificación de Barcelona, con una capacidad de emisión de 559 GWh/día (48,1 mcm/d).

La siguiente tabla recoge, con valores actualizados, el cumplimiento de dicho principio N-1 en el Sistema Gasista español:

Tabla 1: Resultados de la Fórmula N-1

	Invierno 2014-2015		Invierno 2015-2016		Invierno 2016-2017		Invierno 2017-2018	
	GWh/día	mcm/d	GWh/día	mcm/d	GWh/día	mcm/d	GWh/día	mcm/d
<b>Epm</b>	<b>955</b>	<b>82</b>	<b>1.015</b>	<b>87</b>	<b>1.015</b>	<b>87</b>	<b>997</b>	<b>86</b>
Tarifa	444	38	444	38	444	38	444	38
Almería	266	23	266	23	266	23	266	23
Francia	165	14	225 *	19	225	19	225	19
Portugal	80	7	80	7	80	7	62**	5
<b>Pm</b>	<b>44</b>	<b>4</b>	<b>44</b>	<b>4</b>	<b>44</b>	<b>4</b>	<b>44</b>	<b>4</b>
<b>Sm</b>	<b>183</b>	<b>16</b>	<b>210</b>	<b>18</b>	<b>228</b>	<b>20</b>	<b>238</b>	<b>20</b>
Serrablo	79	7	79	7	79	7	79	7
Gaviota	68	6	68	6	68	6	68	6
Yela	32	3	59	5	71	6	76	7
Marismas	4	0,4	4	0,4	10	0,9	15	1
<b>LNGm</b>	<b>1.986</b>	<b>171</b>	<b>1.986</b>	<b>171</b>	<b>1.986</b>	<b>171</b>	<b>1.986</b>	<b>171</b>
Barcelona	559	48	559	48	559	48	559	48
Huelva	392	34	392	34	392	34	392	34
Cartagena	392	34	392	34	392	34	392	34
Bilbao	228	20	228	20	228	20	228	20
Sagunto	290	25	290	25	290	25	290	25
Mugardos	126	11	126	11	126	11	126	11
<b>Im (Pl. Barcelona)</b>	<b>559</b>	<b>48</b>	<b>559</b>	<b>48</b>	<b>559</b>	<b>48</b>	<b>559</b>	<b>48</b>
<b>Dmax</b>	<b>2.249</b>	<b>193</b>	<b>2.430</b>	<b>209</b>	<b>2.514</b>	<b>216</b>	<b>2.619</b>	<b>225</b>
PUNTA extrema	1.935	166	2.061	177	2.145	184	2.230	192
Exportación	314	27	369	32	369	32	389	33
Francia	170	15	225	19	225	19	225	19
Portugal	144	12	144	12	144	12	164	14
<b>Deff ***</b>	<b>0,575</b>	<b>0,05</b>	-	-	-	-	-	-
<b>% PRINCIPIO N-1</b>	<b>116%</b>		<b>111%</b>		<b>108%</b>		<b>103%</b>	

\*En dic-15 se producirá un incremento en la capacidad de la CI Irún:

-Capacidad técnica para el lado español: 60 GWh/día

-Capacidad bundled ofertada al mercado: 0 GWh/día. (En el momento de publicación de este documento)

\*\*Con la puesta en marcha de la estación de compresión de Carregado (Portugal) se incrementará la capacidad de importación hasta 97 GWh/día

\*\*\*La capacidad susceptible de ser contratada bajo el régimen de interrumpibilidad se determina anualmente.

La fórmula N-1 [%], aplicada al sistema gasista español, toma valores superiores al 100% de acuerdo con los escenarios de demanda e infraestructuras previstos en los próximos cuatro inviernos, sin necesidad de aplicar medidas relativas a demanda referidas en el punto 4 del ANEXO I del Reglamento.

Debido a que las infraestructuras incorporadas en los últimos años, el sistema cuenta con capacidad suficiente de transporte para cubrir la demanda en el caso fallo de la planta de Barcelona durante la punta invernal.



## 4.2 Estándar de suministro (art. 8)

Los clientes que se consideran protegidos en el sistema español a efectos del Reglamento son los consumidores domésticos y los servicios esenciales (hospitales, guarderías...) establecidos en el artículo 60 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre. Estos clientes protegidos están incluidos en el escalón de peaje 3 junto con el resto de consumidores conectados a gasoductos cuya presión de diseño es inferior a 4 bares<sup>2</sup>.

La previsión del consumo de los clientes protegidos en los próximos años en condiciones medias de temperatura es la que se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 2: Previsión del consumo de los clientes protegidos en los próximos años**

<i>Unidad: TWh</i>	Consumo TOTAL Sistema	Consumo clientes protegidos	% Protegidos/ TOTAL
2014	335	54	16%
2015	345	54	16%
2016	352	55	16%
2017	359	56	16%

El artículo 8 del Reglamento, en su apartado 1, establece que la Autoridad competente requerirá de las empresas de gas natural que determine la adopción de medidas destinadas a garantizar el suministro de gas a los clientes protegidos del Estado miembro en los siguientes casos:

- Temperaturas extremas durante un período punta de siete días con una probabilidad estadística de producirse una vez en 20 años.
- Cualquier período de al menos 30 días de demanda de gas excepcionalmente elevada, con una probabilidad estadística de producirse una vez en 20 años.
- Para un período de al menos 30 días en caso de interrupción de la mayor infraestructura unitaria de suministro de gas en condiciones invernales medias.

Para evaluar los casos se han elaborado escenarios futuros de demanda a partir de la simulación del comportamiento del mercado gasista ante situaciones de temperatura correspondientes a las más frías de los últimos 20 años y, simultáneamente, se han considerado escenarios de generación eléctrica que requieren una elevada aportación por parte de las centrales de ciclo combinado.

### 4.2.1 Semana más fría últimos 20 años (Art. 8, apartado 1.a)

---

<sup>2</sup> El Real Decreto 949/2001 por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado de gas natural, recoge en su artículo 27 la estructura de las tarifas de venta de gas natural de acuerdo con los distintos niveles de presión y consumo. Los peajes y cánones aplicables a cada grupo son modificadas cada año por el MINETUR, siendo las correspondientes a 2014 las fijadas en la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre





El periodo de 7 días consecutivos más frío de los últimos 20 años, considerando aquellos siete días que acumulan en conjunto las temperaturas más bajas, es el comprendido entre el 21 y el 27 de diciembre de 2001, sin embargo, coincide con el periodo vacacional de Navidad en el que se produce una bajada importante del sector industrial por lo que no se registran consumos punta invernales.

Se considera así la semana más fría de los últimos 20 años en periodo no vacacional, la comprendida entre el 7 de febrero de 2012 al 13 de febrero de 2012, siendo las temperaturas registradas en este periodo las que se extrapolan en los sistemas de previsión de demanda para el cálculo del consumo de gas natural durante la semana más fría de los próximos cuatro inviernos.

En la siguiente tabla se recogen las previsiones de demanda para los próximos inviernos, incluyendo el volumen del escalón de peaje 3, donde se encuentran todos los clientes protegidos.

**Tabla 3: Previsión de demanda durante la semana más fría de los últimos 20 años**

Unidad: GWh		Invierno 2015-2016	Invierno 2016-2017	Invierno 2017-2018
		<i>previsto</i>	<i>previsto</i>	<i>previsto</i>
<b>SEMANA más fría de los últimos 20 años</b>	<b>TOTAL Demanda</b>	11.110	11.425	11.765
	<i>Peaje 3 (Incluye clientes protegidos)</i>	4.241	4.330	4.430

#### 4.2.2 Mes más frío de los últimos 20 años (Art. 8, apartado 1.b)

El período de 30 días consecutivos con registros de temperaturas más bajas es el comprendido entre el 1 de diciembre de 2001 y el 23 de diciembre de 2001, sin embargo, incluye el periodo vacacional de Navidad, en el que se produce una bajada importante del sector industrial, por lo que no se registran consumos punta invernales.

En la reproducción a futuro de dichas temperaturas, se traslada al periodo de 30 días comprendido entre el 25 de enero de 2012 y el 23 de febrero de 2012, por ser éste el periodo laborable de mayor demanda.

En este periodo de frío extraordinario, la siguiente tabla recoge la mejor estimación de consumo de gas.

**Tabla 4: Previsión de demanda durante el mes más frío de los últimos 20 años**

Unidad: GWh		Invierno 2015-2016	Invierno 2016-2017	Invierno 2017-2018
		<i>previsto</i>	<i>previsto</i>	<i>previsto</i>
<b>MES más frío de los últimos 20 años</b>	<b>TOTAL Demanda</b>	44.061	45.102	46.195
	<i>Peaje 3 (Incluye clientes protegidos)</i>	14.669	14.930	15.220

#### 4.2.3 Mes tipo medio invernal y fallo de la mayor infraestructura de entrada (Art. 8, apartado 1.c)

Un fallo en de la infraestructura con mayor capacidad, planta de Barcelona, que anule simultáneamente la emisión a su red local de 45 bar y a la red básica de 72 bar, prolongado durante un mes tipo invernal, no supone a priori en la actualidad un problema de abastecimiento de la zona de Cataluña.



En la siguiente tabla se recogen las previsiones de demanda correspondientes con detalle de la demanda ubicada en la zona de Cataluña.

**Tabla 5: Previsión de demanda durante un mes con temperaturas invernales medias**

Unidad: GWh		Invierno	Invierno	Invierno
		2015-2016	2016-2017	2017-2018
		<i>previsto</i>	<i>previsto</i>	<i>previsto</i>
<b>MES medio invernal y fallo de la mayor infraestructura</b>	<b>TOTAL Demanda</b>	39.302	40.272	41.285
	<i>Peaje 3 (Incluye clientes protegidos)</i>	11.530	11.730	11.950
<b>Detalle de demanda en Cataluña (Zona II)</b>	<b>TOTAL Demanda</b>	7.960	8.170	8.385
	<i>Peaje 3 (Incluye clientes protegidos)</i>	2.200	2.240	2.280

#### 4.2.4 Cumplimiento del estándar de suministro

Desde el punto de vista de las infraestructuras el sistema gasista español tiene suficiente capacidad para la cobertura de la demanda.

En lo que respecta al suministro de gas es responsabilidad de los comercializadores garantizar el suministro a sus clientes : El artículo 14 Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorizaciones de instalaciones de gas, establece que todas las comercializadoras deberán poder acreditar, en todo momento, que tienen capacidad para atender las demandas de gas de sus clientes, sin que se puedan producir restricciones del suministro más allá de situaciones extraordinarias.

Para ello, deben poder acreditar la existencia de contratos, precontratos o garantías de suministro de un proveedor de gas que puedan ser utilizados para dar cobertura a las actividades de comercialización previstas, asegurando la necesaria diversificación de sus suministros.

A estos efectos, las empresas que desean ejercer la actividad de comercialización presentan una declaración responsable de cumplimiento de todos los requisitos para el ejercicio de la actividad de comercialización ante la administración competente en la que manifiestan lo siguiente:

*“5. Disponer de contratos o garantías de suministro de proveedores suficientes para dar cobertura a las actividades de comercialización previstas, asegurando la necesaria diversificación de suministros.*

*Asimismo manifiesta que se encuentra en disposición de acreditar el cumplimiento de dichos requisitos, en cualquier momento, a requerimiento de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y/o de la Comisión Nacional de Energía y se compromete a mantener dicho cumplimiento durante el periodo de tiempo inherente al ejercicio de la actividad como comercializador de gas natural, así como a comunicar cualquier modificación en alguno de los datos o el cese de la actividad.”*

Además hay que señalar que las empresas comercializadoras remiten información periódica sobre importaciones, compras y ventas desglosada por grupos tarifarios al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

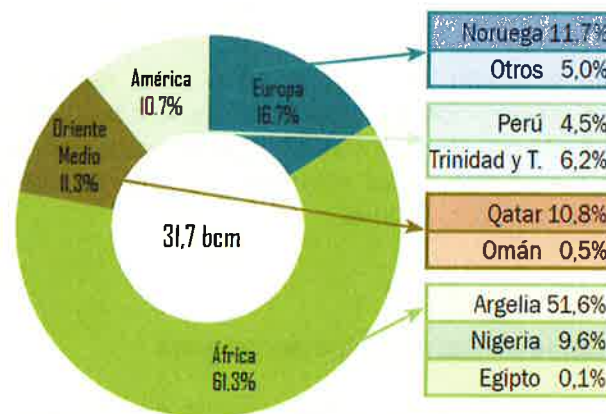


### 4.3 Identificación de otros escenarios de riesgo

En la Evaluación de Riesgos del Sistema español se identificaron una serie de escenarios que precisaban medidas preventivas y de emergencia para situar su riesgo potencial en un nivel aceptable. Los escenarios más relevantes considerados fueron los siguientes:

- a) Evaluación del escenario que contempla el fallo de las importaciones del primer país en la cartera de aprovisionamientos del Sistema español, Argelia.

En el año 2013, el peso del suministro procedente de Argelia asciende hasta el 52% frente al 42% del 2012, debido principalmente al significativo incremento de las importaciones por la conexión internacional de Medgaz/Almería, que acumularon 70 TWh, lo que representa un crecimiento del 81% respecto al año 2012.

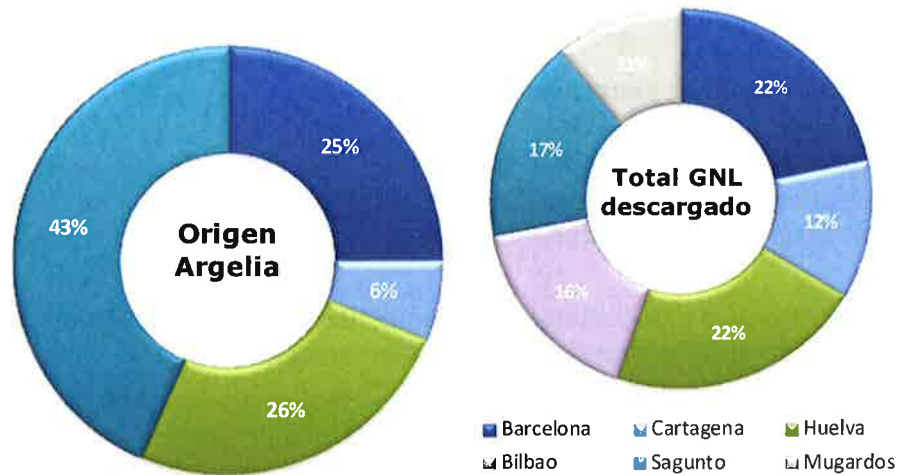


Equivalencia utilizada: 11,86 KWh/Nm<sup>3</sup>

**Figura 1: Importaciones de gas natural por países y áreas económicas 2013 (Fuente: CORES)**

En 2013, el aprovisionamiento medio mensual procedente de Argelia fue de 16.000 GWh/mes (1,35 bcm/mes), de los cuales 3.000 GWh/mes se reciben vía transporte marítimo de GNL y 13.000 GWh/mes a través de los gasoductos Magreb-Europa (GME) y Medgaz.

En el año 2013, los cargamentos de GNL procedentes de Argelia se concentraron principalmente en las terminales del Mediterráneo, siendo la planta de regasificación de Sagunto la que más buques recepciona, seguida de Huelva y Barcelona.



**Figura 2: Descargas de GNL en las terminales del Sistema español en 2013**

- b) El segundo caso identificado es la emisión nula de la planta de regasificación de Mugarodos en punta invernal.
- c) Por último, dado el grado de implicación a nivel regional con Portugal, se incluye entre los escenarios de riesgo el cese del suministro importador a través del Gasoducto del Magreb (GME). Las consecuencias derivadas de este escenario se han recogido en el apartado a), fallo de aprovisionamiento del principal país suministrador, Argelia.

## 5. Análisis de la estrategia en los distintos escenarios

El Sistema español, en virtud de lo establecido en la normativa vigente, cuenta con medidas preventivas que garantizan la seguridad del suministro de gas natural de acuerdo con lo establecido en el Reglamento.

Actualmente, Enagás como Gestor Técnico del Sistema (en adelante, GTS) publica en su página web información relativa a la seguridad del suministro, abordando tanto la demanda prevista como la cobertura de la misma, además de otros aspectos operativos del Sistema como el nivel de existencias en tanques de GNL, el stock en AASS, las capacidades disponibles del Sistema, los planes de mantenimiento, etc. Adicionalmente, se publican las notas de operación, mecanismo de información pública y seguimiento de todas aquellas operaciones que pueden condicionar la operación normal del Sistema.

### ▪ Esquema de actuación del Sistema

La descripción del procedimiento de actuación en caso de emergencia está contenida en el Plan de emergencia (en adelante, PE). Refleja la metodología a seguir cuando la situación requiere la declaración de alguno de los tres niveles de crisis recogidos en el artículo 10.3 del Reglamento:

*a) nivel de alerta temprana (ALERTA TEMPRANA): en caso de existir información concreta, seria y fiable de que puede producirse un suceso susceptible de provocar un importante deterioro de la situación de suministro y de desencadenar el nivel de alerta o de emergencia.*

*b) nivel de alerta (ALERTA): en caso de producirse una interrupción del suministro o una demanda excepcionalmente elevada de gas que provoque un importante deterioro de la situación del suministro, pero el mercado todavía sea capaz de gestionar esa interrupción o demanda sin necesidad de recurrir a medidas distintas de las de mercado.*



*c) nivel de emergencia (EMERGENCIA): en caso de una demanda excepcionalmente elevada de gas, una importante interrupción del suministro u otro deterioro considerable de la situación del suministro y en caso de que se hayan aplicado todas las medidas pertinentes de mercado pero el suministro de gas sea insuficiente para satisfacer la demanda restante de gas, de manera que deban introducirse adicionalmente medidas distintas de las de mercado con vistas, en particular, a salvaguardar el suministro de gas a los clientes protegidos de conformidad con el artículo 8.*

En cada uno de los niveles de crisis, las empresas de gas natural, en los términos establecidos en la normativa vigente, deberán conocer y ser informados de la situación y activar las medidas de mercado necesarias para corregir la situación. Asimismo, de forma paralela, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (en adelante, MINETUR), en su calidad de autoridad competente nacional, podrá monitorizar la situación y, en su caso, proceder a declarar los niveles de crisis anteriormente descritos, informando inmediatamente a la Comisión y facilitando toda la información necesaria sobre las medidas adoptadas y previstas para corregir la situación.

### **5.1 Riesgo relativo al suministro.**

El escenario más relevante identificado es el relativo al cese de los aprovisionamientos del mayor país de origen, Argelia. El suministro medio mensual procedente de este país alcanzó en el año 2013 un volumen de 16.000 GWh/mes.

Una vez detectado un hipotético déficit de aprovisionamiento en el Sistema, identificado en los procesos de programación y nominación, el GTS valorará si la reacción prevista del mercado reconduce al Sistema a una situación normal.

En caso negativo, el GTS realizará una segunda valoración en la que analizará en qué medida la situación es susceptible de provocar un deterioro importante en el suministro de gas natural. Cuando la citada evaluación prevea un deterioro considerable de la misma, se pondrá inmediatamente en conocimiento del Grupo de Gestión de Crisis para valorar el riesgo derivado.

Si el análisis preliminar elaborado con la mejor información disponible en ese momento estima que el daño en el Sistema causado por la falta de suministro es suficientemente grave, el Grupo de Gestión de Crisis activará de manera inmediata todas las medidas de actuación del nivel de ALERTA e incluso de EMERGENCIA si la situación lo requiriese. En este último caso, el Grupo de Gestión de Crisis comunicará la situación al Gobierno.

Para solventar el proceso de desabastecimiento, el Sistema español cuenta con las medidas y herramientas de actuación que se activarán siguiendo el procedimiento recogido en el anexo I del PE.

El gas con origen argelino adquiere una participación significativa en el suministro del sistema Portugués (SNGN) desde el comienzo del gas natural en Portugal en 1997. Por ejemplo, el suministro desde la CI de Campo Maior/Badajoz, casi en su totalidad con origen en Argelia, fue del 52% y 51% del total de gas suministrado en Portugal, en 2012 y 2013 respectivamente.

Este escenario alcanza una categoría de severidad media, aunque no se precisan medidas relativas a la demanda, sin embargo es necesario la reconfiguración de los flujos en RNTGN con la intervención de los usuarios del SNGN.



## 5.2 Riesgo relativo a infraestructura

En aplicación del Artículo 9 apartado c) del Reglamento, la Evaluación de riesgos recoge las conclusiones del análisis derivado del fallo individual de cada una de las instalaciones de entrada a la red de transporte en el día punta invernal.

La emisión nula de la planta de regasificación de Mugaros en día punta invernal para el horizonte analizado 2014-2017, supone un riesgo medio para el sistema porque aunque queda garantizada la cobertura de los clientes protegidos, podría ser necesario activar el procedimiento recogido en el anexo II del PE para garantizar la totalidad de la demanda convencional (no solo la de los clientes protegidos) y la cobertura del mercado de generación eléctrico.

No obstante, con la incorporación de la planta de Asturias, actualmente sin fecha pendiente de incorporación al Sistema, el riesgo pasaría a aceptable.

## 6. Conclusiones

- El Sistema Gasista español cuenta con las medidas preventivas adecuadas para atenuar y reducir las consecuencias derivadas de los riesgos con mayor incidencia en la garantía del suministro, según el análisis realizado en el documento de "Evaluación de Riesgos del Sistema Gasista español 2014-2017".
- De acuerdo con lo establecido en el artículo 13 del Reglamento relativo al intercambio de información entre las empresas de gas natural y la autoridad competente con el fin de garantizar la seguridad del suministro ante cualquier situación de emergencia, se hace necesario actualizar los flujos de información entre el GTS y el resto de agentes mencionados en el apartado anterior (incluido REE) en caso de crisis recogidos actualmente en la regulación española en la norma 10 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista (en adelante, NGTS<sup>3</sup>), apartado 10.4 "Información a suministrar para prevenir y resolver las Situaciones de Operación Excepcional".
- En todos los escenarios analizados, incluso con un déficit prolongado del mayor país proveedor (Argelia), la estrategia preventiva definida en el PAP dota a los comercializadores de un margen de actuación suficiente para, considerando la actual liquidez del mercado mundial de GNL, equilibrar el Sistema Gasista español con la reposición de suministros.
- A nivel regional, el Sistema Gasista español se encuentra en disposición de contribuir a mitigar y subsanar las consecuencias de los fallos analizados en los respectivos documentos de Evaluación de Riesgos de Francia y Portugal. En este sentido, la destacada flexibilidad del Sistema español le sitúa en una posición estratégica de cara a fortalecer la seguridad del suministro en Europa.
- En cumplimiento de los objetivos definidos en el Plan de actividades 2011-2014 de la Iniciativa Regional del Sur de Gas (S-GRI) y en el borrador del

---

<sup>3</sup> Las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista (NGTS), aprobadas por la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, son uno de los elementos normativos básicos para garantizar el funcionamiento del sistema gasista y la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural.



Plan de actividades 2015-2016 presentado para consulta pública en octubre de 2014, las autoridades reguladoras de Portugal y España se han comprometido a desarrollar varias iniciativas que contribuyan a la integración de los mercados de gas natural, incluida la viabilidad de creación de un mercado organizado con el fin de asegurar la liquidez y la competitividad necesaria en la Península Ibérica.

- Durante el año 2014, la CNMC y ERSE lanzaron la consulta pública “Estudio sobre los modelos de integración de los mercados español y portugués en un Mercado Ibérico de Gas”, donde se solicita a las distintas partes interesadas en la creación del mercado ibérico de Gas Natural (MIBGAS) que presenten sus observaciones a tres modelos diferentes de integración, así como sus sugerencias y aportaciones a la identificación y resolución de problemas que de alguna manera puedan interferir con la integración de los mercados de Portugal y España.



## Anexo I: Medidas basadas en el mercado y aquellas no basadas en el mercado relativas a la seguridad de suministro de gas

### 1. Medidas de Mercado dirigidas a la seguridad de suministro.

A continuación, se muestra un resumen de las principales medidas de mercado relativas tanto a la oferta como a la demanda, recogiendo una descripción de su alcance y su clasificación en medidas preventivas (PAP) y/o de emergencia (PE).

**Tabla 6: Medidas de Mercado dirigidas a la seguridad de suministro (1)**

	Cod	Medidas	Descripción	PAP	PE
				SI	NO
<b>Oferta</b>	1ª	Inversión en infraestructuras	Planificación Obligatoria vigente, con sus revisiones anuales incluye un criterio N-1 nacional.	SI	NO
	2ª	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 en operación. A 31/12/2014 las plantas de regasificación cuentan con una capacidad nominal de emisión de 1.916 GWh/día, y la capacidad de entrada por los puntos de interconexión alcanza los 955 GWh/día	SI	SI
	3ª	Almacenamiento comercial de gas	La capacidad de extracción en AASS se incrementará en los próximos años con la consolidación de Yela y Marismas. Además, el volumen operativo de los AASS para el invierno 14-15 supera los 20 TWh y está previsto alcanzar los 28 TWh en el invierno 17-18. A 31/12/2014 el conjunto de plantas en operación cuenta con una capacidad de almacenamiento de 3.316.500 m³ GNL (22.718 GWh), siendo el nivel medio de llenado de los tanques en 2014 superior al 50%. Por tanto, la capacidad disponible en los tanques de GNL es una herramienta de flexibilidad muy importante. Plan de Actuación Invernal (PAI): reserva operativa disponible en tanques de GNL y/o AASS durante el periodo invernal en virtud de la Regla 1ª (Resolución de 8 de octubre de 2013, de la DGPEyM). Para el invierno 2014-2015, la reserva de existencias de seguridad se valora en al menos 2.000 GWh. Además, el Sistema español cuenta con un amplio número de comercializadoras activas con posibilidad de acceso al mercado spot mundial de GNL.	SI	SI
	4ª	Diversificación de suministros y rutas de gas	Alto grado de diversificación. En el año 2014, se recibió gas procedente de once países, siendo Argelia el principal suministrador (55%) seguido por Noruega (12%) y Qatar (9%).	SI	NO
	5ª	Capacidad bidireccional de las CI	Todas las conexiones transfronterizas con Francia y Portugal son bidireccionales. Recientemente, se han dado pasos importantes en la gestión de las interconexiones del Sistema Gasista español con Europa, con la publicación por parte de la CNMC, de dos Circulares donde se establecen:  1. Los mecanismos de gestión de congestiones (Circular 1/2013, de 18 de diciembre), detallados en la Decisión de la Comisión de 24 de agosto de 2012 que modifica el Anexo I del Reglamento (CE) nº715/2009 2. Los mecanismos de asignación de capacidad (Circular 1/2014, de 12 de febrero), los cuales se aplican de acuerdo a criterios de eficiencia económica, transparentes, objetivos y no discriminatorios. Dichos mecanismos de asignación se desarrollarán de acuerdo a lo establecido en el Reglamento (UE) n.º 984/2013 de la Comisión, de 14 de octubre de 2013, por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y se completa el Reglamento (CE) n.º 715/2009	SI	SI
	6ª	Coordinación de los TSO en las CCII	Acuerdos de operación conjunto en las interconexiones: - Portugal – España: CI de Badajoz y Tuy - Francia – España: CI de Larrau e Irún Los gestores de las redes de transporte coordinan conjuntamente la operación física, cumpliendo con los requerimientos de las programaciones comerciales y optimizando el transporte. En octubre de 2012 se pone en marcha el punto de interconexión virtual con Portugal (VIP. IBÉRICO), es decir, dos puntos de interconexión que se integran a efectos de proporcionar un único servicio de capacidad, y en octubre de 2014, el punto de interconexión virtual con Francia (VIP.PIRINEOS)	SI	NO
	7ª	Acuerdos de cooperación de ámbito regional	Portugal – España: Acuerdo de Asistencia Mutua entre Enagás y REN-GTG, de 2006. Francia – España: Acuerdo de Asistencia Mutua entre Enagás con TIGF, de 2010.	SI	SI

Asimismo la regulación española contempla otras medidas de mercado a medio y largo plazo dirigidas a la seguridad de suministro de gas que son las que se recogen en la siguiente tabla:





**Tabla 7: Medidas de Mercado dirigidas a la seguridad de suministro (cont.)**

	Cod	Medidas	Descripción	PAP PE	
				PAP	PE
<b>Oferta</b>	12ª	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.	SI	NO
	13ª	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.	SI	NO
	14ª	Implantación del mercado organizado de gas (HUB Ibérico)	La creación del mercado organizado que proporcione una referencia de los niveles de precios de gas en el mercado mayorista, como ocurre en los principales mercados europeos, incrementando la liquidez y la competitividad dentro de la Península Ibérica.	SI	NO
<b>Demanda</b>	15ª	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.	SI	NO
	16ª	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.	SI	NO
	17ª	Futuras medidas de mercado derivadas de la implantación de los Códigos de Red Europeos	El desarrollo e implementación de los Códigos de Red permitirán la aplicación de reglas comunes, contribuyendo al desarrollo del Mercado Interno de Energía, y cuyo buen funcionamiento redundará en la seguridad de suministro europeo. En estos desarrollos regulatorios priman los mecanismos de mercado tanto para la asignación de capacidad como para el balance y la gestión de congestiones.	SI	NO

En la siguiente tabla, se recogen el resto de medidas de mercado listadas en el anexo II del Reglamento pero que no están implementadas en el Sistema español.

**Tabla 8: Medidas de Mercado dirigidas a la seguridad de suministro (cont.2)**

	Cod	Medidas	Descripción	PAP PE	
				PAP	PE
<b>Oferta</b>	18ª	Flexibilidad de producción nacional	España no cuenta con yacimientos de importancia (anualmente, <0,1% del aprovisionamiento del Sistema español)	NO	NO
<b>Demanda</b>	19ª	Reducción de carga firme a petición del operador del sistema	Actualmente, no existe la modalidad de contratación donde los clientes industriales conectados a la red de transporte deban reducir consumo a petición del operador del sistema bajo un sistema de incentivos/penalizaciones.	SI	SI

## 2. Medidas distintas de las de Mercado dirigidas a la seguridad de suministro

Las medidas no basadas en el mercado, recogidas en el anexo III del Reglamento, son las recogidas en el siguiente cuadro. Estas medidas podrán activarse únicamente en situación de emergencia, siempre y cuando, tras la utilización de medidas de mercado, el suministro de gas sea insuficiente para satisfacer la demanda y se requiera la introducción de medidas distintas a las de mercado para salvaguardar el suministro de gas de los clientes protegidos.



**Tabla 9: Medidas distintas de las de Mercado dirigidas a la seguridad de suministro**

	<b>Cod</b>	<b>Medidas</b>
<b>Oferta</b>	20ª	Almacenamiento estratégico de gas
	21ª	Extracción obligatoria de almacenamiento
	22ª	Incremento obligatorio de producción nacional
	23ª	Generación de electricidad impuesta para fuentes distintas al gas
	24ª	Utilización obligatoria de las reservas de combustibles alternativos
<b>Demanda</b>	25ª	Forzar el cambio de combustible (switching fuel)
	26ª	Restricción de carga firme obligatoria

En los términos recogidos en el Anexo III del Reglamento, la legislación española recoge desde hace años la obligación de las empresas del mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico. Además, en relación con la medida encaminada a la obligación de generación eléctrica con fuentes distintas al gas, destacar que anualmente, durante la elaboración del Plan de Actuación en caso de Emergencia a nivel nacional (PACE), articulado en el RD 1716/2004 de 23 de julio, el GTS se coordina con REE con el objeto de analizar la capacidad del Sistema Eléctrico de prescindir de generación procedente de CTCC's, en varias situaciones de emergencia:

- ante el fallo de abastecimiento de gas desde un país de origen
- algunos casos relevantes de indisponibilidad de instalaciones de entrada al Sistema.

En cuanto a la obligación de incrementar la producción nacional de gas, en España esta medida carece de efectividad al contar con reducido número de yacimientos y de limitada capacidad.



## **Anexo II: Medidas existentes en el Sistema Gasista español**

### **1. Inversión en infraestructuras de gas**

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos estableció las bases de funcionamiento del mercado de gas natural, avanzando en la liberalización como medio para la consecución de una mayor eficiencia y calidad del servicio así como el incremento la competitividad, de la garantía de la seguridad de suministro y de la sostenibilidad.

El modelo de desarrollo del Sistema Gasista se ha basado en una Planificación energética donde se contemplan una serie de infraestructuras que necesariamente deben acometerse. La Ley 34/1998, de 7 de octubre, modificada por la Ley 12/2007 de 2 de julio, establece que la planificación gasista tendrá carácter indicativo, salvo en lo que se refiere a los gasoductos de la red básica de transporte, a la red de transporte secundario, a la determinación de la capacidad de regasificación total de gas natural licuado necesaria para abastecer el Sistema y a las instalaciones de almacenamiento básico de gas natural.

Asimismo, se está contemplando en todas las propuestas asociadas al proceso de Planificación del Sistema Gasista un criterio n-1 nacional que implica que el Sistema esté dotado de las instalaciones suficientes para hacer frente a la interrupción del flujo en cada una de las entradas individualmente en un día laborable invernal, y un criterio n-1 aplicable al caso del punto de entrada de mayor capacidad para el cumplimiento del artículo 6 del Reglamento. Dicha Planificación incluye los siguientes aspectos:

- Previsión de la demanda de gas natural a lo largo del período contemplado.
- Previsiones de desarrollo de la red básica de transporte de gas natural, almacenamiento básico, y de la capacidad de regasificación total de gas natural licuado necesaria para abastecer el Sistema Gasista, con el fin de atender la demanda con criterios de optimización de la infraestructura gasista en todo el territorio nacional.
- Definición de las zonas de gasificación prioritaria, expansión de las redes y etapas de su ejecución, con el fin de asegurar un desarrollo homogéneo del Sistema Gasista en todo el territorio nacional.
- Previsiones relativas a instalaciones de transporte y almacenamiento de combustibles gaseosos, así como de las plantas de recepción y regasificación de gas natural licuado, con el fin de garantizar la estabilidad del Sistema Gasista y la regularidad y continuidad de los suministros de gases combustibles.

Actualmente, la mayor parte de las infraestructuras aprobadas en la Planificación Obligatoria vigente ha visto suspendida su tramitación en virtud de lo establecido en el RD-Ley 13/2012. No obstante, la Disposición Transitoria Cuarta de este Real Decreto, establece que mediante Acuerdo del Consejo de Ministros se podrá restablecer la tramitación individualizada y con carácter excepcional de estas instalaciones. El carácter excepcional vendrá justificado, entre otros, si la no construcción de la instalación en el plazo de 3 años supone un riesgo inminente en la seguridad del suministro. Por tanto, el GTS, en calidad de garante de la seguridad de suministro, traslada al MINETUR, si procede, la necesidad de reactivar la tramitación de aquellas infraestructuras necesarias para incurrir en riesgo de seguridad de suministro.



## 2. Flexibilidad de los puntos de entrada

La alta flexibilidad del Sistema español viene dada principalmente por los doce puntos de entrada disponibles en el Sistema: seis plantas de regasificación y seis conexiones internacionales, de las cuales dos son conexiones netamente importadoras de gas procedente de Argelia mientras que las otras cuatro corresponden a puntos de interconexión con países Miembro de la Unión.

La posibilidad de desviar buques metaneros para reubicar los suministros en el Sistema proporciona otro importante grado de flexibilidad que contribuye a garantizar la seguridad del suministro frente a riesgos operacionales importantes como el fallo en la emisión de una planta de regasificación o la caída de existencias operativas en tanques de GNL.

En cada uno de los puntos de entrada descritos anteriormente, el Sistema cuenta con operaciones de Balance Residual del Sistema (BRS), calculado este último como la diferencia entre el flujo físico total y la suma de las nominaciones de los usuarios.

## 3. Plan de Actuación invernal (PAI)

La norma NGTS-09, denominada «Operación normal del sistema», contempla los requisitos de funcionamiento del sistema gasista dentro de los parámetros considerados como ordinarios, es decir, con las variables de control dentro de rangos normales, estableciendo la posibilidad de que el GTS, en colaboración con el resto de sujetos implicados, elabore anualmente un Plan de Actuación Invernal con objeto de garantizar el suministro ante el incremento de la demanda derivado de la estacionalidad del mercado doméstico/comercial y de las repentinas olas de frío, Plan que habrá de ser aprobado por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

En particular, el último Plan Invernal, aprobado por resolución de la DGPEyM con fecha 8 de octubre de 2013 (BOE 11 de octubre de 2013), y vigente, incluye las reglas que se enumeran a continuación y será de aplicación desde el 1 de noviembre hasta el 31 de marzo del año siguiente.

Adicionalmente, y en función de la situación real del sistema gasista, el GTS podrá reducir la duración del período de aplicación o aplicar unas condiciones menos restrictivas.:

- Regla 1ª: establece la necesidad de mantener unas existencias operativas de GNL en las plantas de regasificación equivalentes a dos días de la capacidad de regasificación y de carga de cisternas contratada. Adicionalmente, requiere el mantenimiento de unas existencias en plantas (excluyendo las indicadas anteriormente) y/o en almacenamientos subterráneos, que, de forma conjunta, sean equivalentes a dos días de la capacidad contratada de entrada al sistema por conexiones internacionales y yacimientos nacionales. Todo ello tiene como fin hacer frente a contingencias en el aprovisionamiento
- Regla 2ª: establece un plan de vigilancia por parte del GTS para prever el incremento de la demanda del grupo 3 causado por posibles olas de frío..
- *Definición de Ola de frío.*

Estas reglas persiguen preparar al sistema gasista para cualquier eventualidad que suponga un incremento de demanda por bajas temperaturas inferiores a las esperadas o situaciones operativas, como el cierre de puertos, que pueda afectar al aprovisionamiento, incidiendo en responsabilizar a cada agente de la atención de su mercado, son un requisito de operación para el periodo invernal pudiendo disponer el comercializador del gas en todo momento.



En cuanto al mantenimiento de existencias operativas por parte de los comercializadores, la regla 1ª otorga la potestad al GTS de declarar no viable la programación mensual de los mismos, siempre que se estime que exista un riesgo para la seguridad del sistema. Por tanto, los comercializadoras hacen uso de dicha reserva comercial en cualquiera de los niveles de operación, sin existir obligación por parte de un tercero, ante un importante deterioro de la situación del suministro y exclusivamente a los efectos de mantener los parámetros de seguridad necesarios,

#### **4. Obligaciones de servicio público impuestas a las empresas**

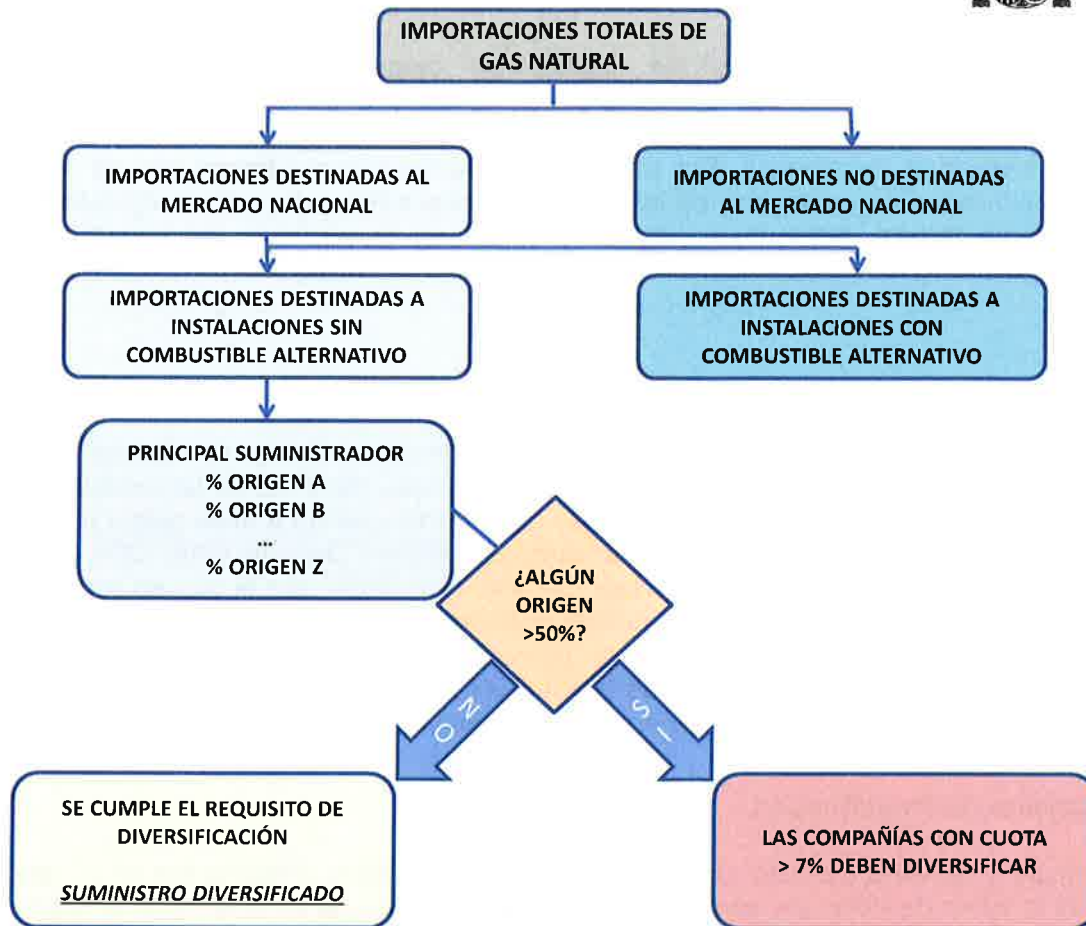
Los artículos 98 y 99 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos establecen la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad y un objetivo de diversificación de los suministros del sistema gasista a nivel global para el conjunto del sistema y, en su caso, a nivel empresa. El Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, y su posterior modificación, Real Decreto 1766/2007, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos, es la norma que desarrolla reglamentariamente el contenido de estas dos obligaciones que se imponen a las empresas por seguridad de suministro.

##### **4.1 Objetivo de diversificación**

El artículo 3 del Real Decreto 1716/2004, de 28 de diciembre, dispone que en el caso de que la suma de todos los aprovisionamientos de gas natural destinados al consumo nacional provenientes de un mismo país se superior al 50 por ciento, según la información publicada por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, los comercializadores y los consumidores directos en mercado que, directamente o por estar integrados en grupos empresariales, realicen aprovisionamientos por una cuota superior al 7 por ciento de los aprovisionamientos en el año natural anterior, deberán diversificar su cartera de forma que sus suministros provenientes del principal país suministrador al mercado nacional sea inferior al 50 por ciento.

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio podrá desarrollar las condiciones para el cumplimiento de esta obligación atendiendo a la situación del mercado, pudiendo exceptuar de la obligación determinados tipos de transacciones.

El esquema inferior muestra de forma esquemática este procedimiento.



**Figura 3: Diversificación de suministro a escala nacional**

El esquema siguiente muestra el procedimiento que deben seguir las empresas que tengan una cuota de aprovisionamiento al mercado nacional superior al 7% (que son las obligadas a diversificar en caso de que se supere el límite del 50%).

A estos efectos, antes del 30 de abril de cada año, los sujetos que incorporen gas al sistema enviarán a la CORES la relación de las ventas firmes e importaciones de gas, por país de origen, correspondientes al año natural precedente. CORES publica, al menos semestralmente, el porcentaje de diversificación en que se encuentra nuestro país, indicando el período temporal al que afecta dicho porcentaje.

Cuando a la vista de los datos anteriores, un sujeto obligado a mantener la diversificación en sus aprovisionamientos (cuota superior al 7%), quiera suscribir un contrato de aprovisionamiento de gas que pudiera sobrepasar la proporción del 50% de gas procedente del principal país proveedor del mercado español debe solicitar autorización al MINETUR.

Este departamento Ministerial se pronuncia sobre dicha solicitud (autorización o denegación) previo informe de la CNMC, valorando la solicitud sobre la base de los siguientes criterios:

- Que favorezcan la competencia en el suministro de gas.
- Que mejoren la seguridad del suministro.
- Que no resulte en detrimento del funcionamiento eficaz del mercado del gas.



- Que no resulte en detrimento del funcionamiento eficaz de las infraestructuras de gas.

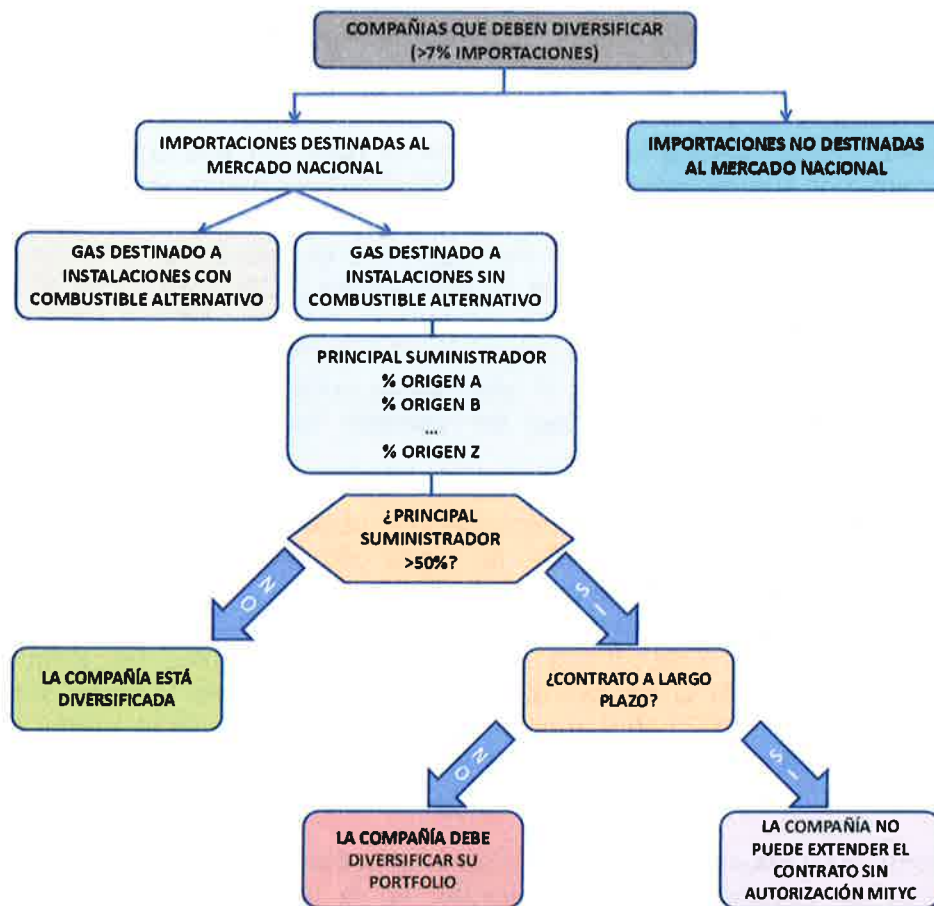


Figura 4: Diversificación de suministro para una empresa obligada a diversificar (cuota > 7%)

En la siguiente tabla se muestra la evolución del aprovisionamiento al sistema español en el horizonte 2008-2013.

Tabla 6: Evolución del aprovisionamiento al sistema español

Unidad: GWh

	2009	2010	2011	2012	2013
Argelia	142.196	134.159	151.797	164.591	193.705
GN	80.900	81.219	108.438	121.788	156.043
GNL	61.296	52.939	43.359	42.802	37.662
Noruega	38.112	37.626	33.492	46.276	43.792
Qatar	51.645	65.533	53.302	45.762	40.609
Nigeria	50.879	86.993	74.209	61.126	36.176
Trinidad y Tobago	49.066	36.972	27.686	26.629	23.327
Perú	-	7.164	22.023	27.341	16.898
Francia	1.575	1.851	5.655	8.879	15.226
Bélgica	873	876	2.044	7.038	2.174
Omán	15.125	1.931	1.918	-	1.917
Portugal	-	-	76	-	1.237
Egipto	51.544	32.728	25.933	7.153	464
Libia	8.495	4.128	967	-	-
Yemen	1.048	2.968	-	-	-
<b>Total</b>	<b>410.556</b>	<b>412.928</b>	<b>399.100</b>	<b>394.795</b>	<b>375.525</b>



## 2. Existencias mínimas de seguridad

Están obligados a mantener existencias mínimas de seguridad de gas natural, conforme a lo dispuesto en el citado artículo 98 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre:

- Los comercializadores de gas natural, por sus ventas de carácter firme en el territorio nacional.
- Los consumidores directos en mercado, en la parte de sus consumos de carácter firme no suministrados por los comercializadores autorizados.

Para los sujetos anteriores, la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad son las establecidas en el Artículo 10 de la Orden ITC/3128/2011 de 17 de noviembre, que actualiza la cuantía de las existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico a que hace referencia el artículo 17.1 del RD 1716/2004, pasando de 10 a 20 días de las ventas firmes en el año natural anterior. La movilización de estas existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico corresponde exclusivamente al Gobierno.

Dichas existencias se mantendrán en almacenamientos subterráneos de la red básica, pudiéndose computar en dicha cuantía la parte del gas colchón de los almacenamientos subterráneos extraíble por medios mecánicos.

De la disposición transitoria decimonovena de la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, se desprende que a partir del 1 de enero de 2012, las existencias mínimas de seguridad no podrán incluir reservas de carácter operativo.

## 5. Bidireccionalidad de las conexiones internacionales con la UE

Las ampliaciones de capacidad que se muestran en la tabla siguiente han sido acordadas por los gestores de la Región Sur.

**Tabla 2: Capacidades de conexiones internacionales**

	Capacidad flujo IMPORTADOR	Capacidad flujo EXPORTADOR	Año	Incorporación Infraestructura
FRANCIA (VIP PIRINEOS)	(W) 165 GWh/d (S) 175 GWh/d	(W) 170 GWh/d (S) 174 GWh/d	Actual	
	*225 GWh/d	225 GWh/d	dic-15	Incorporación de la estación de compresión de Irún
PORTUGAL (VIP IBÉRICO)	80 GWh/d	144 GWh/d	Actual	
	(W) 62 GWh/d (S) 97 GWh/d	(W) 164 GWh/d (S) 176 GWh/d		
	(W) 97 GWh/d (S) 132 GWh/d	(W) 164 GWh/d (S) 176 GWh/d	oct-17 a sept-24	Incorporación de la estación de compresión de Carregado

\*La capacidad de importación en Irún será:

·Capacidad técnica para el lado español: 60 GWh/día

·Capacidad bundled ofertada al mercado: 0 GWh/día. (En el momento de publicación de este documento).





## **6. Coordinación a nivel regional**

El 8 de marzo de 2007, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio de España y el Ministro de Economía e Innovación de Portugal firmaron el "Plan para compatibilizar la regulación del sector energético entre España y Portugal", que entre otros puntos pretendía abordar la creación y desarrollo del mercado ibérico del gas natural.

En cuestiones de coordinación, solidaridad y apoyo regional, España se anticipó a la normativa europea y ya en el año 2006, Enagás-GTS y REN-GTG elaboraron el primer Acuerdo de Asistencia Mutua en caso de emergencia. Desde entonces, los Acuerdos de Asistencia Mutua han contado con revisiones anuales, hasta el año 2011, año en el que este proyecto culmina con la firma del primer Acuerdo Operativo. Este Acuerdo contempla, entre otros aspectos, el protocolo de actuación en caso de emergencia, por lo que se aprovecha la ocasión para elaborar un acuerdo de asistencia mutua renovado, con vigencia indefinida, que establece medidas de cooperación mutua en una gestión coordinada de los sistemas.

Continuando con esta iniciativa, Enagás-GTS, como Gestor Técnico del Sistema español, y TIGF, como operador de las conexiones de Larrau e Irún en el lado francés, desarrollan en 2010 una documentación similar, reforzando así la operación, la cooperación y la solidaridad regional tal y como indica la normativa europea, destacando el Reglamento y la Directiva europea 2009/73/CE.

## **7. Contratos interrumpibles**

La posibilidad, contemplada en el Reglamento , de interrumpir el suministro a determinados consumidores que estén dispuestos a ello para resolver incidentes que deriven en una falta de suministro, dota de flexibilidad al Sistema y permite dar respuestas rápidas y eficientes ante la posibilidad eventual de fallos, sin que el resto de los consumidores se vean afectados.

En España, esta medida queda recogida en la Resolución de la DGPEyM de 25 de julio de 2006, donde se regularon las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el Sistema Gasista español.

En el artículo 2 de la Resolución anteriormente mencionada se definen dos modalidades de interrumpibilidad:

1. Comercial: se instrumenta a través de contratos firmados entre el consumidor final y el comercializador en condiciones libremente pactadas.
2. Peaje interrumpible: esta modalidad requiere la firma de un convenio entre el consumidor final, el comercializador, en su caso, y el GTS. En el caso de que el consumidor final sea una central de generación eléctrica, es imprescindible la firma de REE quien podrá denegar, conceder sin condiciones o condicionar su aprobación a la existencia de combustible alternativo almacenado.

Los tipos de peaje interrumpible son:

- Tipo A: interrupción máxima acumulada de 5 días/año.
- Tipo B: interrupción máxima acumulada de 10 días/año.
- Gasoductos estructuralmente saturados: posible interrupción máxima superior a 10 días.



Las condiciones para poder acogerse a este peaje son las siguientes:

- a) Consumo anual superior a 10 GWh/año y consumo diario superior a 26.000 kWh/día.
- b) Presión de suministro superior a 4 bar.
- c) Telemedida operativa.
- d) Cumplimiento de los criterios geográficos y técnicos valorados por el GTS y en su caso por REE.

La DGPEyM, a propuesta del GTS, y previo informe de la CNMC, determina anualmente las zonas con posibilidad de congestión y la capacidad susceptible de ser contratada bajo el régimen de interrumpibilidad. A estos efectos, solamente se considerarán las zonas en las que las instalaciones existentes sean incapaces de suministrar la demanda prevista en circunstancias tanto de operación normal como de demanda punta invernal, de acuerdo a la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se adoptan determinadas medidas relativas al equilibrio financiero del Sistema Gasista.

## **8. Otras medidas existentes**

- Plan de Actuación en Caso de emergencia (PACE):

Este plan constituye un instrumento de proyección, organización y apoyo que evalúa las posibles situaciones de emergencia en el Sistema español y que el GTS actualiza todos los años con la supervisión del MINETUR.

- Winter Outlook:

Publicación anual sobre la previsión de demanda de gas del próximo invierno y su cobertura.

- Plan anual de Mantenimientos:

Plan anual realizado por el GTS en coordinación con los titulares de infraestructuras, sobre la planificación de las principales operaciones de mantenimiento de las instalaciones del Sistema. Esta información se actualiza y publica mensualmente.

- Programación anual oferta-demanda:

Previsión anual del movimiento de gas en el Sistema mes a mes elaborada por el GTS, realizada a partir de las previsiones de demanda disponibles en coordinación con REE, Distribuidoras y Transportistas, y de las previsiones de aprovisionamiento de las Comercializadoras.

- Penalizaciones a los desbalances:

El capítulo 9 de las Normas de Gestión de Técnica del Sistema establece las penalizaciones por desbalance tanto por defecto como por exceso. El GTS, a partir de la información recogida en el SL-ATR, vela por el cumplimiento de los límites operativos del Sistema Gasista.



### **Anexo III: Casos analizados en el Plan de Actuación en Caso de Emergencia**

En el horizonte 2014-2015, el Plan de Actuación en Caso de Emergencia (PACE) se adapta al Reglamento incluyendo los criterios de seguridad en él especificados. Así, el citado Plan analiza los efectos, consecuencias y procedimientos de actuación en los siguientes casos:

- ✓ Semana más fría últimos 20 años
- ✓ Mes más frío de los últimos 20 años
- ✓ Mes tipo invernal y fallo mayor entrada
- ✓ Cumplimiento de la norma relativa a la infraestructura (PRINCIPIO N-1 Art. 6)
- ✓ Emisión nula de la planta de Sagunto
- ✓ Emisión nula de la planta de Cartagena
- ✓ Emisión nula de la planta de Huelva
- ✓ Emisión nula de la planta de Mugarodos
- ✓ Emisión nula de la planta de Bilbao
- ✓ Anulación de importaciones por Tarifa
- ✓ Anulación de importaciones por Almería
- ✓ Emisión nula en almacenamientos (Gaviota, Serrablo, Yela y Marismas)
- ✓ Saldo nulo en una de las conexiones con Francia
  - Conexión internacional de Larrau
  - Conexión internacional de Irún
- ✓ Saldo nulo en una de las conexiones con Portugal
  - Conexión internacional de Badajoz
  - Conexión internacional de Tuy
- ✓ Fallo de abastecimiento del principal país/suministrador
- ✓ Riesgos relativos a Sistemas de Información
- ✓ Riesgos relativos a situaciones de huelga



**Anexo II: Plan de Emergencia del Sistema Gasista español**  
(REGLAMENTO EUROPEO 994/2010)



**Indice:**

<b>1 Alcance.....</b>	<b>30</b>
<b>2 Funciones y responsabilidades .....</b>	<b>31</b>
<b>2.1 Autoridad competente .....</b>	<b>31</b>
<b>2.2 Agentes del Sistema.....</b>	<b>34</b>
<b>2.3 Grupo de Gestión de Crisis .....</b>	<b>35</b>
<b>2.4 Centro de Control e información de Protección Civil de la Comisión</b> <b>35</b>	
<b>3 Procedimiento de actuación en los estados de operación.....</b>	<b>36</b>
<b>3.1 Operación normal .....</b>	<b>39</b>
<b>3.2 Nivel de alerta temprana .....</b>	<b>43</b>
<b>3.3 Nivel de alerta.....</b>	<b>47</b>
<b>3.4 Nivel de emergencia .....</b>	<b>52</b>
<b>4 Cooperación regional.....</b>	<b>59</b>
<b>Anexo I: Procedimiento de actuación ante riesgo relativo al suministro... 60</b>	
<b>Anexo II: Procedimiento de actuación ante riesgo relativo a</b> <b>infraestructura.....</b>	<b>64</b>



## 1 Alcance

El presente Plan de Emergencia detalla las actuaciones a realizar en una situación de emergencia según se requiere en el Reglamento (UE) N° 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo de 20 de octubre de 2010 sobre medidas para garantizar la seguridad de suministro de gas y por el que se deroga la Directiva 2004/67/CE del Consejo (en adelante, el Reglamento).

Se ha realizado con vistas a garantizar el suministro de gas a todos los clientes del mercado gasista y especialmente a los clientes protegidos.

Se ha desarrollado en un espíritu de solidaridad regional, valorando con detalle las posibles implicaciones con otros Estados Miembros y considerando con especial atención tanto los avances en el plan decenal de desarrollo de la red de la Unión que elabora ENTSOG (TYNDP) como los planes de inversión de la región sur (SGRIP 2013-2022) desarrollados por los TSOs.

Las medidas recogidas son transparentes, proporcionadas, no discriminatorias y verificables, buscando no distorsionar el funcionamiento eficaz del mercado interno de gas y sin poner en peligro el suministro de gas al resto de Estados Miembro o de la Unión en su conjunto.

El presente documento se enmarca dentro del régimen jurídico de las actividades relativas a los hidrocarburos gaseosos<sup>4</sup>. Dicho marco jurídico establece las medidas destinadas a garantizar la seguridad del suministro del Sistema Gasista español, las responsabilidades de los distintos agentes públicos y privados (empresas, administraciones, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, CNMC) y Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (en adelante, CORES)) así como los procedimientos de actuación y coordinación en caso de crisis de suministro.

Con fecha 28 de enero de 2015m el Plan de Emergencia ha sido remitido a las autoridades competentes de Francia y Portugal que no han realizado observaciones al mismo. Además se ha sometido a consulta con los principales agentes del sector a nivel nacional.

Asimismo se ha recibido copia de los Planes de Emergencia elaborados por las autoridades competentes de Francia y Portugal que se han considerado compatibles con el español.

---

<sup>4</sup> Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y su normativa de desarrollo (el RD 949/2001, RD 1434/2002, RD 1716/2004, Orden ITC/3126/2005, Orden ITC/4100/2005, RD 1766/2007, ITC/3862/2007, ITC/3128/2011 y Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista (NGTS)).



## 2 Funciones y responsabilidades

A continuación se detallan los roles y responsabilidades de cada uno de los agentes que intervienen en el Sistema Gasista.

### 2.1 Autoridad competente

La autoridad competente designada para garantizar la seguridad del suministro es la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante, DGPEyM) del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (en adelante, MINETUR). Las funciones de esta autoridad competente son las siguientes:

Velar por la supervisión periódica de la aplicación del Plan de Acción Preventivo y del Plan de Emergencia.

Velar por el funcionamiento seguro de la red de gas natural en todo momento y abordar y exponer en dichos planes las restricciones técnicas que afectan a su funcionamiento, incluidas las razones técnicas y de seguridad que pueden conducir a la reducción de los flujos en caso de emergencia.

Establecer las funciones y responsabilidades de los diferentes actores implicados.

Cooperar regionalmente para procurar evitar una interrupción del suministro y limitar los daños.

Informar inmediatamente a la Comisión cuando declare alguno de los niveles de crisis, facilitando toda la información necesaria, en particular información sobre las medidas que tiene intención de adoptar.

Atenerse al plan de emergencia, salvo en circunstancias extraordinarias debidamente justificadas, donde podrá adoptar medidas que se aparten de dicho plan. Dichas medidas excepcionales deben ser plenamente conformes con el Derecho de la Unión y notificarse a la Comisión.

Modificar el Plan de Acción Preventivo o de Emergencia a solicitud de la Comisión, debiendo notificar el plan modificado a la Comisión o informar de las razones por las que no está de acuerdo con la solicitud.

Garantizar que toda nueva infraestructura de transporte contribuya a la seguridad del suministro mediante el desarrollo de una red bien conectada, incluido, en su caso, un número suficiente de puntos transfronterizos de entrada y salida con arreglo a la demanda del mercado y los riesgos identificados.

Determinar las empresas de gas natural que deben adoptar medidas destinadas a garantizar el suministro de gas a los clientes protegidos a más tardar el 3 de junio de 2012<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> El artículo 14 Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorizaciones de instalaciones de gas, establece que todas las comercializadoras deberán poder acreditar que tienen capacidad para garantizar el suministro. Es decir, las empresas que ejercen la actividad de comercialización de gas natural deben acreditar que tienen capacidad para atender las demandas de gas de sus clientes, incluidos los protegidos, sin que se puedan producir restricciones del suministro más allá de situaciones extraordinarias. Para ello, deben poder acreditar la existencia de contratos, precontratos o garantías de suministro de un proveedor de gas que puedan ser utilizados para dar cobertura a las actividades de comercialización previstas, asegurando la necesaria diversificación de sus suministros.



Garantizar que las condiciones de suministro a los clientes protegidos se establezcan sin perjuicio del funcionamiento adecuado del mercado interior del gas y a un precio que respete el precio de mercado de los suministros.

Participar en el Grupo de Coordinación de la Comisión; ante una emergencia regional o de la Unión, la autoridad competente prestará un apoyo activo facilitando los datos sin demora recogidos en el artículo 13 del Reglamento.

Remitir a la Comisión (Grupo de Coordinación) una evaluación detallada en el caso de la activación de una emergencia. Dicha evaluación reflejará la eficacia de las medidas aplicadas, el impacto en el sector de la electricidad y la asistencia prestada a, o recibida, de la Unión y sus Estados miembros, y se reflejará en las actualizaciones de los planes de acción preventivos y de los planes de emergencia.

Comunicar a la Comisión los acuerdos intergubernamentales celebrados con terceros países que tengan un impacto en el desarrollo de infraestructuras de gas y el suministro de gas.

Comunicar a la Comisión de forma agregada los contratos de duración superior a un año que las empresas celebran con suministradores de terceros países.







## 2.2 Agentes del Sistema

**Tabla 3: Agentes del Sistema Gasista español**

Organismo	Roles y responsabilidades
<b>Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR)</b>	Autoridad competente responsable de velar por la aplicación de las medidas previstas en el Reglamento 994/2010, pudiendo delegar cometidos específicos a otros órganos. Dichos cometidos se desempeñarán bajo su supervisión y deberán especificarse en los Planes de Acción Preventiva y Planes de Emergencia.
<b>Grupo de gestión de crisis</b>	Equipo multidisciplinar, liderado por la autoridad competente, encargado de valorar la necesidad de declarar alguno de los niveles de crisis establecidos en el Reglamento (UE) 994/2010. El Grupo de Gestión de Crisis tomará las decisiones necesarias sobre el funcionamiento del sistema en situaciones de crisis.
<b>ENAGÁS Gestor Técnico del Sistema (GTS)</b>	Organismo encargado de la gestión técnica y de la operación de la red básica de gasoductos y de las redes de transporte secundario y responsable de garantizar la continuidad y seguridad del suministro de gas natural. El GTS, en el desarrollo de su labor, será el responsable de identificar los posibles riesgos de suministro en el sistema y de convocar, en caso necesario, al Equipo de Coordinación del que formará parte, para la adopción de medidas que sitúen al sistema en una situación de operación normal.
<b>Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES)</b>	Organismo encargado del control del cumplimiento de la obligación de existencias mínimas de seguridad y de la diversificación de gas natural en los términos establecidos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y en el Real Decreto 1716/2004, de 28 de diciembre
<b>Operador sistema eléctrico (REE)</b>	Transportista único y operador del sistema eléctrico español. En situación de alerta y/o emergencia, optimizará el consumo de ciclos combinados garantizando la seguridad del sistema eléctrico. Esta medida se adoptará en estrecha colaboración con REE, presente en el Equipo de Coordinación
<b>Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)</b>	Ente regulador de los mercados eléctrico y de hidrocarburos (líquidos y gaseosos) responsable de velar por la competencia efectiva en los sistemas energéticos y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento, en beneficio de todos los sujetos que operan en dichos sistemas y de los consumidores. Tras una situación de crisis en el sistema gasista, la CNMC, presente en el Equipo de Operación, colaborará en la elaboración de un informe detallado de la gestión de la crisis incluyendo valoraciones cuantitativas y cualitativas de las decisiones tomadas.
<b>Asociación Española del Gas (SEDIGAS)</b>	Órgano representativo del sector gasista que agrupa a empresas, entidades y personas físicas comprometidas con el desarrollo de la industria del gas canalizado. Apoyará al Equipo de Coordinación facilitando la información que pudiera precisarse. Además podrá prestar otros servicios dentro su ámbito de actividad.
<b>Clientes acogidos a interrupción</b>	Conjunto de clientes a los que es posible interrumpir el suministro de forma que el sistema dispone de cierto grado de flexibilidad para resolver situaciones que deriven en un déficit de suministro. En situación de alerta, la autoridad competente podrá ordenar al GTS la aplicación de esta medida de mercado, que de forma generalizada deberá llevarse a cabo con un preaviso de al menos 24 horas.
<b>Transportistas</b>	Sociedades mercantiles titulares de instalaciones de almacenamiento, plantas de regasificación o gasoductos de transporte de gas natural (con presión superior a 16 bares), que deben permitir el acceso de terceros (comercializadores y clientes cualificados) a sus instalaciones. En situación de crisis, el representante en el Equipo de Coordinación, tiene la obligación de colaborar para garantizar la implantación de las medidas adoptadas en virtud de su responsabilidad relativa a la seguridad del suministro.
<b>Distribuidoras</b>	Sociedades mercantiles titulares de instalaciones de distribución de gas natural (con presión menor o igual de 16 bares o que alimenten a un sólo consumidor) que deben permitir el acceso de terceros (comercializadores y clientes cualificados) a su red. En situación de crisis, el representante en el Equipo de Coordinación, tiene la obligación de colaborar para garantizar la implantación de las medidas adoptadas en virtud de su responsabilidad relativa a la seguridad del suministro.
<b>Comercializadoras</b>	Sociedades mercantiles que, accediendo a las instalaciones de transportistas y distribuidores en los términos establecidos en la normativa vigente (acceso regulado), adquieren el gas natural para su venta a los consumidores, a otros comercializadores o para realizar tránsitos internacionales en condiciones libremente pactadas. Los comercializadores comparten la responsabilidad de la seguridad de suministro e intercambiarán la información solicitada en el artículo 13 del Reglamento.
<b>Consumidores directos en mercado</b>	De acuerdo al Real Decreto-Ley 13/2012, que modifica el artículo 58 de la Ley 34/1998, adquieren gas para su propio consumo accediendo directamente a las instalaciones de terceros. Los consumidores directos en mercado comparten la responsabilidad de la seguridad de suministro e intercambiarán la información solicitada en el artículo 13 del Reglamento.



### **2.3 Grupo de Gestión de Crisis**

Ante una situación que requiera la declaración de alguno de los niveles de crisis se reunirá un Grupo de Gestión de Crisis, liderado por la Autoridad Competente, en virtud del artículo 10, apartado 1, letra g) del Reglamento 994/2010, que será el encargado de gestionar dicha crisis.

Estará constituido por los diferentes agentes del sector y velará por la seguridad del suministro de gas a todos los clientes del mercado gasista.

Se coordinará con el Centro de Control e Información de Protección Civil de la Comisión, en el caso de que la situación de emergencia precise de ayuda por parte de la Unión Europea.

En el nivel de Emergencia, la Comisión Europea podrá convocar al Grupo de Gestión de Crisis y podrá, de acuerdo con los gestores de crisis, invitar a otras partes interesadas a participar en ese grupo. La Comisión Europea velará por que se informe periódicamente al Grupo de Coordinación del gas, definido en el artículo 12 del Reglamento 994/2010, acerca de las tareas emprendidas por el Grupo de Gestión de Crisis.

El resultado de las decisiones tomadas en el ámbito del Grupo de Gestión de Crisis se incorporará como parte integrante del informe explicativo de las medidas adoptadas ante cualquiera de los niveles de crisis.

### **2.4 Centro de Control e información de Protección Civil de la Comisión**

El Centro de Control e información de Protección Civil de la Comisión gestionará las emergencias que puedan dar lugar a una petición de ayuda a la Unión y a sus Estados miembros, siguiendo las directrices marcadas en el Grupo de Coordinación del gas y garantizando la eficacia de las acciones y medidas activadas.

El Grupo de Gestión de Crisis deberá colaborar activamente en el caso de que la Comisión declare una emergencia a nivel regional o de la Unión.

Además, cuando el nivel de emergencia nacional precise de ayuda y colaboración de los Estados miembros, el Grupo de Gestión de Crisis notificará la situación al Centro de Control e información de Protección Civil de la Comisión y seguirá las medidas acordadas para mitigar los efectos de la emergencia.



### **3 Procedimiento de actuación en los estados de operación**

En este apartado se definirán las distintas medidas con las que cuenta el Sistema español y que vienen definidas en el anexo II del Reglamento, así como los distintos niveles de operación y los mecanismos establecidos para la transmisión de la información entre los sujetos encargados de gestionar la crisis.

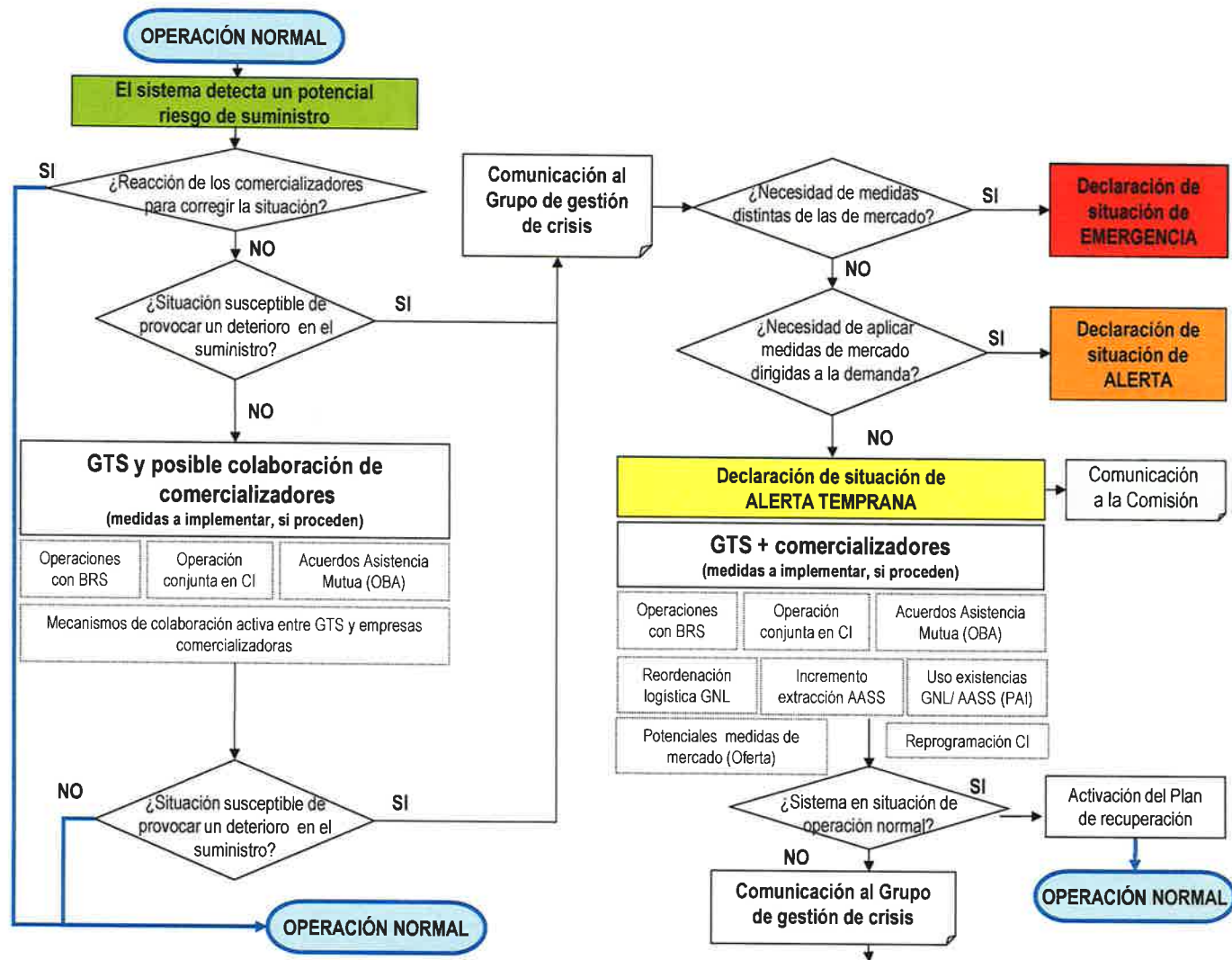


Figura 3: Niveles de operación del Sistema (1)

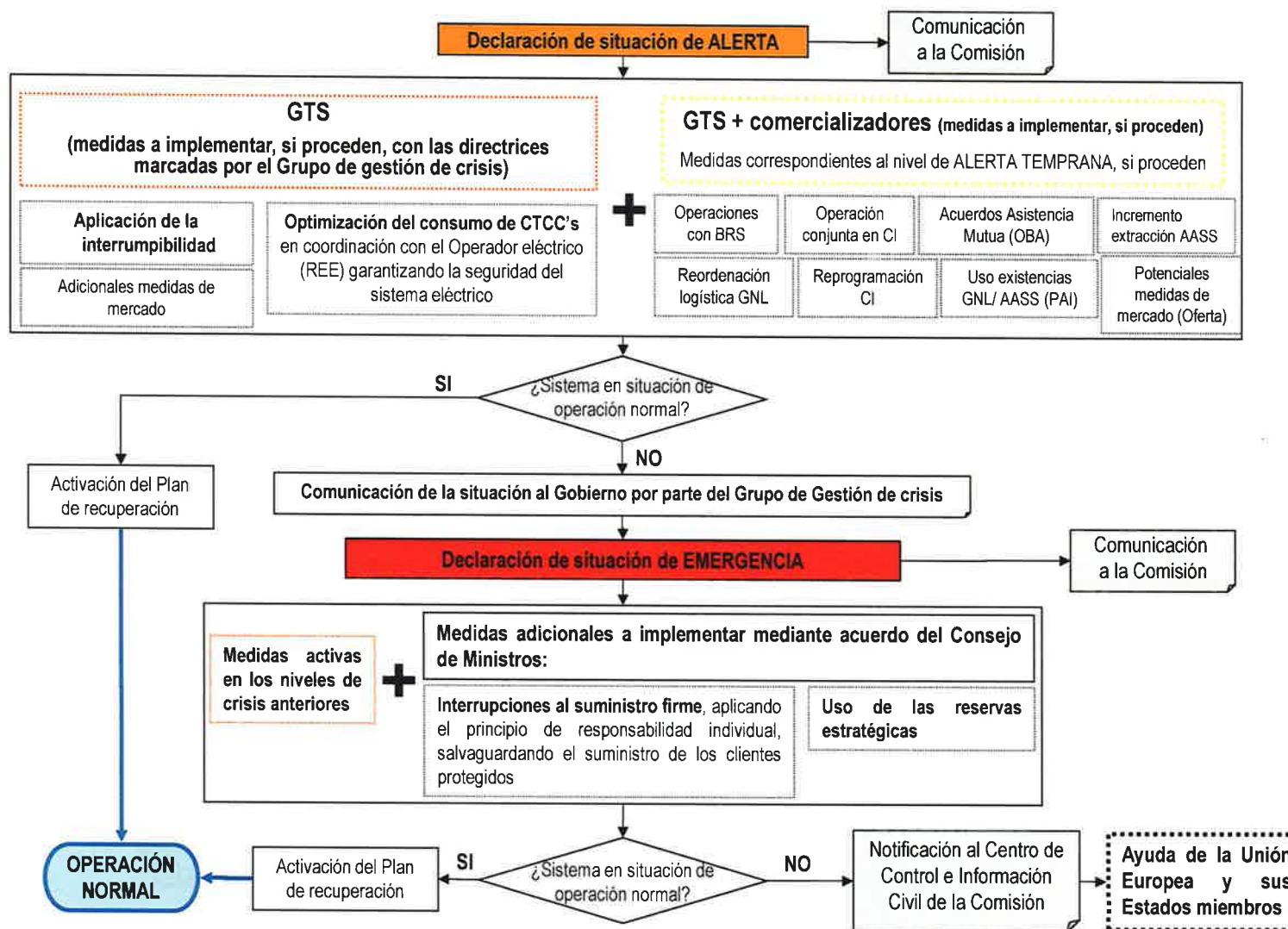


Figura 4: Niveles de operación del Sistema (cont.)



### 3.1 Operación normal

#### Definición:

El Sistema Gasista se encuentra en situación de Operación normal cuando las variables básicas de control están dentro de los rangos normales de operación del Sistema, según lo establecido en la norma 9 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema (en adelante, NGTS).

Las variables básicas de control<sup>6</sup> que determinan la situación del Sistema, identificadas en el PD-09 que desarrolla la norma 9 de las NGTS, son:

La demanda de gas, cuya previsión elabora el Gestor Técnico del Sistema (en adelante, GTS) en distintos horizontes temporales.

La total disponibilidad de la capacidad disponible en las entradas de gas al Sistema, tanto de gas natural (GN) como gas natural licuado (GNL).

La total operatividad de las terminales de GNL del Sistema, de las estaciones de compresión y el flujo en los nudos del Sistema.

Las sobrepresiones o pérdidas de presión en los gasoductos y redes de transporte y distribución críticos para el Sistema. Las presiones de operación no podrán superar las presiones máximas de diseño de las instalaciones. Las NGTS especifican en su apartado 2.4.4 cuales deben ser las presiones mínimas de garantía en el Sistema:

En puntos de conexión a gasoductos de transporte básico, de líneas directas y de redes de distribución que tengan por objeto llevar el gas a un solo consumidor final, el valor mínimo de la presión se establece en 16 bar.

En puntos de conexión a gasoductos de transporte básico de otros gasoductos de transporte básico o secundario, se establece un valor mínimo de 40 bar si el punto de conexión se encuentra situado dentro de un sistema mallado y un valor mínimo de 30 bar, si el punto de conexión es una extensión lineal a partir de una red mallada con un único sentido de flujo.

En puntos de conexión a gasoductos de transporte secundario, se establece un valor mínimo de 16 bar.

#### Procedimiento operativo:

El GTS imparte a los diferentes sujetos consignas e instrucciones basadas en los procedimientos operativos, teniendo en cuenta los condicionamientos técnicos y de acuerdo con los criterios de fiabilidad y seguridad de suministro establecidos.

#### Recopilación de información:

Para la correcta explotación del Sistema y para la elaboración de los diferentes planes relacionados con la seguridad del suministro, el GTS solicita la información necesaria para el cumplimiento de sus funciones a los diferentes agentes del Sistema.

#### Estrategia operativa:

---

<sup>6</sup> El Gestor Técnico del Sistema pone a disposición de los agentes información permanentemente actualizada sobre las variables básicas de control de la operación diaria del Sistema. Así, en la página web de Enagás-GTS, es posible consultar informes con el detalle de la previsión de demanda, cobertura de la misma, capacidades disponibles, y utilización de las instalaciones y, en general, el funcionamiento de todas las instalaciones de la red básica.



Para la gestión diaria del Sistema, el GTS dispone de un cierto grado de flexibilidad que proporcionan las siguientes medidas:

Uso de operaciones BRS<sup>7</sup>: la NGTS-06 y el Protocolo de Detalle PD-11 detallan el procedimiento de reparto en los puntos de entrada a la red de transporte.

Operación conjunta en conexiones internacionales derivada de los siguientes acuerdos operativos:

Francia-España (VIP PIRINEOS): en las conexiones de Larrau e Irún, entre TIGF y Enagás-GTS.

Portugal-España (VIP IBÉRICO): en las conexiones de Tuy y Badajoz, entre REN y Enagás-GTS.

El mecanismo de reparto en las conexiones internacionales cumple con la legislación vigente. Los gestores interconectados se comprometen a cumplir con los límites establecidos para el balance operativo (OBA)<sup>8</sup> de acuerdo a lo dispuesto en los correspondientes Manuales de Operación (Interconnection Agreement) y en el Protocolo de Detalle PD-11.

Activación de Acuerdos de Asistencia Mutua internacionales:

Francia-España: Acuerdo de Asistencia Mutua entre Enagás-GTS y TIGF. En situación debidamente justificada se puede precisar del apoyo de un OBA máximo, que se corresponde con el primer nivel del acuerdo. Ambos gestores elaborarán un programa conjunto de asistencia mutua que contemplará tanto las cantidades de apoyo como la devolución de las mismas, indicando plazos y volúmenes diarios.

Portugal-España: Acuerdo de Asistencia Mutua entre Enagás-GTS y REN-GTG. En situación debidamente justificada se puede precisar del apoyo de un OBA máximo, que se corresponde con el primer nivel del acuerdo. Ambos gestores elaborarán un programa conjunto de asistencia mutua que contemplará tanto las cantidades de apoyo como la devolución de las mismas, indicando plazos y volúmenes diarios.

Uso de mecanismos de colaboración activa entre el GTS y empresas comercializadoras de gas natural para evitar desbalances y posibles riesgos en el Sistema. Esta medida engloba, entre otras, a las siguientes iniciativas:

Activación interrumpibilidad comercial.

Ofertar y aplicar peaje interrumpible que responda a los problemas operativos locales.

Reprogramación en conexiones internacionales.

Reprogramación de la logística de GNL.

---

<sup>7</sup> Balance Residual del Sistema (BRS): Diferencia entre la cantidad física total entregada en el punto de conexión y la suma de las nominaciones de los usuarios; esta diferencia se incluirá en la cuenta de Gas de Maniobra del GTS. Las Operaciones del Balance Residual del Sistema para cada punto de entrada a la red de transporte y el balance diario del Gas de Maniobra-BRS, con detalle diario, se publica en la web de Enagás-GTS. Esta información se actualiza diariamente.

<sup>8</sup> Operational Balancing Account (OBA). Balance operativo derivado del reparto de gas entre los gestores de la interconexión. Las cantidades de gas vendrán determinadas por la diferencia entre la cantidad total medida en la interconexión y la suma de las nominaciones confirmadas a los usuarios en dicha interconexión. El balance operativo es conjunto en las conexiones con Francia y Portugal, pudiendo tener un valor positivo o negativo dependiendo de las cantidades medidas y de la suma de las nominaciones confirmadas a los usuarios.





Promover la flexibilidad almacenamientos subterráneos.

Cualquier otra modificación en la programación de la operación del sistema que permita situar las variables de control del sistema dentro del rango definido en las NGTS.

Supervisión de la situación:

En caso de identificarse ligeras alteraciones en las variables de control del Sistema que pueden subsanarse sin necesidad de declarar ninguno de los niveles de crisis establecidos en el Reglamento, el GTS impartirá, dentro de sus funciones y potestades, las instrucciones necesarias para el adecuado funcionamiento del Sistema, y realizará un seguimiento de la situación, valorando la efectividad de las medidas implantadas y la posibilidad de incluir acciones de mejora en una próxima actualización del PLAN DE ACCIÓN PREVENTIVO. Asimismo, el GTS elaborará un informe resumen de la eventualidad operativa que deberá incluir toda aquella información que se considere relevante.

Cuando algún comercializador se encuentre en situación de desbalance, le serán de aplicación los cargos económicos recogidos en el apartado 9.6 de las NGTS. Asimismo será de aplicación el régimen sancionador establecido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

Si las medidas aplicadas no consiguen paliar la situación pudiendo degenerar en un importante deterioro del suministro, el GTS lo pondrá en conocimiento del Grupo de Gestión de Crisis que valorará la necesidad declarar alguno de los niveles de crisis previstos en el Sistema.



Esquema de actuación:

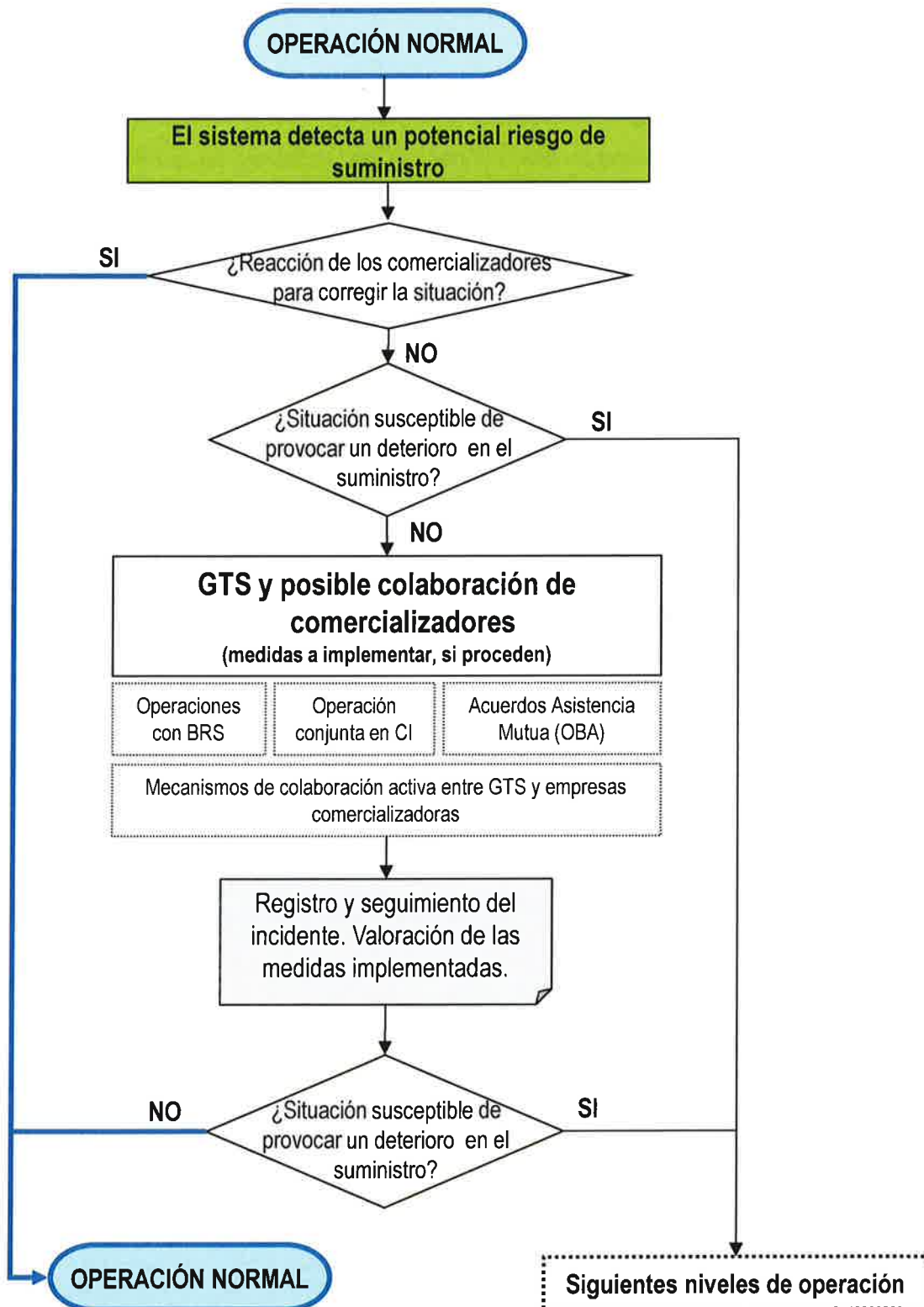


Figura 5: Esquema de actuación en situación de operación normal



### **3.2 Nivel de alerta temprana**

#### Definición:

El nivel de alerta temprana, según se define en el artículo 10 apartado 3 (a) del reglamento (UE) N° 994/2010, se declara en caso de existir información concreta, seria y fiable de que puede producirse un suceso susceptible de provocar un importante deterioro de la situación de suministro y de desencadenar el nivel de alerta o de emergencia.

#### Activación:

El GTS, tras estudiar inicialmente la situación con información detallada y fiable (previsión de demanda, nivel de existencias en tanques de GNL, stock en AASS, capacidades disponibles del Sistema, planes de mantenimiento y el resto información disponible en el SL-ATR), convocará al Grupo de Gestión de Crisis para valorar la necesidad de activar o no el nivel de ALERTA TEMPRANA.

Cuando la autoridad competente declare el nivel de ALERTA TEMPRANA deberá informar inmediatamente a la Comisión remitiéndole toda la información necesaria, en concreto las medidas que se van a adoptar. Asimismo informará a los agentes activos en el sistema gasista.

#### Procedimiento operativo:

El GTS imparte a los diferentes sujetos consignas e instrucciones basadas en los procedimientos operativos vigentes, teniendo en cuenta los condicionamientos técnicos y utilizando adicionalmente a las medidas en operación normal otras medidas de mercado dirigidas a la oferta.

#### Recopilación de información:

Para la evaluación de la situación el Grupo de Gestión de Crisis solicitará la información necesaria para el cumplimiento de sus funciones a los agentes del Sistema.

#### Estrategia operativa:

La estrategia operativa en este nivel de crisis se inicia informando de la situación a las empresas de gas natural para de esta manera facilitarles la capacidad de reacción.

Además de la flexibilidad del Sistema en operación normal, el GTS, en coordinación con los comercializadores, podrá activar en este nivel cualquiera de las siguientes medidas adicionales que contribuyan a resolver la situación y que se recogen en la siguiente tabla.



**Tabla 4: Medidas aplicadas en situación de operación normal y alerta temprana**

	ORDEN DE ACTUACIÓN	MEDIDAS DISPONIBLES	VALORACIÓN	OBSERVACIONES
OPERACIÓN NORMAL	1	Operaciones de BRS	-	Diferencia entre el flujo físico total y la suma de las nominaciones de los usuarios. Existen tres niveles de BRS (0, 1 y 2) en función de las causas que lo justifican (Protocolo de Detalle PD-11 de las NGTS). Estas diferencias quedan reflejadas diariamente en los informes de BRS publicados en la web de Enagás-GTS.
	2	Operación conjunta en conexiones internacionales (VIP IBÉRICO/ PIRINEOS)	-	Capacidad para operar conjuntamente las conexiones internacionales con un mismo Estado Miembro. Esta flexibilidad viene dada por la existencia de acuerdos operativos entre Enagás-GTS y REN/TIGF.
	3	Acuerdo de asistencia mutua entre Enagás-GTS y TIGF	-	Apoyo hasta alcanzar una OBA máxima acumulada, mediante la elaboración de un programa conjunto de asistencia, en situación de operación excepcional debidamente justificada. Medida reflejada en el cómputo diario de las operaciones de BRS-0.
	3	Acuerdo de asistencia mutua entre Enagás-GTS y REN-GTG	-	Apoyo hasta alcanzar una OBA máxima acumulada, mediante la elaboración de un programa conjunto de asistencia, en situación de operación excepcional debidamente justificada. Medida reflejada en el cómputo diario de las operaciones de BRS-0.
	4	Mecanismos de colaboración activa entre el Gestor Técnico del Sistema y empresas comercializadoras de gas natural	-	Colaboración activa entre agentes del sistema para evitar desbalances y situaciones de riesgo (reprogramación logística de buques, reprogramación en CI, activación interrumpibilidad comercial, etc.)
ALERTA TEMPRANA	5	Reordenamiento de la logística de buques	-	El GTS junto con los comercializadores, ubicará adecuadamente los suministros en el Sistema para garantizar el adecuado funcionamiento de las instalaciones dentro de la operación segura. Se optimizarán las operaciones de descarga/carga en las terminales de GNL, facilitando la entrada al Sistema de buques metaneros no programados procedentes del mercado spot que contribuyan a la seguridad del suministro
	6	Incremento extracción en AASS	máx: [183-238] GWh/día mín: 0 GWh/día	Diferencia entre la capacidad máxima de extracción disponible y la suma de las nominaciones de los usuarios. Este margen se puede concretar y cuantificar una vez declarado el nivel de crisis. Con la consolidación de los nuevos almacenamientos de Yela y Marismas, la capacidad de extracción seguirá incrementándose a lo largo de los distintos ciclos de inyección/extracción.
	7	Uso de existencias de GNL y/o AASS (PAI)	≈ 2.000 GWh (inv. 2014-2015)	Reserva operativa disponible en tanques de GNL y/o AASS durante el periodo invernal en virtud de la Regla 1ª del Plan de Actuación Invernal, equivalente a 2 días de la capacidad contratada en las terminales de regasificación y cisternas más 2 días de la contratación en CCI y yacimientos. Los comercializadoras hacen uso de dicha reserva comercial, sin existir obligación por parte de un tercero, ante un importante deterioro de la situación del suministro y exclusivamente a los efectos de mantener los parámetros de seguridad necesarios.
	8	Promover el flujo máximo de entrada por CI	-	Colaboración entre operadores y comercializadores para: - en CI unidireccionales, impulsar la utilización de la capacidad nominal de la infraestructura (a cuantificar una vez declarado el nivel de crisis). - en CI bidireccionales, reprogramación máxima variable en función de la capacidad nominal de entrada y el saldo resultante de la suma de las nominaciones de los usuarios, teniendo en cuenta las nominaciones bajo contratación interrumpible. Avanzar en los acuerdos de asistencia mutua para incrementar las cantidades de apoyo
	9	Potenciales medidas de mercado aplicadas a la oferta	-	Por ejemplo, las derivadas de la implantación del mercado organizado (Hub Ibérico)



En la reordenación de descargas de buques, el GTS buscará mantener en todo momento el nivel de existencias de GNL que garantice la operación segura. La regulación no recoge un mecanismo de mercado que permita reordenar la logística de cargas/descargas de GNL, redistribuyendo la producción y evitando situaciones potenciales de riesgo, por lo que actualmente el GTS realiza los mayores esfuerzos para encontrar comercializadores que no tengan inconveniente en el desvío de buques supuesto el reconocimiento comercial en la planta de destino original, notificando a continuación al Sistema la Situación de Operación Excepcional de nivel 0 (SOE-0).

#### Supervisión de la situación:

El GTS impartirá las instrucciones necesarias, dentro de sus funciones y potestades, para el adecuado funcionamiento del Sistema en este nivel, y realizará un seguimiento de la situación, valorando la efectividad de las medidas implantadas, y lo pondrá en conocimiento del Grupo de Gestión de Crisis que valorará la necesidad de activar o no los siguientes niveles de ALERTA o EMERGENCIA.

#### Retorno a la operación normal:

Cuando las medidas aplicadas consiguen paliar la situación desapareciendo el riesgo de falta de suministro, el Grupo de Gestión de Crisis declara la vuelta al nivel de OPERACIÓN NORMAL.

El Grupo de Gestión de Crisis realizará un informe con el seguimiento de la operación y la efectividad de las medidas implantadas durante la declaración del nivel de ALERTA-TEMPRANA, pudiendo adicionalmente incluir cualquier otra información relevante. Además se valorará si procede, la implantación de acciones de mejora para paliar lo ocurrido en un futuro, que podrán recogerse en actualizaciones futuras del PLAN DE ACCIÓN PREVENTIVO.

Por último, se analizarán las causas del origen del incidente desencadenante del nivel de ALERTA TEMPRANA, y se estudiará la posibilidad de aplicar las penalizaciones pertinentes a los responsables de dicha situación.

Si algún comercializador incurre en desbalance durante el nivel de ALERTA TEMPRANA, le serán de aplicación los cargos económicos recogidos en el apartado 9.6 de las NGTS, así como el régimen sancionador establecido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.



Esquema de actuación:

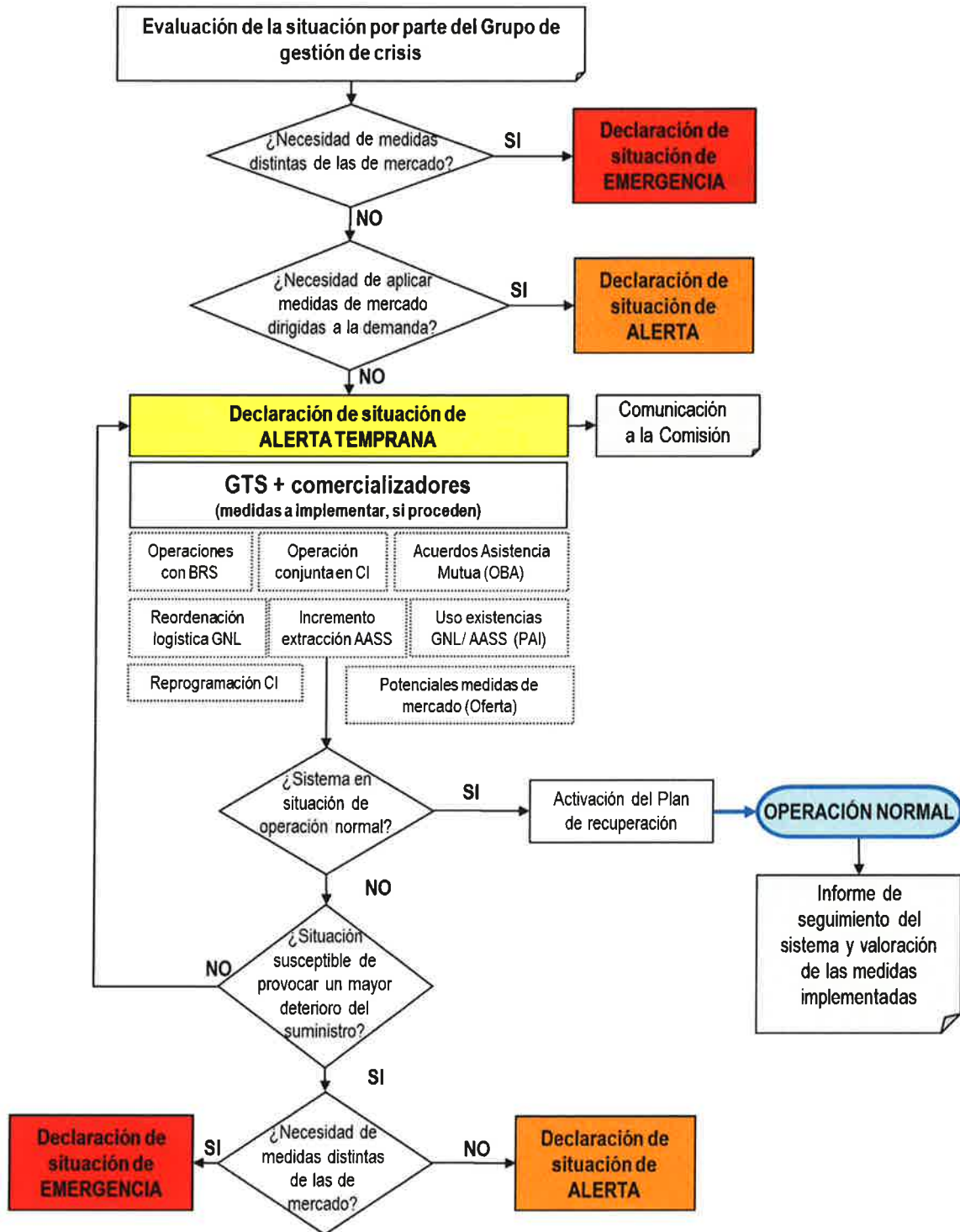


Figura 6: Esquema de actuación en situación de alerta temprana



### 3.3 Nivel de alerta

#### Definición:

El nivel de alerta, según se define en el artículo 10 apartado 3 del reglamento (UE) N° 994/2010, se declara cuando se produce una interrupción del suministro o una demanda excepcionalmente elevada de gas que provoque un importante deterioro de la situación del suministro, pero el mercado todavía es capaz de gestionar esa interrupción o demanda sin necesidad de recurrir a medidas distintas de las de mercado.

#### Activación:

El GTS, tras estudiar inicialmente la situación con información detallada y fiable (previsión de demanda, nivel de existencias en tanques de GNL, stock en AASS, capacidades disponibles del Sistema, planes de mantenimiento y el resto información disponible en el SL-ATR), convocará al Grupo de Gestión de Crisis para valorar la necesidad de activar o no el nivel de ALERTA

Los escenarios que justifican la activación de este nivel de crisis son:

- a) Cuando, tras la declaración de nivel de ALERTA TEMPRANA, el Grupo de Gestión de Crisis considere que las medidas adoptadas son insuficientes para volver a la situación normal pero en principio no se precisa de medidas distintas a las de mercado.
- b) Directamente desde una situación de Operación normal, si se previese un importante e inminente déficit de suministros que ponga en riesgo la seguridad del suministro.

Cuando la autoridad competente declare el nivel de ALERTA deberá informar inmediatamente a la Comisión, remitiéndole toda la información necesaria, en concreto las medidas que se van a adoptar. Asimismo, informará a los agentes activos en el mercado gasista.

#### Procedimiento operativo:

El GTS imparte a los diferentes sujetos consignas e instrucciones basadas en los procedimientos operativos vigentes, teniendo en cuenta los condicionamientos técnicos y utilizando adicionalmente a las medidas en operación de alerta temprana otras medidas de mercado dirigidas a la demanda.

#### Recopilación de información:

Para la evaluación de la situación el Grupo de Gestión de Crisis solicitará la información necesaria para el desarrollo de sus funciones a los agentes del Sistema.

#### Estrategia operativa:

La estrategia operativa comienza poniendo en conocimiento de todos los agentes la información de la evolución de la situación del Sistema en este nivel, para facilitarles en la medida de lo posible la capacidad de reacción.

Además de las medidas del nivel de ALERTA TEMPRANA, el GTS, siguiendo las directrices Grupo de Gestión de Crisis, podrá activar en este nivel de ALERTA cualquiera de las siguientes medidas adicionales que contribuyan a resolver la situación y que se recogen en la siguiente tabla.



**Tabla 5: Medidas aplicadas en situación de operación normal, alerta temprana y alerta**

	ORDEN DE ACTUACIÓN	MEDIDAS DISPONIBLES	VALORACIÓN	OBSERVACIONES
OPERACIÓN NORMAL	1	Operaciones de BRS	-	Diferencia entre el flujo físico total y la suma de las nominaciones de los usuarios. Existen tres niveles de BRS (0, 1 y 2) en función de las causas que lo justifican (Protocolo de Detalle PD-11 de las NGTS). Estas diferencias quedan reflejadas diariamente en los informes de BRS publicados en la web de Enagás-GTS.
	2	Operación conjunta en conexiones internacionales (VIP IBÉRICO/ PIRINEOS)	-	Capacidad para operar conjuntamente las conexiones internacionales con un mismo Estado Miembro. Esta flexibilidad viene dada por la existencia de acuerdos operativos entre Enagás-GTS y REN/TIGF.
	3	Acuerdo de asistencia mutua entre Enagás-GTS y TIGF	-	Apoyo hasta alcanzar una OBA máxima acumulada, mediante la elaboración de un programa conjunto de asistencia, en situación de operación excepcional debidamente justificada. Medida reflejada en el cómputo diario de las operaciones de BRS-0.
	4	Acuerdo de asistencia mutua entre Enagás-GTS y REN-GTG	-	Apoyo hasta alcanzar una OBA máxima acumulada, mediante la elaboración de un programa conjunto de asistencia, en situación de operación excepcional debidamente justificada. Medida reflejada en el cómputo diario de las operaciones de BRS-0.
ALERTA TEMPRANA	4	Mecanismos de colaboración activa entre el Gestor Técnico del Sistema y empresas comercializadoras de gas natural	-	Colaboración activa entre agentes del sistema para evitar desbalances y situaciones de riesgo (reprogramación logística de buques, reprogramación en CI, activación interrumpibilidad comercial, etc.)
	5	Reordenamiento de la logística de buques	-	El GTS junto con los comercializadores, ubicará adecuadamente los suministros en el Sistema para garantizar el adecuado funcionamiento de las instalaciones dentro de la operación segura. Se optimizarán las operaciones de descarga/carga en las terminales de GNL, facilitando la entrada al Sistema de buques metaneros no programados procedentes del mercado spot que contribuyan a la seguridad del suministro
	6	Incremento extracción en AASS	máx: [183-238] GWh/día min: 0 GWh/día	Diferencia entre la capacidad máxima de extracción disponible y la suma de las nominaciones de los usuarios. Este margen se puede concretar y cuantificar una vez declarado el nivel de crisis. Con la consolidación de los nuevos almacenamientos de Yela y Marismas, la capacidad de extracción seguirá incrementándose a lo largo de los distintos ciclos de inyección/extracción.
	7	Uso de existencias de GNL y/o AASS (PAI)	≈ 2.000 GWh (inv. 2014-2015)	Reserva operativa disponible en tanques de GNL y/o AASS durante el periodo invernal en virtud de la Regla 1ª del Plan de Actuación Invernal, equivalente a 2 días de la capacidad contratada en las terminales de regasificación y cisternas más 2 días de la contratación en CCII y yacimientos. Los comercializadoras hacen uso de dicha reserva comercial, sin existir obligación por parte de un tercero, ante un importante deterioro de la situación del suministro y exclusivamente a los efectos de mantener los parámetros de seguridad necesarios.
	8	Promover el flujo máximo de entrada por CI	-	Colaboración entre operadores y comercializadores para: - en CI unidireccionales, impulsar la utilización de la capacidad nominal de la infraestructura (a cuantificar una vez declarado el nivel de crisis). - en CI bidireccionales, reprogramación máxima variable en función de la capacidad nominal de entrada y el saldo resultante de la suma de las nominaciones de los usuarios, teniendo en cuenta las nominaciones bajo contratación interrumpible. Avanzar en los acuerdos de asistencia mutua para incrementar las cantidades de apoyo
9	Potenciales medidas de mercado aplicadas a la oferta	-	Por ejemplo, las derivadas de la implantación del mercado organizado (Hub Ibérico)	
ALERTA	10	Peaje interrumpible	0,575 GWh/día (1-oct-14 a 30-sep-15)	La contratación de peaje interrumpible, tiene una periodicidad anual. Para el periodo comprendido entre el 1-oct-2014 y el 30-sep-2015, se ha aprobado una oferta de peaje interrumpible que asciende a 0,575 GWh/día de tipo A.
	11	Optimización consumo CTCC's en colaboración con REE	-	Optimización del consumo de los CTCC's, en colaboración con REE, garantizando en todo momento la seguridad del sistema eléctrico. La contribución de esta medida de mercado variará en función de las necesidades de generación a partir de estas centrales.
	12	Adicionales medidas de mercado	-	Las derivadas de la implementación de los Códigos de Red europeos.





En este nivel, puede precisarse la aplicación de interrumpibilidad. Para valorar la efectividad de esta medida, será preciso, ante todo, determinar las zonas en las que habría que proceder a la interrupción del suministro, así como precisar las cuantías y, si es posible, la duración de las restricciones. Cuando se establezca una interrupción parcial de clientes interrumpibles, los clientes a interrumpir se repartirán proporcionalmente al mercado interrumpible de cada comercializador.

El GTS realizará la comunicación de la orden de interrupción al comercializador y al operador de las instalaciones de transporte y/o distribución, siendo este último el responsable de llevar a cabo la interrupción física del suministro y confirmará al GTS la ejecución de la orden de interrupción proporcionando la lectura del consumo en el momento de su interrupción. En el caso de que el consumidor final sea una instalación de generación eléctrica, la interrupción o eventual prórroga deberá ser previamente acordada con el Operador del Sistema Eléctrico (en adelante, REE), según dispongan los procedimientos de coordinación existentes entre ambos.

En todo caso, en la aplicación de la interrumpibilidad, el GTS deberá ser selectivo y aplicar el principio de responsabilidad individual por el que, en la medida de lo posible, se dará prioridad en la interrupción a aquellos consumidores acogidos al peaje interrumpible cuyos aprovisionamientos estén directamente (o indirectamente a través de un comercializador) vinculados al incidente que ha provocado la falta de gas.

Además, se mantendrá comunicación constante con REE para coordinar la optimización del consumo de gas para generación eléctrica, garantizando la seguridad del Sistema Eléctrico. En el momento del fallo, REE analizará la flexibilidad del Sistema Eléctrico y en coordinación con los agentes que participan en el mercado eléctrico, facilitará en los mercados de operación<sup>9</sup> 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.

#### Supervisión de la situación:

El GTS impartirá las instrucciones necesarias, dentro de sus funciones y potestades, para el adecuado funcionamiento del Sistema en este nivel, y realizará un seguimiento de la situación, valorando la efectividad de las medidas implantadas, y lo pondrá en conocimiento del Grupo de Gestión de Crisis que valorará la necesidad de activar o no el siguiente nivel de EMERGENCIA.

#### Retorno a la operación normal:

En caso de que las medidas aplicadas consigan paliar la situación desapareciendo el riesgo de falta de suministro, el Grupo de Gestión de Crisis declara la vuelta al nivel de OPERACIÓN NORMAL.

El Grupo de Gestión de Crisis realizará un informe con el seguimiento de la operación y la efectividad de las medidas implantadas durante la declaración del nivel de ALERTA, en el que incluirá cualquier otra información relevante. Además se valorará si procede, la implantación de acciones de mejora para paliar lo ocurrido en un futuro, que podrán recogerse en actualizaciones futuras del Plan de acción preventivo.

---

<sup>9</sup> Tienen por objeto adaptar los programas de producción resultantes de los mercados diarios e intradiarios a las necesidades técnicas de calidad y seguridad requeridas por el suministro de energía eléctrica. Están compuestos por la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios complementarios y la gestión de desvíos. Estos mercados son gestionados por Red Eléctrica como responsable de la operación del Sistema.



Por último, se analizarán las causas del origen del incidente desencadenante del nivel de ALERTA, y, en su caso, se aplicarán las penalizaciones y/o sanciones reguladas a los responsables de dicha situación.

Si algún comercializador incurre en desbalance durante el nivel de ALERTA, le serán de aplicación los cargos económicos recogidos en el apartado 9.6 de las NGTS. Asimismo, será de aplicación el régimen sancionador establecido en el Título IV de la Ley 34/1998, de 7 de octubre. En el caso en que un consumidor con suministro interrumpible, incumpla durante el período en el que se le ha aplicado la interrupción, el GTS lo pondrá en conocimiento del Grupo de Gestión de Crisis, para la correspondiente asignación de responsabilidades<sup>10</sup>, si procediera, de conformidad con lo dispuesto en Título VI de la Ley del Sector de Hidrocarburos.

---

<sup>10</sup> Artículo 11 de la Resolución de 25 de julio 2006, de la DGPEyM, "Interrupción imputable a un comercializador". Si después de aplicada la interrupción se concluyera que el motivo es imputable a un usuario, éste abonará al Gestor Técnico del Sistema Gasista una cantidad, que tendrá la consideración de ingreso liquidable, equivalente al volumen del gas interrumpido multiplicado por el 5% del precio de referencia establecido en el apartado 9.6 del Capítulo Operación Normal del Sistema de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, aprobadas por la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre. El pago anterior se realizará sin perjuicio de las responsabilidades a que dé lugar la citada interrupción.



## Esquema de actuación

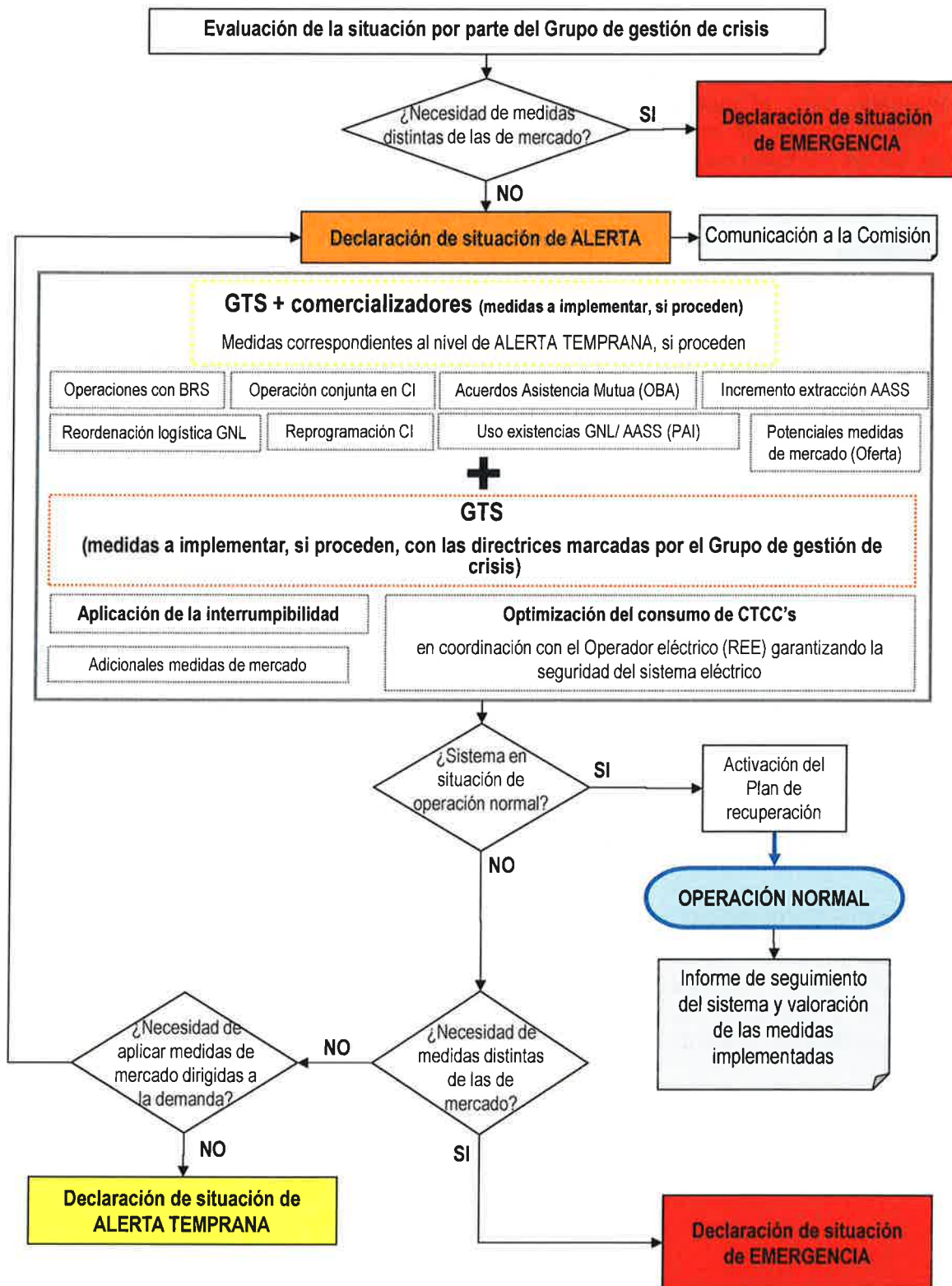


Figura 7: Esquema de actuación en situación de alerta



### 3.4 Nivel de emergencia

#### Definición:

El nivel de emergencia<sup>11</sup>, según se define en el artículo 10 (c) del Reglamento (UE) 994/2010, se declara en caso de una demanda excepcionalmente elevada de gas, una importante interrupción del suministro u otro deterioro considerable de la situación del suministro, y en caso de que se hayan aplicado todas las medidas pertinentes de mercado pero el suministro de gas sea insuficiente para satisfacer la demanda restante de gas, de manera que deban introducirse adicionalmente medidas distintas de las de mercado con vistas, en particular, a salvaguardar el suministro de gas a los clientes protegidos de conformidad con el artículo 8 del Reglamento.

#### Activación:

Si el Grupo de Gestión de Crisis, tras estudiar inicialmente la situación con información detallada y fiable, valiéndose de las herramientas a su alcance (previsión de demanda, nivel de existencias en tanques de GNL, stock en AASS, capacidades disponibles del Sistema, planes de mantenimiento y el resto información disponible en el SL-ATR etc.), considera que es necesario aplicar medidas distintas de las de mercado para solventar la situación, comunicará la situación inmediatamente al Gobierno y la autoridad competente activará el nivel de EMERGENCIA.

Los escenarios que justifican la activación de este nivel de crisis son:

- a) Cuando, tras la declaración de nivel de ALERTA TEMPRANA o nivel de ALERTA, el Grupo de Gestión de Crisis considere que las medidas adoptadas son insuficientes y deben introducirse medidas distintas de las de mercado para salvaguardar el suministro de gas, en particular, a los clientes protegidos.
- b) Directamente desde una situación de Operación normal, si se previese un importante e inminente déficit de suministros que ponga en riesgo la seguridad del Sistema y el suministro de gas natural, en particular a los clientes protegidos.

Cuando la autoridad competente declare el nivel de EMERGENCIA, deberá informar a la Comisión remitiéndole toda la información necesaria, especificando las medidas que se van a adoptar. Asimismo lo comunicará a los agentes que actúan en el sistema gasista.

#### Procedimiento operativo:

El GTS imparte a los diferentes sujetos consignas e instrucciones basadas en los procedimientos operativos vigentes, teniendo en cuenta los condicionamientos técnicos y utilizando adicionalmente a las medidas en operación de alerta otras medidas distintas a las de mercado.

---

<sup>11</sup> A los efectos previstos en el artículo 101 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y en el artículo 40 del Real Decreto 1716/2004, se consideran situaciones de emergencia aquellos casos en los que, por circunstancias que estén fuera del control de alguno o todos los sujetos que intervienen en el Sistema Gasista, se produzca, o exista riesgo evidente de que pueda producirse, una situación de escasez o desabastecimiento en relación con los suministros de gas de carácter firme, así como cuando pueda verse amenazada la seguridad de las personas, aparatos o instalaciones, o la integridad de la red gasista.



### Recopilación de información:

Para mitigar los efectos de este nivel de crisis, el Grupo de Gestión de Crisis solicitará la información necesaria para la ejercición de sus funciones a los agentes del Sistema, pudiendo precisar de una colaboración más activa que en los niveles anteriores.

En virtud de lo establecido en el artículo 13 del Reglamento (UE) 994/2010, durante una emergencia, las empresas de gas natural afectadas por la situación facilitarán a la autoridad competente información diaria relativa a:

- a) Previsiones diarias de la oferta y la demanda de gas para los tres días siguientes.
- b) Flujo de gas diario en mcm/día, en todos los puntos de entrada y salida en conexiones internacionales, así como en todos los puntos de entrada desde almacenamientos y terminales de GNL.
- c) Periodo, expresado en días, para el que se prevé que pueda garantizarse el suministro de gas de los clientes protegidos.

Si la situación de emergencia en el Sistema Gasista español derivara en una emergencia regional o de la Unión, la autoridad competente a través del Grupo de Gestión de Crisis deberá facilitar sin demora a la Comisión, si esta lo solicita, como mínimo la siguiente información:

- d) La información facilitada por las empresas de gas natural anteriormente mencionada.
- e) Información sobre las medidas programadas y sobre las ya aplicadas para atenuar la emergencia incluyendo información sobre su eficacia.
- f) Las solicitudes realizadas para medidas adicionales que vayan a adoptar otras autoridades competentes.
- g) Las medidas aplicadas a petición de otras autoridades competentes.

### Estrategia operativa:

La información relativa a la evolución de la situación del Sistema se pondrá en conocimiento de los agentes, facilitando así, en la medida de lo posible, la reacción del mercado.

Además de las medidas disponibles en el nivel de ALERTA, el GTS, siguiendo las directrices marcadas por el Grupo de Gestión de Crisis, podrá activar las siguientes medidas:

- Interrupción al suministro firme:

La interrupción al suministro firme deberá realizarse en base al protocolo de detalle donde se concreta el contenido de los planes de emergencia para la seguridad de suministro y el procedimiento general de comunicación, actualmente en fase de aprobación.

En el caso de que la situación de emergencia sea causada por el desbalance de un usuario, el GTS articulará las órdenes de interrupción a los clientes firmes de dicho usuario, atendiendo las siguientes prioridades de suministro (en caso de retorno de suministro se considerarán estas prioridades en orden inverso):

- Clientes protegidos, que incluyen servicios declarados como esenciales de acuerdo a lo establecido en el artículo 60 del RD 1434/2002, de 27 de diciembre así como consumidores domésticos.
- Consumidores acogidos a peaje Grupo 3 que no sean industriales ni clientes protegidos.



- Consumidores industriales con suministro de carácter firme, incluyendo a las centrales para generación de energía eléctrica, con las posibles restricciones que establezca REE.

Sin perjuicio de lo anterior, el GTS elaborará un orden de prioridad de corte de suministro dentro del segmento de consumidores industriales basada en los siguientes principios:

Minimizar los perjuicios económicos y técnicos derivados de la falta de suministro.

Seleccionar los consumidores a partir de un determinado consumo, a fin de conseguir el máximo grado de operatividad y reducir el número de consumidores afectados.

Procurar que el orden de corte de los consumidores industriales sea escalonado y que no se produzcan ceses de actividad inducidos, al romperse la cadena de materias primas básicas, productos intermedios y productos finales.

Con carácter general serán las empresas comercializadoras y los consumidores que se aprovisionen directamente los responsables de asegurar el suministro.

Velar por mantener la ecuanimidad entre las empresas distribuidoras, comercializadores y consumidores afectados, de forma que los porcentajes de reducción a aplicar en los consumos de carácter firme, sean idénticos en condiciones similares.

Actuar bajo los principios de intervención mínima y de proporcionalidad, de modo que las medidas adoptadas sean aquellas que, dirigidas a solucionar las situaciones creadas, produzcan las menores distorsiones en el mercado gasista español y en los sujetos que intervienen en él, procurando siempre la máxima protección a los consumidores.

- Uso de las existencias estratégicas ubicadas en los almacenamientos subterráneos

La obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad son las establecidas en el Artículo 10 de la Orden ITC/3128/2011 de 17 de noviembre, que actualiza la cuantía de las existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico a que hace referencia el artículo 17.1 del RD 1716/2004, pasando de 10 a 20 días de las ventas firmes en el año natural anterior. De esta forma, para el periodo:

- abril-2014 a marzo-2015, las existencias estratégicas alcanzan los 18.066 GWh.
- desde abril-2015 a marzo-2016, las existencias estratégicas se sitúa en los 16.412 GWh.

Ante esta situación de emergencia, el Gobierno, previo acuerdo del Consejo de Ministros y en coordinación con CORES, establecerá las condiciones bajo las que se podrá hacer uso de las reservas estratégicas de gas natural por los sujetos obligados a su mantenimiento.

La operación en situación de emergencia se basará en los principios establecidos en el artículo 101 de las Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y en lo previsto en el artículo 40 de RD 1716/2004.



El artículo 40 del RD 1716/2004 "Aplicación de las existencias mínimas de seguridad de gas natural", que recoge las principales disposiciones del artículo 101 de la Ley 34/1998, establece:

[...] 2. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 101.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, el Gobierno, ante situaciones de emergencia o escasez de suministro y sin perjuicio de la utilización de las existencias conforme al apartado 3 de este artículo, podrá adoptar alguna o algunas de las siguientes medidas:

*Limitar o modificar temporalmente el mercado del gas.*

*Establecer obligaciones especiales en materia de existencias mínimas de seguridad de gas natural.*

*Suspender o modificar temporalmente los derechos de acceso a las instalaciones por parte de terceros.*

*Modificar las condiciones generales de regularidad en el suministro con carácter general o referido a determinadas categorías de consumidores.*

*Someter a autorización administrativa las ventas de gas natural para su consumo en el exterior.*

*Cualesquiera otras medidas que puedan ser recomendadas por los organismos internacionales de los que España sea parte o que se determinen en aplicación de aquellos convenios en que se participe.*

[...] El control y seguimiento de la utilización de existencias mínimas de seguridad en este supuesto se encomienda a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

4. En relación a las medidas señaladas anteriormente el Consejo de Ministros determinará el régimen retributivo aplicable a aquellas actividades que se vieran afectadas por las medidas adoptadas, garantizando, en todo caso, un reparto equilibrado de los costes."

A continuación, se muestra el conjunto de medidas disponibles en el Sistema para salvaguardar el suministro de la demanda de gas natural, en particular a los clientes protegidos:



**Tabla 6: Medidas aplicadas en situación de operación normal, alerta temprana, alerta y emergencia**

	ORDEN DE ACTUACIÓN	MEDIDAS DISPONIBLES	VALORACIÓN	OBSERVACIONES
OPERACIÓN NORMAL	1	Operaciones de BRS	-	Diferencia entre el flujo físico total y la suma de las nominaciones de los usuarios. Existen tres niveles de BRS (0, 1 y 2) en función de las causas que lo justifican (Protocolo de Detalle PD-11 de las NGTS). Estas diferencias quedan reflejadas diariamente en los informes de BRS publicados en la web de Enagás-GTS.
	2	Operación conjunta en conexiones internacionales (VIP IBÉRICO/ PIRINEOS)	-	Capacidad para operar conjuntamente las conexiones internacionales con un mismo Estado Miembro. Esta flexibilidad viene dada por la existencia de acuerdos operativos entre Enagás-GTS y REN/TIGF.
	3	Acuerdo de asistencia mutua entre Enagás-GTS y TIGF	-	Apoyo hasta alcanzar una OBA máxima acumulada, mediante la elaboración de un programa conjunto de asistencia, en situación de operación excepcional debidamente justificada. Medida reflejada en el cómputo diario de las operaciones de BRS-0.
	4	Acuerdo de asistencia mutua entre Enagás-GTS y REN-GTG	-	Apoyo hasta alcanzar una OBA máxima acumulada, mediante la elaboración de un programa conjunto de asistencia, en situación de operación excepcional debidamente justificada. Medida reflejada en el cómputo diario de las operaciones de BRS-0.
ALERTA TEMPRANA	4	Mecanismos de colaboración activa entre el Gestor Técnico del Sistema y empresas comercializadoras de gas natural	-	Colaboración activa entre agentes del sistema para evitar desbalances y situaciones de riesgo (reprogramación logística de buques, reprogramación en CI, activación interrumpibilidad comercial, etc.)
	5	Reordenamiento de la logística de buques	-	El GTS junto con los comercializadores, ubicará adecuadamente los suministros en el Sistema para garantizar el adecuado funcionamiento de las instalaciones dentro de la operación segura. Se optimizarán las operaciones de descarga/carga en las terminales de GNL, facilitando la entrada al Sistema de buques metaneros no programados procedentes del mercado spot que contribuyan a la seguridad del suministro
	6	Incremento extracción en AASS	máx: [183-238] GWh/día min: 0 GWh/día	Diferencia entre la capacidad máxima de extracción disponible y la suma de las nominaciones de los usuarios. Este margen se puede concretar y cuantificar una vez declarado el nivel de crisis. Con la consolidación de los nuevos almacenamientos de Yela y Marismas, la capacidad de extracción seguirá incrementándose a lo largo de los distintos ciclos de inyección/extracción.
	7	Uso de existencias de GNL y/o AASS (PAI)	~ 2.000 GWh (inv. 2014-2015)	Reserva operativa disponible en tanques de GNL y/o AASS durante el periodo invernal en virtud de la Regla 1ª del Plan de Actuación Invernal, equivalente a 2 días de la capacidad contratada en las terminales de regasificación y cisternas más 2 días de la contratación en CCII y yacimientos. Los comercializadoras hacen uso de dicha reserva comercial, sin existir obligación por parte de un tercero, ante un importante deterioro de la situación del suministro y exclusivamente a los efectos de mantener los parámetros de seguridad necesarios.
	8	Promover el flujo máximo de entrada por CI	-	Colaboración entre operadores y comercializadores para: - en CI unidireccionales, impulsar la utilización de la capacidad nominal de la infraestructura (a cuantificar una vez declarado el nivel de crisis). - en CI bidireccionales, reprogramación máxima variable en función de la capacidad nominal de entrada y el saldo resultante de la suma de las nominaciones de los usuarios, teniendo en cuenta las nominaciones bajo contratación interrumpible. Avanzar en los acuerdos de asistencia mutua para incrementar las cantidades de apoyo
9	Potenciales medidas de mercado aplicadas a la oferta	-	Por ejemplo, las derivadas de la implantación del mercado organizado (Hub Ibérico)	
ALERTA	10	Peaje interrumpible	0,575 GWh/día (1-oct-14 a 30-sep-15)	La contratación de peaje interrumpible, tiene una periodicidad anual. Para el periodo comprendido entre el 1-oct-2014 y el 30-sep-2015, se ha aprobado una oferta de peaje interrumpible que asciende a 0,575 GWh/día de tipo A.
	11	Optimización consumo CTCC's en colaboración con REE	-	Optimización del consumo de los CTCC's, en colaboración con REE, garantizando en todo momento la seguridad del sistema eléctrico. La contribución de esta medida de mercado variará en función de las necesidades de generación a partir de estas centrales.
	12	Adicionales medidas de mercado	-	Las derivadas de la implementación de los Códigos de Red europeos.
EMERGENCIA	13	Uso de reservas estratégicas	abril 14 - marzo 15 18.066 GWh  abril 15 - marzo 16 16.412 GWh	Reservas estratégicas ubicadas en AASS cuya movilización corresponde exclusivamente al Gobierno que, previo acuerdo del Consejo de Ministros, establecerá las condiciones bajo las que podrán ser utilizadas. La obligación de reservas estratégicas corresponde a 20 días de las ventas firmes en el año natural anterior.
	14	Interrupciones al suministro firme	-	Las interrupciones al suministro firme se aplicarán siguiendo el principio de responsabilidad individual. El apartado 10.8 de las NGTS establece el orden de prioridad en la restricción del suministro así como los principios sobre los que se debe realizar para minimizar los efectos del corte. Se debe salvaguardar en todo momento el suministro a los clientes protegidos.





#### Retorno a la operación normal:

Cuando las medidas aplicadas consiguen corregir la situación, desapareciendo el riesgo de falta de suministro, el Grupo de Gestión de Crisis declara la vuelta al nivel de operación normal.

En virtud de lo establecido en apartado 10.9 de las NGTS, una vez que el Sistema retorne a la normalidad, el GTS efectuará un informe completo de lo sucedido incluyendo las causas que generaron la emergencia así como las medidas adoptadas y los sujetos afectados. Dicho informe será remitido a la autoridad competente y a la CNMC.

Adicionalmente, el Reglamento (UE) N° 994/2010 establece la obligación de elaborar una evaluación detallada. La autoridad competente facilitará a la Comisión con la mayor prontitud y a más tardar seis semanas después del levantamiento de la emergencia, un informe de la situación acontecida que contenga una evaluación de la emergencia y de la eficacia de las medidas aplicadas, así como un análisis del impacto económico, del impacto sobre el sector eléctrico y de la asistencia prestada y/o recibida de la Unión o de los Estados miembros.

Dicho informe, se facilitará al Grupo de coordinación del gas y deberá quedar reflejado en las actualizaciones de los Planes Preventivos y Planes de Emergencia futuros.

Finalmente, si algún comercializador incurre en desbalance durante el nivel de EMERGENCIA, le serán de aplicación los cargos económicos recogidos en el apartado 9.6 de las NGTS. Asimismo será de aplicación el régimen sancionador establecido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.



Esquema de actuación:

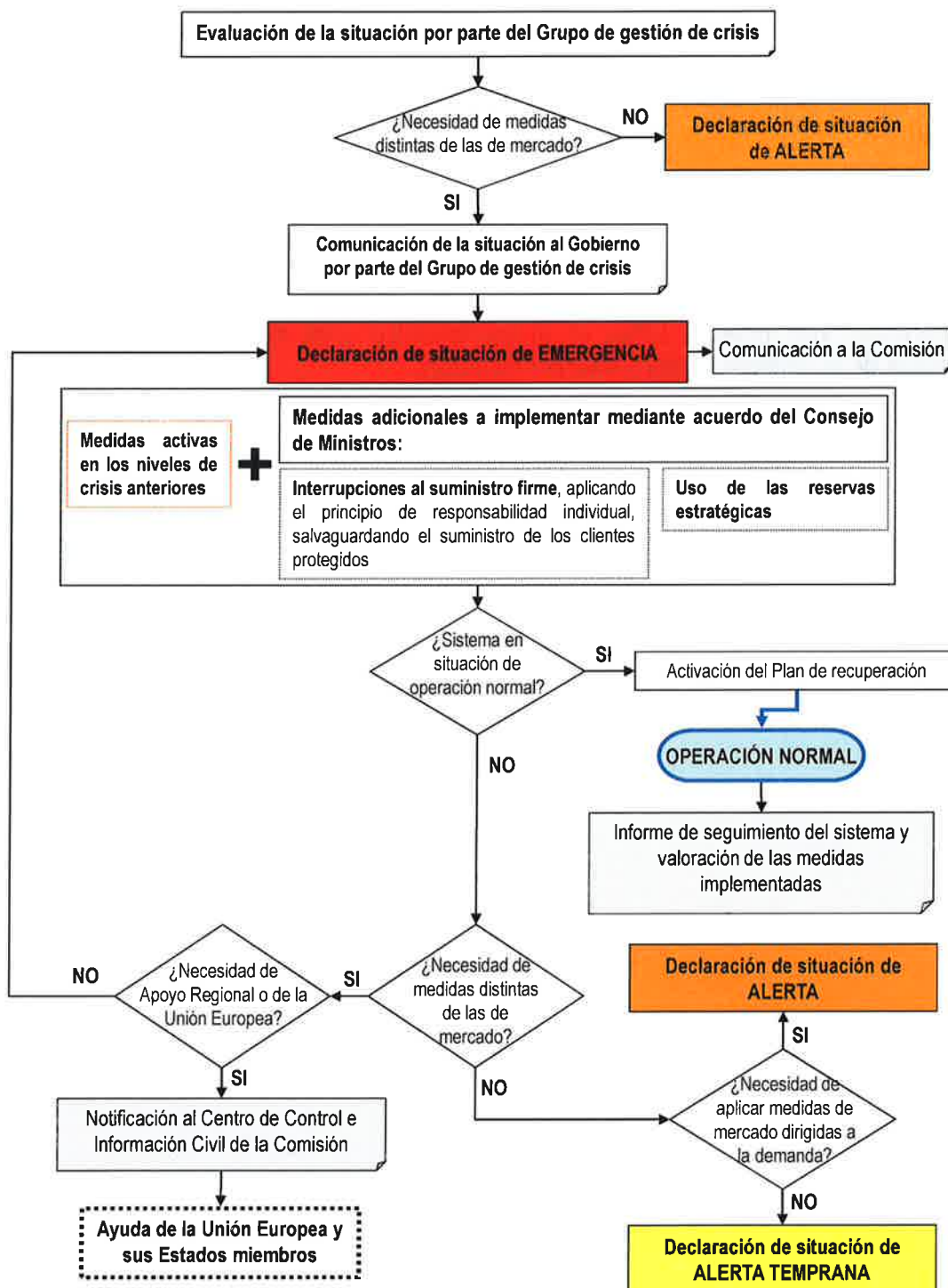


Figura 8: Esquema de actuación en situación de emergencia



#### 4 Cooperación regional

El Reglamento (CE) 715/2009 promueve la cooperación regional entre los TSOs para garantizar la coordinación de la operación tanto en situaciones de normalidad como de emergencia. En este sentido, Enagás, en calidad de GTS español, cuenta con acuerdos operativos y acuerdos de asistencia mutua con los gestores de las redes portuguesas y francesas, cumpliendo así con los requisitos establecidos en el artículo 12 del citado Reglamento.

Ambos acuerdos de asistencia mutua establecen medidas de cooperación ante determinadas situaciones de operación excepcional o emergencia que afecten a España o a Portugal/Francia, para ponerlas a disposición de los agentes afectados en los mercados de España, Portugal o Francia, en una gestión coordinada de los sistemas.

Por otra parte, el Reglamento (UE) 994/2010 incide sobre la necesidad de establecer un espíritu de solidaridad regional, con participación de las autoridades públicas y las empresas de gas natural, para concebir medidas de apoyo a aquellos Estados Miembros que están expuestos a situaciones geográficas o geológicas más desfavorables. Cumpliendo estas indicaciones, los gestores de las redes de transporte de España y Portugal, con el apoyo de sus respectivas autoridades competentes, iniciaron en 2013 un programa conjunto de colaboración regional para atenuar los riesgos identificados y aplicar las medidas económicamente más eficientes, ajustándose a los requisitos expuestos en el artículo 10, apartado 7, del Reglamento (UE) 994/2010, por el que la autoridad competente debe garantizar que:

No se adopten medidas que pudieran hacer peligrar gravemente la situación del suministro de gas en otro Estado Miembro

Se mantenga el acceso fronterizo a la infraestructura cuando así sea técnica y seguramente posible

Finalmente, en aras de la cooperación regional, el Sistema Gasista español se compromete a realizar los mejores esfuerzos para poner a disposición de cualquier Estado Miembro en situación de emergencia que lo solicite, todos los medios disponibles en el Sistema así como el conjunto de sus infraestructuras con el fin de garantizar la seguridad del suministro en la Unión.



## **Anexo I: Procedimiento de actuación ante riesgo relativo al suministro.**

El escenario más relevante identificado es el relativo al cese de los aprovisionamientos del mayor país de origen, Argelia. El suministro medio mensual procedente de este país alcanzó en el año 2013 un volumen de 16.000 GWh/mes.

Para solventar el proceso de desabastecimiento, el Sistema español cuenta con las medidas y herramientas de actuación que se activarán siguiendo el siguiente procedimiento:

- Evaluación continua de la situación apoyándose en indicadores representativos de la garantía de suministro, con un seguimiento permanente tanto de la demanda prevista como de las alternativas de cobertura de la misma, y de la evolución del resto de variables operativas como el nivel de existencias en tanques de GNL, el stock en AASS, presiones mínimas de garantía,...
- El Grupo de Gestión de Crisis pondrá la situación en conocimiento de los comercializadores para, de manera coordinada, adoptar las medidas precisas recogidas en el nivel de ALERTA TEMPRANA:
  - ✓ Reprogramación de la logística de buques de GNL, con la consiguiente adaptación de la producción de las plantas y promoviendo la entrada al sistema de GNL adicional al programado, en colaboración con los comercializadores.
  - ✓ Uso de las existencias del Plan de Actuación Invernal (PAI): reserva operativa disponible en tanques de GNL y/o AASS durante el periodo invernal en virtud de la Regla 1ª del citado Plan (Resolución de 8 de octubre de 2013, de la DGPEyM). Para el invierno 2014-2015, la reserva de existencias de seguridad se valora en al menos 2.000 GWh.
  - ✓ Incremento de la extracción hasta la máxima capacidad técnica disponible en el momento del incidente. Durante el invierno, a medida que avanza el ciclo de extracción, la capacidad física de los AASS va descendiendo, a lo que habría que descontar la extracción previamente programada.

Los almacenamientos de Marismas y Yela alcanzarán progresivamente las capacidades nominales a lo largo de los futuros ciclos de inyección y extracción, lo que convertirá a los almacenamientos en un soporte importante para afrontar situaciones de déficit de suministros.



**Tabla 5: Evolución de la capacidad en los almacenamientos subterráneos**

			Invierno 2014-2015	Invierno 2015-2016	Invierno 2016-2017	Invierno 2017-2018
<b>Gaviota</b>	Volumen operativo	GWh	9.630	11.745	11.745	11.745
	Volumen gas colchón	GWh	19.783	19.783	19.783	19.783
	Capacidad máx. inyección	GWh/día	53	53	53	53
	Capacidad máx. extracción	GWh/día	68	68	68	68
<b>Serrablo</b>	Volumen operativo	GWh	8.123	8.123	8.123	8.123
	Volumen gas colchón	GWh	4.822	4.822	4.822	4.822
	Capacidad máx. inyección	GWh/día	49	49	49	49
	Capacidad máx. extracción	GWh/día	79	79	79	79
<b>Yela*</b>	Volumen operativo	GWh	1.009	2.348	4.625	5.550
	Volumen gas colchón	GWh	4.007	5.278	6.843	8.029
	Capacidad máx. inyección	GWh/día	24	36	119	119
	Capacidad máx. extracción	GWh/día	32	59	71	76
<b>Marismas*</b>	Volumen operativo	GWh	1.615	1.615	1.745	2.597
	Volumen gas colchón	GWh	5.364	5.364	5.364	5.364
	Capacidad máx. inyección	GWh/día	4	4	10	15
	Capacidad máx. extracción	GWh/día	4	4	10	15
<b>TOTAL</b>	Volumen operativo	GWh	<b>20.377</b>	<b>23.831</b>	<b>26.238</b>	<b>28.016</b>
	Volumen gas colchón	GWh	<b>33.976</b>	<b>35.247</b>	<b>36.813</b>	<b>37.999</b>
	Capacidad máx. inyección	GWh/día	<b>130</b>	<b>142</b>	<b>231</b>	<b>236</b>
	Capacidad máx. extracción	GWh/día	<b>183</b>	<b>209</b>	<b>228</b>	<b>238</b>

\* AASS en consolidación

- ✓ Reprogramación de las entradas por las conexiones internacionales, en colaboración con los comercializadores. Al mismo tiempo, el GTS activará los Acuerdos de Asistencia Mutua con TIGF y REN respectivamente.
- Dada la envergadura del riesgo, y prácticamente de manera inmediata, resulta necesario activar la situación de ALERTA, una vez valorada la situación del Sistema con las medidas propuestas hasta el momento. Para lo cual el Grupo de Gestión de Crisis, a propuesta del GTS, impulsará el segundo paquete de medidas en paralelo con las anteriores:
  - ✓ Existencias disponibles de GNL en los tanques de almacenamiento: ante un déficit de suministro, las plantas de regasificación deberán asumir gran parte del desabastecimiento haciendo uso de las existencias y de la capacidad de emisión disponible, siempre y cuando exista dicha capacidad y se disponga de gas adicional en los tanques.

Las existencias medias en tanques de GNL se han incrementado en el último invierno 13-14 situándose en torno a los 8.400 GWh, lo que supone un aumento de 1.200 GWh respecto a la media de los anteriores cuatro inviernos, y la previsión actual para el invierno 14-15 es que comience con altas existencias de GNL, de acuerdo a la última programación mensual de plantas de regasificación.



\*Las existencias operativas no incluyen el gas talón. En los inviernos está contemplada la reserva del Plan de Actuación Invernal

### Gráfico 1: Evolución de existencias operativas invernales

La emisión extraordinaria podría producirse desde las plantas de regasificación que cuentan con una capacidad total de emisión que asciende a 1.916 GWh/día, y cuya contratación ha descendido en los últimos años, situándose en el año 2013 en el 32%, quedando así capacidad libre para cubrir los requerimientos del mercado.

Los comercializadores afectados por el fallo de Argelia deberán actuar de manera inmediata aprovechando la flexibilidad de la que dispongan, por ejemplo en los contratos de aprovisionamiento, y la liquidez del mercado internacional del GNL.

- ✓ Mercado interrumpible: el Sistema cuenta con la posibilidad de cortar el suministro a los clientes interrumpibles para aminorar los efectos de este posible fallo:
  - Las comercializadoras afectadas por la falta de aprovisionamiento actuarían sobre su mercado interrumpible comercial desde el primer día. En los últimos años, ningún comercializador ha declarado suministro bajo interrumpibilidad comercial.
  - El GTS, siguiendo el procedimiento de interrumpibilidad vigente, aplicará el corte al mercado convencional con peaje interrumpible, y al mercado eléctrico con dicho peaje, previa comunicación y coordinación con REE. En el periodo comprendido entre el 1-oct-14 y el 31-sep-15, un cliente se ha acogido a peaje interrumpible con un volumen de 0,575 GWh/día de tipo A.
- ✓ Optimización del consumo de ciclos combinados, en coordinación con REE, garantizando la seguridad del Sistema Eléctrico. En el momento del fallo, 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.



- ✓ Las comercializadoras afectadas por falta de aprovisionamiento del principal país suministrador que destinen parte de estas importaciones a instalaciones con combustible alternativo, podrían suspender el suministro de gas natural a estas instalaciones si así lo contemplan en sus contratos de suministro.
- Si el nivel de corte al mercado firme persiste, la autoridad competente declarará la situación de EMERGENCIA, informando inmediatamente a la Comisión, en particular de las acciones que pretenda adoptar, de conformidad con el artículo 10 apartado 1 del Reglamento.

En paralelo con las medidas anteriores, y previo acuerdo del Consejo de Ministros, las medidas a adoptar son:

- ✓ Extracción de las reservas estratégicas con vistas a salvaguardar el suministro de gas a los clientes protegidos.
- ✓ Interrupción al suministro firme, aplicando el principio de responsabilidad individual y salvaguardando el suministro de los clientes protegidos.
- ✓ En circunstancias extraordinarias debidamente justificadas el Gobierno podrá adoptar medidas que se aparten del PE, informando inmediatamente a la Comisión sobre esas medidas.
- Tal y como recoge el Reglamento en su artículo 13, apartado 5, tras una emergencia, con la mayor prontitud y a más tardar seis semanas después del levantamiento de la emergencia, la autoridad competente facilitará a la Comisión una evaluación detallada de la emergencia y de la eficacia de las medidas aplicadas, incluidos una evaluación del impacto económico de la emergencia, el impacto en el sector de la electricidad y la asistencia prestada a, o recibida, de la Unión y sus Estados miembros.

Ante un déficit de suministro prolongado como el aquí presentado, las medidas disponibles en el Sistema no son lo suficientemente eficaces como para corregir la situación. No obstante, la estrategia detallada corrige el desbalance durante un margen de tiempo suficiente para que los comercializadores de gas natural puedan reaccionar y reconducir el Sistema hacia un estado de operación normal, acudiendo al mercado spot de GNL dada la liquidez actual del mercado gasista mundial.



## **Anexo II: Procedimiento de actuación ante riesgo relativo a infraestructura.**

El cese de la emisión de la planta de Mugaros en punta invernal no supone riesgo para los clientes protegidos, sin embargo, para cubrir el resto de la demanda convencional podría ser necesario recurrir al:

- Uso del acuerdo de operación conjunta de las conexiones hispano-portuguesas, ajustando la exportación física que estuviese programada con Portugal.

Además, dependiendo de la generación prevista para los CTCC's de la zona noroeste, cumpliendo los requerimientos del mercado eléctrico, podría precisarse adicionalmente de:

- La activación del Acuerdo de Asistencia Mutua entre REN y Enagás en su fase inicial, incluyendo importaciones desde Portugal.

*“...El gestor afectado comunicará a la contraparte de este acuerdo la incidencia ocurrida con la mayor brevedad, así como la causa, duración y previsión de las cantidades de gas requeridas con el fin de activar, lo antes posible, las medidas necesarias para solventar la situación.*

*Desde el momento en el que se produzca dicha comunicación y en un plazo máximo de 12 horas, el gestor afectado deberá enviar a la contraparte de este acuerdo una segunda notificación que incluya una justificación formal del incidente. No obstante, durante dicho periodo de tiempo, se realizarán los mejores esfuerzos para paliar la situación prestando el mayor apoyo posible mediante operación conjunta de las conexiones internacionales.*

*Paralelamente y en un plazo máximo de 24 horas, los gestores deberán evaluar la situación y elaborar un programa conjunto de asistencia. Si la evaluación del incidente determina que este puede ser paliado aportando gas adicional de un Sistema a otro, hasta alcanzar una OBA máxima acumulada, los gestores afectados elaborarán un programa conjunto de asistencia mutua que contemplará tanto las cantidades de apoyo como la devolución de las mismas, indicando plazos y volúmenes diarios.*

*Si dicha evaluación prevé cantidades superiores a las acordadas en la OBA máxima acumulada, tiene que activarse la segunda fase del Acuerdo, poniendo en conocimiento a los Reguladores de ambos países para que den su autorización a la operación solicitada en caso de considerarse necesaria.*

No obstante, los CTCC's de la zona podrían ser abastecidos temporalmente por combustible alternativo o sustituido por otros CTCC's u otras tecnologías, no afectando por tanto a la demanda eléctrica.

Una vez cuantificada la situación, el GTS elaborará un programa de actuación con todos los agentes del mercado afectados para resolver la situación.

En caso de fallo de Mugaros en el día punta invernal, las medidas aquí descritas garantizan el suministro de gas natural no sólo de los clientes protegidos sino del conjunto de la demanda nacional.