



RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE ADOPTA 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.

En cumplimiento del artículo 9 de dicho Reglamento, se procedió a realizar una evaluación completa de los riesgos que afectan a la seguridad de suministro de gas en España. En dicha evaluación se tuvo particularmente en cuenta la simulación del escenario "n-1", se tuvieron en consideración todas las circunstancias y las repercusiones pertinentes nacionales o regionales, como por ejemplo, el tamaño del mercado, la configuración de la red, los flujos reales, incluidos los flujos de salida, se evaluaron diversos escenarios de demanda excepcionalmente elevada de gas e interrupción de suministro y se valoraron la interacción con los sistemas gasistas de países vecinos.

El artículo 4 del Reglamento, obliga a los Estado a 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, se ha elaborado el Plan de Acción Preventivo del Sistema Gasista Español 2012-2014 y el Plan de Emergencia del Sistema Gasista Español. Los borradores de dichos planes han sido previamente sometidos a consulta con las Autoridades Competentes de Francia y Portugal y asimismo con los principales agentes del sector a nivel nacional.

Por otra parte, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, a través de la Dirección General de Política Energética y Minas, es la Autoridad Competente designada por España para velar por el cumplimiento de las medidas estipuladas en el Reglamento. Dicha designación se produce en el marco de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la



diversificación de abastecimientos de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

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

Primero. Publicación

Publicar, con carácter provisional, el informe "PLAN DE ACCIÓN PREVENTIVO DEL SISTEMA GASISTA ESPAÑOL 2012-2014" y el informe "PLAN DE EMERGENCIA DEL SISTEMA GASISTA ESPAÑOL 2012-2014" que se adjuntan como Anexo I y Anexo II, respectivamente, en la página Web del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Segundo. Notificación

Esta Resolución se notificará a la Comisión Europea.

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, a 19 de diciembre de 2012

EL DIRECTOR GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS

Fdo. Jaime Suárez Pérez-Lucas





ANEXO I. PLAN DE ACCIÓN PREVENTIVO DEL SISTEMA GASISTA ESPAÑOL

Plan de acción preventivo del sistema gasista español

2012-2014

(Reglamento Europeo (UE) N° 994/2010)



MINISTERIO
DE INDUSTRIA, ENERGÍA
Y TURISMO

ÍNDICE:

1	Alcance	3
2	Evaluación de riesgos del sistema gasista español 2011-2014	4
3	Consideraciones previas	5
3.1	Identificación de los escenarios de riesgo.....	5
3.2	Estrategia de prevención	7
4	Análisis de la estrategia en los distintos escenarios.....	8
4.1	Escenario relativo al suministro.	8
4.2	Riesgo relativo a infraestructura	11
5	Conclusiones.....	13
	Anexo I: Medidas basadas en el mercado y aquellas no basadas en el mercado relativas a la seguridad de suministro de gas	15
1.	Medidas de Mercado dirigidas a la seguridad de suministro.....	15
2.	Medidas distintas de las de Mercado dirigidas a la seguridad de suministro	18
	Anexo II: Medidas existentes en el Sistema gasista español	19
	Anexo III: Análisis de las situaciones de ola de frío	29
	Anexo IV: Casos analizados en el Plan de Actuación en Caso de Emergencia	38

1 Alcance

El presente Plan de acción preventivo 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 gaseosos¹. 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 Energía (CNE) y Corporación de Reservas Estratégicas de Petróleo (CORES)) así como los procedimientos de actuación y coordinación en caso de crisis de suministro.

¹ 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) aprobadas en la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre.

2 Evaluación de riesgos del sistema gasista español 2011-2014

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 2011-2014 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 adecuan a las previstas en los anexos II y III del Reglamento (UE) N° 994/2010.

En el momento actual se valora que en el periodo hasta 2014 continuará la - liquidez actual 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.

En todo caso, con una visión a más largo plazo y con el objetivo de reducir la dependencia tan alta del mercado del GNL, que podría verse alterado por circunstancias diversas, el desarrollo de nueva capacidad de interconexión con Francia se presenta como una opción robusta que garantiza tanto la seguridad de suministro como integración de mercados, competencia, liquidez y arbitraje de precios.

2. Todas las conexiones transfronterizas con Francia y Portugal son bidireccionales. No obstante, la nueva capacidad bidireccional de interconexión con Francia, supondría una mayor integración del mercado español con el mercado europeo, contribuyendo también positivamente a la seguridad de suministro de la Región Sur, abriendo posibilidades a suministros alternativos y reduciendo la dependencia, y consecuente vulnerabilidad asociada, del mercado de GNL.

La siguiente tabla recoge, con valores actualizados, el cumplimiento de dicho principio N-1² en el sistema gasista español:

² En virtud de lo establecido en el artículo 6 del Reglamento N° 994/2010, los Estados Miembro deben garantizar el cumplimiento de la norma relativa a la infraestructura a más tardar el 3 de diciembre de 2014. Esta norma o principio N-1 establece que, en el caso de una interrupción de la mayor infraestructura unitaria de gas, la capacidad de las infraestructuras restantes debe satisfacer la demanda máxima total de gas, calculada durante un día de demanda de gas excepcionalmente elevada con una probabilidad de producirse una vez cada 20 años de acuerdo con la fórmula del Reglamento.

	Invierno 2012-2013		Invierno 2013-2014		Invierno 2014-2015	
	GWh/día	mcm/d	GWh/día	mcm/d	GWh/día	mcm/d
Epm	781	67	881	76	881	76
<i>Tarifa</i>	355	31	355	31	355	31
<i>Almería</i>	266	23	266	23	266	23
<i>Larrau</i>	100	9	165	14	165	14
<i>Badajoz</i>	35	3	70	6	70	6
<i>Irún</i>	0	0	0	0	0	0
<i>Tuy</i>	25	2	25	2	25	2
Pm (V. Guadalquivir)	37	3	37	3	37	3
Sm	155	13	351	30	369	32
<i>Serrablo</i>	78	7	78	7	78	7
<i>Gaviota</i>	61	5	61	5	61	5
<i>Yela</i>	11	1	59	5	71	6
<i>Castor</i>	-	-	148	13	148	13
<i>Marismas</i>	4	0,4	4	0,4	10	0,9
LNGm	1.915	165	1.915	165	1.971	169
<i>Barcelona</i>	544	47	544	47	544	47
<i>Huelva</i>	377	32	377	32	377	32
<i>Cartagena</i>	377	32	377	32	377	32
<i>Bilbao</i>	223	19	223	19	223	19
<i>Sagunto</i>	279	24	279	24	335	29
<i>Mugardos</i>	115	10	115	10	115	10
Im (Pl. Barcelona)	544	47	544	47	544	47
Dmax	2.202	189	2.387	205	2.463	212
Demanda nacional	2.022	174	2.142	184	2.218	191
PUNTA						
Exportación	180	15	245	21	245	21
<i>Larrau</i>	100	9	165	14	165	14
<i>Badajoz</i>	45	4	45	4	45	4
<i>Tuy</i>	30	3	30	3	30	3
<i>Irún</i>	5	0,4	5	0,4	5	0,4
% PRINCIPIO N-1	106%		111%		110%	

Figura 1: Resultados de la Fórmula N-1

3 Consideraciones previas

El artículo 5 del Reglamento define los contenidos de los Planes de acción preventivos (PAP) 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.

3.1 Identificación de los 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:

1. Evaluación del escenario que contempla el cese de las importaciones del primer país en la cartera de aprovisionamientos del sistema español, Argelia. En el año 2011, el peso del suministro procedente de Argelia asciende hasta el 38% frente al 32,5% del 2010,

debido principalmente a la puesta en marcha de la nueva conexión internacional de Medgaz/Almería.

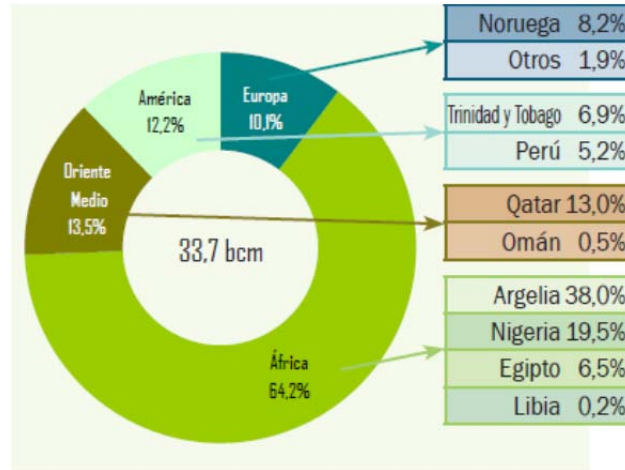


Figura 2: Importaciones de gas natural por países y áreas económicas 2011 (Fuente: CORES)

En 2011, el aprovisionamiento medio mensual procedente de Argelia es de 12.300 GWh/mes (1,04 bcm/mes), de los cuales 3.600 GWh/mes se reciben vía transporte marítimo de GNL y 8.700 GWh/mes a través de los gasoductos Magreb-Europa (GME) y Medgaz.

En el año 2011, los cargamentos de GNL procedentes de Argelia se concentran principalmente en las terminales del Mediterráneo, siendo la planta de regasificación de Sagunto la que más buques recepciona, seguida de Huelva y Barcelona.

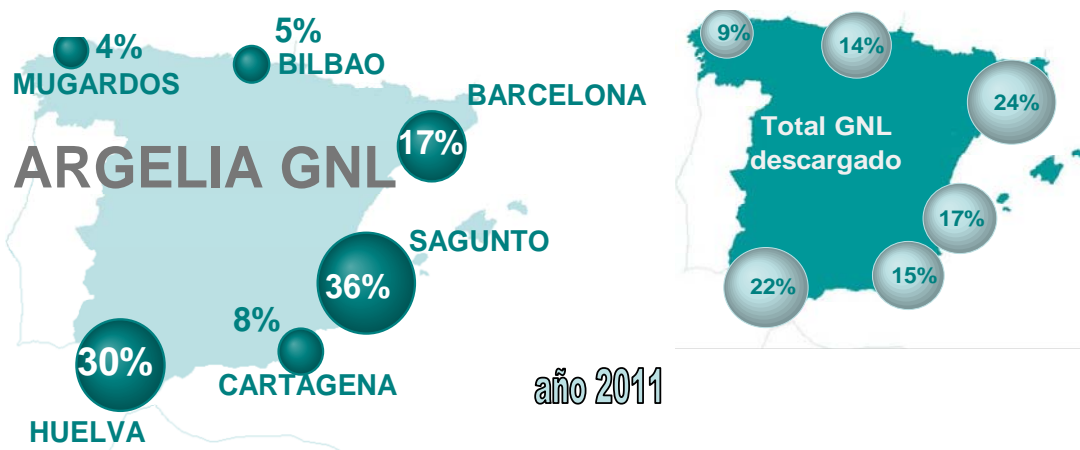


Figura 3: Descargas de GNL procedentes de Argelia en las terminales del sistema español en 2011

2. El segundo caso identificado es la emisión nula de la planta de regasificación de Mugardos en punta invernal.
3. El tercer escenario es la parada de la planta de Bilbao en punta invernal.

4. Por último, dado el grado de implicación a nivel regional con Portugal, se incluye entre los escenarios de riesgo el cese del suministro importado a través del Gasoducto del Magreb (GME).

3.2 Estrategia de prevención

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 (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 y en gasoductos, las capacidades disponibles del sistema, los planes de mantenimiento, etc.

Como medida general, el Gestor Técnico del Sistema publica en su página web información relativa a la seguridad del suministro destacando en este aspecto los planes de operación mensuales (que incluyen la previsión de demanda de gas natural del sistema, los niveles de existencias y los días de autonomía, entre otros parámetros) y las notas de operación, como elemento de información pública y seguimiento de todas aquellas operaciones que pueden condicionar la operación normal del Sistema.

- **Indicador de Garantía de Suministro (IGS).**

Se está trabajando en el desarrollo de un Indicador de Garantía de Suministro (IGS), como herramienta de apoyo a la operación, para detectar situaciones de riesgo asociadas a déficit de suministros.

El indicador IGS analizará los saldos entrada-salida programados en el sistema y, teniendo en cuenta las existencias operativas disponibles en los tanques de almacenamiento de las plantas de regasificación, calcula la flexibilidad del sistema en forma de GNL en un horizonte temporal de 10 días.

El IGS incorporará los principales parámetros operativos relacionados con la seguridad del suministro que diariamente se publican en el Plan de Operación, como son los niveles de existencias en tanques de GNL, los días de autonomía del sistema y el stock en gasoducto. De esta forma, el seguimiento de este indicador permitirá a todos los agentes del Sistema reaccionar adecuadamente en tiempo y forma para garantizar la seguridad del suministro en el Sistema.

- **Esquema de actuación del sistema**

La descripción del procedimiento de actuación en caso de emergencia está contenida en el Plan de emergencia. 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, podrán conocer 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 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.

4 Análisis de la estrategia en los distintos escenarios

4.1 Escenario relativo al suministro.

El escenario más relevante identificado es el relativo a la eliminación de los aprovisionamientos de Argelia. El suministro medio mensual procedente de este país alcanzó en el año 2011 un volumen de 12.300 GWh/mes.

Una vez detectado un futuro déficit de aprovisionamiento en el sistema (identificado en la programación trimestral, en el plan de operación mensual, en el IGS, etc.), el operador valorará si la reacción prevista del mercado reconduce al sistema a una situación normal. En caso negativo, el operador 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. Si la evaluación prevé un deterioro considerable de la situación de suministro, la situación se pondrá inmediatamente en conocimiento del Grupo de gestión de crisis para valorar el riesgo potencial 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 este desabastecimiento, el sistema español cuenta con las medidas y herramientas de actuación que se activará siguiendo el esquema recogido en el Plan de Emergencia:

- Evaluación continua de la situación mediante el indicador representativo de garantía de suministro (IGS) realizando un seguimiento permanente tanto de la demanda prevista como de las alternativas de cobertura de la misma, y del resto de aspectos operativos como el nivel de existencias en tanques de GNL, el stock en AASS y gasoductos,...

Plan de Acción Preventivo del Sistema Gasista Español 2012-2014

- El Grupo de gestión de crisis pondrá la situación en conocimiento de los comercializadores que colaboran con el operador 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.
 - ✓ Incremento de la extracción hasta la máxima capacidad técnica disponible en el momento del incidente. En el invierno 2012-2013, la capacidad media de extracción física es de aproximadamente 3.120 GWh/mes, a los que habría que descontar la extracción previamente programada. A partir del año 2013, con el nuevo almacenamiento de Yela ya incorporado, la situación mejora. Además, la futura incorporación de Castor al Sistema supondrá el paso definitivo para que los almacenamientos subterráneos del país se conviertan en una apoyo importante en caso de déficit de suministros.
 - ✓ Reprogramación del resto de las conexiones internacionales. Al mismo tiempo, el operador 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 operador, 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 sus existencias y de su capacidad de emisión disponible, siempre y cuando exista dicha capacidad y se disponga de gas suplementario en los tanques.

En el invierno, el sistema cuenta con la seguridad adicional que proporciona el Plan Invernal. En el invierno 2012-2013 continúa vigente el Plan Invernal 2011-2012. Así, en el invierno 2012-2013, las existencias de seguridad en plantas de regasificación se valoran en 1.800 GWh (regla 1ª del Plan Invernal 2011-2012), con una capacidad de regasificación disponible, no contratada, valorada en 1.255 GWh/día. Transcurrido el invierno, los comercializadores no tienen la obligación de almacenar esta reserva de seguridad.

Los comercializadores afectados por el fallo de Argelia deberán actuar de manera inmediata aprovechando la flexibilidad de los contratos de aprovisionamiento y la liquidez del mercado internacional del GNL, pudiendo sufrir importantes penalizaciones por desbalance.

- ✓ Mercado interrumpible: el sistema cuenta con la posibilidad de cortar el suministro a los clientes interrumpibles para minorar 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 el año 2010

Plan de Acción Preventivo del Sistema Gasista Español 2012-2014

y 2011, ningún comercializador ha declarado suministro bajo interrumpibilidad comercial.

- El operador, 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 el Operador del Sistema Eléctrico. En el periodo comprendido entre el 1-oct-12 y el 31-sep-13, se ha aprobado una oferta de peaje interrumpible que asciende a 11,5 GWh/día de tipo A.

- ✓ Optimización del consumo de ciclos combinados, en coordinación con el Operador Eléctrico (REE), garantizando la seguridad del sistema eléctrico. En el momento del fallo, el Operador Eléctrico analizará 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.
- Si el nivel de corte al mercado firme persiste, la autoridad competente declarará la situación de EMERGENCIA, y seguirá las acciones definidas en el Plan 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 Plan de Emergencia, 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 preventiva 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.

No obstante, y en caso de necesidad, se podrá aplicar el procedimiento de actuación ante emergencia para asegurar y garantizar la cobertura a los clientes protegidos.

4.2 Riesgo relativo a infraestructura

En el apartado 3.1 se identificaron los principales riesgos de infraestructura a prevenir: la emisión nula en punta invernal de las plantas de regasificación de Mugaros y Bilbao.

a) Fallo de la Planta de Regasificación de Mugaros en punta invernal:

El IGS incorpora los datos relativos a los niveles de existencias en plantas de GNL que se publican diariamente en el Plan de Operación, por lo que la herramienta de prevención permitirá identificar fácilmente una parada de la emisión de la planta por falta de existencias.

En punta invernal, el cese de la emisión de la planta de Mugaros no supone riesgo para los clientes protegidos, sin embargo, para cubrir la totalidad de la demanda convencional -no solo la de los clientes protegidos- podría ser necesario recurrir a:

- Anulación de la exportación por la Conexión Internacional Tuy haciendo uso del acuerdo de operación conjunta de las conexiones hispano-portuguesas.

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.

"...El operador 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 operador 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 operadores 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 operadores 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.

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

En caso de fallo de Mugarodos 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.

No obstante, y en caso de necesidad, se podrá aplicar el procedimiento de actuación ante emergencias para asegurar y garantizar la cobertura a los clientes protegidos.

b) Fallo de la Planta de Regasificación de Bilbao en punta invernal:

El IGS incorpora los datos relativos a los niveles de existencias en plantas de GNL que se publican diariamente en el Plan de Operación, por lo que la herramienta de prevención permitirá identificar fácilmente una parada de la emisión de la planta por falta de existencias.

La "Evaluación de Riesgos del Sistema gasista español 2011-2014" identificaba el fallo de la planta de Bilbao en el día de demanda punta como uno de los riesgos destacables del sistema por requerir una importación física por la CI Larrau para garantizar la cobertura de la demanda. Sin embargo, la reciente incorporación de infraestructuras en la red de transporte (duplicación completa del gasoducto Tivissa-Paterna y gasoducto Yela-Villar de Arnedo) han mejorado esta situación y actualmente únicamente se ven parcialmente comprometidas las exportaciones físicas a Francia. Además, esta restricción sólo podría producirse en caso de que las importaciones se anulasen completamente y las exportaciones ascendieran hasta el 100% de la capacidad de la conexión, caso que hasta el momento nunca se ha producido.

Por tanto, ante el fallo de la planta de Bilbao en el día de demanda punta del invierno 2012-2013, el sistema español podría recurrir a:

- La restricción de la exportación por la Conexión Internacional Larrau haciendo uso del acuerdo de operación conjunta de las conexiones hispano- francesas. Enagás y TIGF se comprometen a realizar los mejores esfuerzos para contribuir a paliar el fallo en el menor tiempo posible de acuerdo al manual de operación vigente.

Si se valorase que la situación supera el ámbito de la operación conjunta, podría precisarse adicionalmente de:

- La activación del Acuerdo de Asistencia Mutua entre Enagás y TIGF en su fase inicial.

"...El operador de la 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 operador 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 operadores 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 operadores 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.

Análogamente al caso anterior una vez cuantificada la situación, el operador elaborará un programa de gestión coordinado con todos los agentes de mercado afectados para realizar las reprogramaciones comerciales que contribuyan a resolver la situación. Además, las autoridades competentes informarán inmediatamente a la Comisión, facilitando toda la información necesaria sobre las medidas a adoptar.

El conjunto de medidas descrito garantiza el suministro de gas natural de toda la demanda nacional durante el fallo de la planta de Bilbao en el día punta invernal, pudiendo verse parcialmente comprometidas las exportaciones físicas a través de Larrau. No obstante, en virtud de los acuerdos operativos y de asistencia mutua establecidos entre Enagás-GTS y TIGF, los compromisos a través de la CI Larrau en ese día quedarían también garantizados, resultando una estrategia preventiva adecuada.

No obstante, y en caso de necesidad, se podrá aplicar el procedimiento de actuación ante emergencias para asegurar y garantizar la cobertura a los clientes protegidos.

5 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 2011-2014".
- No obstante lo anterior, como consecuencia del análisis realizado en este Plan de Acción preventivo, se detecta la necesidad de implantar un nuevo sistema de identificación y activación de alertas, basado en la evolución de los principales parámetros responsables de la seguridad del suministro. Este Indicador de Garantía de Suministro (IGS), debe constituir una herramienta transparente y fiable que permita a los agentes que integran el sistema gasista (Gestor Técnico del Sistema, transportistas, distribuidores, comercializadores) disponer de suficiente margen de actuación en caso de crisis de abastecimiento para activar las medidas necesarias previstas en la normativa vigente y reconducir la situación hacia la operación normal.
- Asimismo de acuerdo con lo establecido en el artículo 13 de 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 Gestor Técnico del Sistema y el resto de agentes mencionados en el apartado anterior (incluido el Gestor Técnico del Sistema Eléctrico) en caso de crisis recogidos actualmente en la regulación española en la norma 10 de las NGTS, 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 garantizar la seguridad del suministro en Europa.

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).

Plan de Acción Preventivo del Sistema Gasista Español 2012-2014

	Cod	Medidas	Descripción	PAP	PE
Oferta	1ª	Inversión en infraestructuras	Planificación Obligatoria vigente 2008-2016, 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. A 31/12/2011 las plantas de regasificación contaban con una capacidad nominal de emisión de 1.916 GWh/día.	SI	SI
	3ª	Almacenamiento comercial de gas	Capacidad de extracción media en AASS ~ 100 GWh/día. Con la incorporación de Yela y Marismas en 2012, dicha capacidad se vera incrementada de forma importante en los sucesivos ciclos de extracción. Además, la futura incorporación de Castor también incrementará considerablemente las capacidades de inyección/extracción. A 31/12/2011 el conjunto de plantas contaba con una capacidad de almacenamiento de 3.246.500 m³ GNL (22.239 GWh), siendo el nivel medio de llenado de los tanques de un 45%. Por tanto, la capacidad disponible en los tanques de GNL es una herramienta de flexibilidad muy importante. El Plan Invernal 2011-2012, aprobado por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) con fecha 23 de noviembre de 2011, y vigente salvo publicación de nueva Resolución que modifique la precitada, incluye en su regla 1ª la obligación de mantener unas existencias mínimas de gas natural licuado (GNL) en plantas de regasificación desde el 1 de noviembre al 31 de marzo. 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 la actualidad, se recibe gas de 12 países siendo Argelia el principal suministrador (38%) seguido por Nigeria (19,5%) y Qatar (13%).	SI	NO
	5ª	Capacidad bidireccional de las CI	Todas las conexiones transfronterizas con Francia y Portugal son bidireccionales. Los avances en la capacidad de interconexión se encuentran recogidos en el South Gas Regional Investment Plan 2011-2020. Actualmente, existe un procedimiento de asignación conjunta de capacidad España-Francia. Además, en 2012 se llevó a cabo un primer proyecto piloto de subasta de capacidad en la interconexión de España y Portugal (CAM, Capacity Allocation Mechanisms), que consiste en un procedimiento de asignación conjunta de capacidad basado en el Código de Red de ENTSOG.	SI	SI
	6ª	Coordinación de los TSO en las CI	Portugal – España: acuerdo de operación conjunto de las CI de Tuy/Valença do Minho y Badajoz/Campo Maior. Francia – España: acuerdo de operación de las CI Biriadou y Larrau.	SI	NO
	7ª	Acuerdos de cooperación de ámbito regional	Portugal – España: Acuerdo de Asistencia Mutua entre Enagás y REN-GTG, de septiembre 2006 y la última versión tiene vigencia desde noviembre de 2011. Francia – España: Acuerdo de Asistencia Mutua entre Enagás con TIGF, de 2010 y con vigencia desde 1-nov-10 hasta 1-dic-15.	SI	SI
Demanda	8ª	Utilización de contratos interrumpibles	Oferta de peaje interrumpible con actualización anual. De acuerdo a la Resolución de 20 de noviembre de 2012 de la DGPEyM, para el periodo 1-oct-12 al 30-sep-13, el Sistema cuenta con una oferta de capacidad diaria máxima interrumpible de 11,5 GWh/día (tipo "A"). Esta oferta se ajusta a lo establecido en la Orden IET/849/2012, de 26 de abril de 2012, que limitaba la capacidad interrumpible a zonas saturadas en circunstancias tanto de operación normal como de demanda punta invernal.	NO	SI
	9ª	Peaje interrumpible comercial	Contratos bilaterales entre el cliente y el comercializador, con el objeto de evitar que este último incurra en situación de desbalance como consecuencia de incidentes que provoquen falta de gas relacionados con dicho comercializador. En el año 2010 y 2011, ningún comercializador ha declarado suministro bajo interrumpibilidad comercial.	NO	SI
	10ª	Combustibles de reserva alternativos en CTCC's	Al contar con una importante flexibilidad, en el sistema español las centrales de ciclo combinado no tienen obligación de cambio de combustible (switching fuel). Sin embargo, algunas centrales pueden trabajar con combustible alternativo (principalmente diesel) durante un corto periodo de tiempo.	NO	SI
	11ª	Mercado de generación de electricidad	El sistema eléctrico español cuenta con un importante parque de generación instalado con fuentes distintas al gas natural que participan en el mercado diario e intradiario de casación. En una situación hipotética de déficit de suministro de gas, los comercializadores de gas podrían coordinarse con los agentes que participan en el mercado eléctrico, promoviendo la reducción de carga en centrales de ciclo combinado dentro de los mercados diarios e intradiarios de electricidad,	NO	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:

	Cod	Medidas	Descripción	PAP	PE
				SI	NO
Oferta	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
Demanda	14ª	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
	15ª	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

En la siguiente tabla, se recogen el resto de medidas de mercado listadas en el anexo II del Reglamento UE 994/2010 pero que no están implementadas en el sistema español.

	Cod	Medidas	Descripción	PAP	PE
				NO	NO
Oferta	16ª	Flexibilidad de producción nacional	España no cuenta con yacimientos de importancia (anualmente, <0,1% del aprovisionamiento del sistema español)	NO	NO
Demanda	17ª	Reducción de carga firme a petición del operador del sistema	El Operador del sistema gasista puede reducir carga a los clientes acogidos a peaje interrumpible, salvo en situación de emergencia donde, previa autorización del Gobierno, procedería al corte del mercado firme. Actualmente, no existen una modalidad de contratación donde los clientes industriales conectados a la red de transporte puedan voluntariamente reducir consumo a petición del operador del sistema bajo un sistema de incentivos y multas.	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.

	Cod	Medidas
Oferta	19 ^a	Almacenamiento estratégico de gas
	20 ^a	Extracción obligatoria de almacenamiento
	21 ^a	Incremento obligatoria de producción nacional
	22 ^a	Generación de electricidad impuesta para fuentes distintas al gas
	23 ^a	Utilización obligatoria de las reservas de combustibles alternativos
Demanda	24 ^a	Forzar el cambio de combustible (switching fuel)
	25 ^a	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 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 operador gasista se coordina con el operador eléctrico 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, la citada Planificación de infraestructuras contempla 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 994/2010. 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.

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 y en los almacenamientos subterráneos, el sistema cuenta con el denominado Balance Residual del Sistema (BRS) calculado como la diferencia entre el flujo físico total y la suma de las nominaciones de los usuarios. En función de las causas que justifican estas diferencias, el BRS se desagrega en tres niveles:

- BRS-0: saldo resultante de las desviaciones entre el gas efectivamente emitido por los transportistas y las consignas de operación del GTS. Este BRS acumulado debe mantenerse en todo momento dentro del intervalo ± 20 GWh para puntos de entrada de capacidad nominal inferior a 750.000 Nm³/h y ± 40 GWh para puntos de entrada de capacidad nominal superior a 750.000 Nm³/h.
- BRS-1: saldo resultante de las operaciones programadas por el GTS justificadas por ser necesarias para:
 - respetar los derechos de almacenamiento de los usuarios
 - el transporte del gas talón-colchón de las instalaciones
 - que la actividad de los transportistas tenga el menos efecto posible en las nominaciones
 - lograr una ubicación adecuada de las mermas de transporte o exceso de las mismas
 - cualquier otra operación programada por el GTS en aplicación de la normativa en vigor
- BRS-2: saldo que resulte de las diferencias entre las consignas de operación que realice en GTS para alguno de los puntos de entrada y las cantidades asignadas a los usuarios y al GTS.

Finalmente, los sucesivos Planes Invernales, elaborados en virtud de lo establecido en la Norma-09, "Operación Normal del sistema", de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista (NGTS), aprobadas por Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, han ido fortaleciendo la flexibilidad y seguridad del suministro al incluir medidas que garantizan un nivel mínimo de existencias de GNL. En particular, el último Plan Invernal 2011-2012, aprobado por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) con fecha 23 de noviembre de 2011, y vigente salvo publicación de nueva Resolución que modificara la precitada, incluye las siguientes consideraciones:

Regla 1ª: "Existencias mínimas de gas natural licuado (GNL) en plantas de regasificación":

1. El GTS podrá declarar no viable el programa mensual de regasificación y/o descarga de buques de un usuario si, en algún momento del mes, las existencias totales de GNL de dicho usuario llegasen a ser inferiores a tres días de la capacidad de regasificación contratada en el conjunto de plantas de regasificación del sistema, siempre que estime que exista un riesgo para la seguridad del sistema.

Si de acuerdo con el programa mensual propuesto, en algún momento las existencias del conjunto de usuarios en una planta fueran inferiores a dos días del total de la capacidad contratada en dicha planta, las programaciones de regasificación y/o descarga de buques de cada uno de los usuarios cuyas existencias en dicha planta

fueran a estar por debajo de ese umbral podrán declararse no viables, siempre que se estime que exista un riesgo para la seguridad del sistema.

Si en el transcurso del mes, por circunstancias sobrevenidas, el GTS previese que las existencias de gas natural licuado de un usuario no cumplen las condiciones establecidas en los apartados uno o dos, lo pondrá inmediatamente en su conocimiento, para que éste ponga en marcha las medidas correctoras oportunas. Si esto ocurriera durante más de dos días consecutivos el GTS procederá a declarar «Situación de Operación Excepcional de Nivel 0», siempre que estime que exista un riesgo para la seguridad del sistema y exclusivamente a los efectos de mantener los parámetros de seguridad necesarios. El GTS mantendrá en todo momento informado de estas circunstancias al titular de la instalación.

2. Asimismo, si en el transcurso del mes, por circunstancias sobrevenidas, el GTS previese que las existencias de gas natural licuado del conjunto de usuarios en una planta fueran inferiores a dos días de la capacidad total contratada, las nominaciones de aquellos usuarios cuyas existencias en dicha planta fueran inferiores a dos días podrán ser declaradas no viables, siempre que el GTS estime que exista un riesgo para la seguridad del sistema, debiendo los usuarios afectados presentar un plan viable de restablecimiento de sus existencias de GNL. El GTS mantendrá en todo momento informado de estas circunstancias al titular de la instalación.

Regla 2ª: "Olas de frío":

3. El GTS informará a los usuarios de sus previsiones generales de la demanda convencional del sistema y de la demanda extraordinaria del Grupo 3 debida a «olas de frío», desagregada por zonas geográficas, aportando la información que estime relevante.

Los incrementos de demanda para el Grupo 3 en una situación de «ola de frío», según las zonas determinadas en el protocolo de detalle PD-02, serán estimados por el GTS en cada ocasión mediante sus sistemas de predicción, puesto que estos incrementos varían cada vez en función de la intensidad y la localización de las bajas temperaturas.

Con carácter orientativo, dichos incrementos de demanda en día laborable para el Grupo 3 en la situación de «ola de frío», según las zonas determinadas en el protocolo de detalle PD-02, se definen como la diferencia entre la demanda punta convencional prevista y la demanda diaria convencional en día normal, de acuerdo con la siguiente tabla:

Dentro de cada zona, el incremento de demanda se repartirá por comercializador considerando sus cuotas de mercado en el Grupo 3 durante el invierno anterior. Para el cálculo de las cuotas los comercializadores remitirán al GTS las ventas mensuales a los consumidores del Grupo 3 en cada una de las zonas indicadas, durante los meses transcurridos desde noviembre del año anterior a marzo del año actual, ambos inclusive, antes del día 31 del mes de octubre, en el formato incluido en el formulario 1 del anexo.

En el caso de que se produzca una cesión de clientes suministrados a presiones iguales o inferiores a 4 bar de una comercializadora a otra en un número superior a 5.000, las obligaciones incluidas en este apartado asociadas a estos clientes serán asumidas por la comercializadora adquirente, desde el momento en que la operación sea efectiva.

4. En el estudio de la viabilidad de las programaciones mensuales, el GTS verificará que son viables tanto las programaciones asociadas a la demanda esperada como las programaciones que deberían realizarse en caso de producirse una ola de frío. De esta forma, los comercializadores deberán tener disponible (aunque no necesariamente contratada) la capacidad suficiente en las entradas al sistema necesaria para cubrir su demanda en caso de ola de frío. La demanda en el escenario de ola de frío se calculará a través de los sistemas de previsión de demanda del GTS.

Para que pueda estudiarse la viabilidad del escenario de ola de frío, cada comercializador deberá informar al GTS de la demanda prevista de sus clientes del Grupo 3 para cada mes del invierno en curso, desagregada según las zonas geográficas definidas en el Protocolo de Detalle 02 y de acuerdo al formulario 2 del anexo.

5. El GTS alertará a los usuarios y a los titulares de instalaciones en caso de que se prevea una ola de frío, definida de acuerdo a los criterios incluidos en el apartado segundo y hará pública esta información al menos, a través de su página web.

Definición de Ola de frío:

Se entenderá por olas de frío aquellas situaciones en que la temperatura significativa para el sistema gasista calculada por el GTS se sitúe en valores inferiores a los incluidos en una banda de fluctuación durante al menos 3 días consecutivos o en que Protección Civil declare alerta por impactos previstos de fenómenos meteorológicos (lluvia, viento, hielo, nieve...).

La temperatura significativa del sistema gasista se establecerá para cada día en base a una combinación de varios observatorios peninsulares preseleccionados, cercanos a los principales núcleos de consumo doméstico, ponderados por el consumo de gas en su zona, para los que la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) facilita los valores reales registrados y las predicciones de sus temperaturas medias (semisuma de las máximas y mínimas) con un horizonte de 10 días.

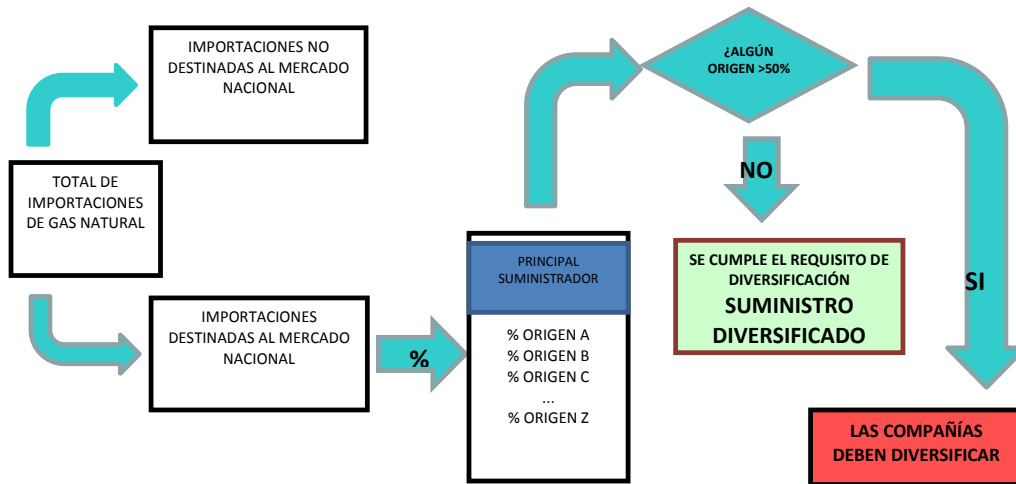
La curva de referencia de temperaturas representará la temperatura media de los quince días anteriores y posteriores a cada día, registrada durante los 10 últimos años. La banda de fluctuación estará constituida por las temperaturas que no difieran de la curva de referencia en más de 3,5 °C.

3 Diversificación de suministros

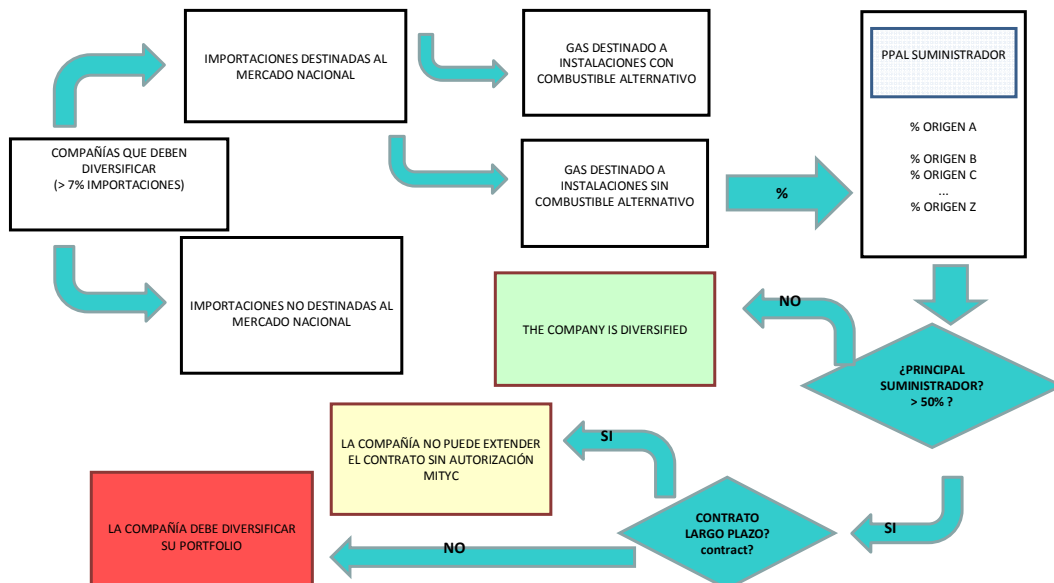
El artículo 99 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, establece que los comercializadores y consumidores directos en mercado de gas natural deberán diversificar sus aprovisionamientos cuando en la suma de todos ellos la proporción de los provenientes de un mismo país sea superior al 60%.

El artículo 2 del Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, establece que los aprovisionamientos de gas natural destinados al mercado nacional procedentes de un mismo país no pueden superar el límite del 50% del total de aprovisionamientos. En caso de que el total de aprovisionamientos superase este límite, se aplicaría a su vez un límite del 50% a 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%

de los aprovisionamientos en el año natural anterior. El esquema siguiente muestra de forma esquemática este procedimiento.



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 Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos la relación de las ventas firmes e importaciones de gas, por país de origen, correspondientes al año natural precedente. La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos 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 Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Este departamento Ministerial se pronuncia sobre dicha solicitud (Autorización o denegación) previo informe de la Comisión Nacional de Energía, 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.

4 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:

- a) Los comercializadores de gas natural, por sus ventas de carácter firme en el territorio nacional.
- b) 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

Hoy en día todas las conexiones internacionales con Estados Miembro cuentan con capacidad bidireccional.

Plan de Acción Preventivo del Sistema Gasista Español 2012-2014

	Punto conexión	Puesta en operación	Capacidad flujo IMPORTADOR	Capacidad flujo EXPORTADOR	Incorporación de INFRAESTRUCTURAS
FRANCIA	Larrau	1993	0<Q≤100 GWh/d	(W1): 0<Q≤30 GWh/d (S1): 0<Q≤50 GWh/d	A partir de sep-2012, con la puesta en operación del gasoducto Yela-Villar de Arnedo, aumenta la capacidad de exportación hasta 100 GWh/día A partir del 2º trimestre de 2013, con la puesta en servicio del gasoducto Lussagnet-Lacq y la EC de Mont, la capacidad de exportación en periodo estival así como la capacidad de importación aumentan hasta 165 GWh/día A partir de dic-2013, con la puesta puesta en servicio del gasoducto Zarza del Tajo-Yela, aumenta la capacidad de exportación hasta 165 GWh/día
			0<Q≤165 GWh/d	(W1): 0<Q≤100 GWh/d (S1):0<Q≤165 GWh/d	
			0<Q≤165 GWh/d	0<Q≤165 GWh/d	
	Irún	1998	(W1): Q=0 GWh/d (S1): 0≤Q≤10 GWh/d	(W1): 0<Q≤5 GWh/d (S1): 0<Q≤9 GWh/d	
PORTUGAL	Badajoz	1996	(W2) 35 GWh/d (S2) 70 GWh/d	134 GWh/d = 45 GWh/d + 89 GWh/d para España reserva Portugal	
	Tuy	1996	25 GWh/d	(W2): 0<Q≤30 GWh/d (S2): 0<Q≤40 GWh/d	

W1: Enero, febrero, marzo, noviembre y diciembre
W2: Enero, febrero, marzo, abril, noviembre y diciembre

S1:Abril, mayo, junio, julio, agosto, septiembre y octubre
S2:Mayo, junio, julio, agosto, septiembre y octubre

Además, tras los resultados de la Open Season 2013 y 2015, la capacidad de interconexión entre España y Francia se incrementará notablemente:

- 2013, la CI Larrau incrementará la capacidad en ambos sentidos hasta los 165 GWh/día.
- 2015, la CI de Irun incrementará la capacidad en ambos sentidos hasta los 60 GWh/día.

Estas ampliaciones están contempladas en el documento "South Gas Regional Investment Plan 2011-2020" elaborado coordinadamente por los TSOs de la Región Sur.

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 y REN elaboraron el primer Acuerdo de Asistencia Mutua en caso de emergencia. Desde entonces, los Acuerdos de Asistencia Mutua entre ambos operadores 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 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 (UE) N° 994/2010 y la Directiva europea 2009/73/CE.

7 Contratos interrumpibles

La posibilidad, contemplada en el Reglamento (UE) 994/2010, 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 Dirección General de Política Energética y Minas 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:

Comercial: se instrumenta a través de contratos firmados entre el consumidor final y el comercializador en condiciones libremente pactadas. Esta interrumpibilidad será realizada por:

- el comercializador, por iniciativa propia, y en Situación de Operación Normal
- el comercializador, por iniciativa propia o a petición del GTS, tras la declaración de Situación de Operación Excepcional de nivel 0 (en adelante SOE 0), según la definición del capítulo 10 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema (en adelante NGTS).

Si, tras la declaración de SOE 0, el comercializador causante del desbalance incumple la petición del GTS y, en consecuencia, no aplica la interrumpibilidad comercial a sus clientes, el GTS no estará habilitado a hacerlo en su lugar.

Peaje interrumpible: realizada por el GTS previa declaración de SOE 1 o 2. 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 del Operador del Sistema Eléctrico 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 Gestor Técnico del Sistema Gasista y en su caso el Operador del Sistema Eléctrico.

La Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta del Gestor Técnico del Sistema, y previo informe de la Comisión Nacional de Energía, 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 consideraran 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/849/2012, de 26 de abril, por la que se actualizan 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.

De acuerdo al nuevo criterio de asignación de peaje interrumpible introducido por la citada Orden, la propuesta inicial de peaje interrumpible para el periodo 1-oct-2012 a 30-sep-2013 del GTS ha sido modificada por el MINETUR, aprobándose la siguiente oferta de peaje interrumpible:

"La asignación de capacidad interrumpible para el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2012 y 30 de septiembre de 2013 es la siguiente:

Interrumpibilidad tipo A: 11,5 GWh/día

Dicha capacidad se distribuirá en las siguientes zonas:

- *Ramal de Villapresente: 4,5 GWh/día. Hasta la puesta en servicio del gasoducto Treto-Bilbao, prevista para el cuarto trimestre de 2013.*
- *Red de Distribución de Lugo: 1 GWh/día. Hasta la incorporación del gasoducto Guitiriz-Lugo, prevista para el mes de diciembre de 2013.*
- *Red de Distribución de Avilés-Gijón: 4 GWh/día.*
- *Red de Distribución de Valle de Arratia: 1 GWh/día.*
- *Red de Distribución de Zaldibia-Amezketta: 1 GWh/día".*

Finalmente, el Procedimiento de actuación entre los sujetos del sistema gasista para la aplicación de la interrumpibilidad, desarrollado por Enagás GTS en colaboración con las empresas distribuidoras y publicado en la web de Enagás, define la actuación entre los sujetos del sistema gasista ante una orden de interrupción de suministro y establece los mecanismos para mantener actualizada toda la información necesaria entre todos los agentes implicados con objeto de facilitar en todo momento la aplicación de la interrumpibilidad.

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 Gestor Técnico del Sistema (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:

Publicación anual sobre la planificación de las principales operaciones de mantenimiento de las instalaciones del sistema.

- Programación anual oferta-demanda:

Previsión anual del movimiento de gas en el Sistema mes a mes, realizada a partir de las previsiones de demanda del GTS en coordinación con el Operador Eléctrico (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 de existencias de cada agente.

Anexo III: Análisis de las situaciones de ola de frío

1 Introducción

El Reglamento 994/2010 establece condiciones, tanto de infraestructuras como de aprovisionamientos, para garantizar el suministro a los clientes protegidos considerando escenarios invernales de temperaturas con probabilidad de producirse una vez en 20 años.

Durante la ola de frío del pasado febrero-12, las temperaturas registradas en Europa fueron tan bajas que superaron el límite más restrictivo previsto en el citado Reglamento. Según se ha indicado desde ENTSOE, las temperaturas registradas en esta ola de frío han resultado tan extremas que han superado la probabilidad de producirse una vez cada 60 años en varios países de la Unión. Además, la duración de este episodio de frío –por encima de las dos semanas– supera las condiciones más adversas impuestas en el Reglamento.

Por ello, una de las conclusiones extraídas en el Workshop celebrado en Bruselas el pasado 19-abr-12 fue la propuesta de incluir esta situación en los escenarios estudiados en el Análisis de Riesgos, y el análisis en profundidad de las Olas de frío que a continuación se detalla.

2 Temperatura representativa del sistema gasista

La Agencia Estatal de Meteorología, AEMET, proporciona para cada día, las temperaturas máximas y mínimas reales, así como la previsión para los próximos diez días de cada una de las provincias de España, además de datos relativos a precipitaciones, nubosidad y cota de nieve

La información relativa a temperaturas se utiliza como entrada de los modelos de predicción de la demanda gasista.

En un primer paso, se intentó incluir de manera independiente las temperaturas relativas a distintos observatorios, sin embargo, las correlaciones entre ellas eran muy altas, comprobándose que resultaba más efectivo realizar un tratamiento previo que permitiese definir una única “temperatura representativa del sistema gasista”

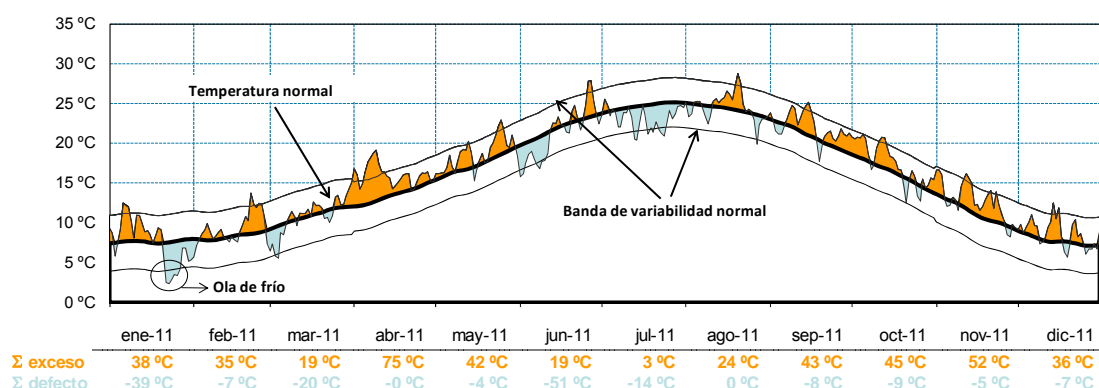
Posteriormente, se definió esta temperatura gasista como ponderación de distintas estaciones meteorológicas, atendiendo a la distribución del mercado doméstico, dado que es el segmento de demanda más influenciado por su variación. La evolución de la distribución de dicho mercado condiciona la revisión y actualización de dicha temperatura representativa.

Como resultado del análisis del comportamiento del mercado doméstico se define la siguiente ponderación de estaciones meteorológicas que se muestra en la siguiente tabla. Cada 5 años se realiza una revisión de estas ponderaciones motivada por la evolución de la penetración de gas natural en el mercado doméstico, determinándose si es necesario o no modificar los pesos y/o las estaciones (la última revisión se realizó en el año 2010).

Estación Meteorológica	Peso sobre temp. gasista
Madrid	34%
Barcelona	23%
Valladolid	13%
Bilbao	7%
Gijón	6%
Zaragoza	5%
Valencia	4%
Pamplona	4%
Sevilla	3%
Logroño	2%

A partir de esta ponderación se obtiene, para cada día del año, una "temperatura normal", calculada como la temperatura media registrada en los últimos 10 años, considerando para su cálculo los registros diarios de los 15 días anteriores y los 15 posteriores al día de evaluación, de tal forma que, para el cálculo de la temperatura normal de cada día se considerarán 310 datos

Además, se define una "banda de variabilidad normal" en función de la desviación típica de los datos que actualmente se valora en +/-3,5°C para los meses invernales. Como se observa en el siguiente gráfico, los días donde la temperatura supera a la normal se representa con fondo naranja y con temperatura inferior en azul, contabilizándose de esta forma los grados de temperatura por exceso o defecto.



Actualmente, la declaración de "Ola de Frío " en el sistema gasista se produce en aquellas situaciones en que la temperatura significativa para el sistema gasista se sitúe en valores inferiores a los incluidos en una banda de fluctuación durante al menos 3 días consecutivos o en que Protección Civil declare alerta por impactos previstos de fenómenos meteorológicos (lluvia, viento, hielo, nieve...).

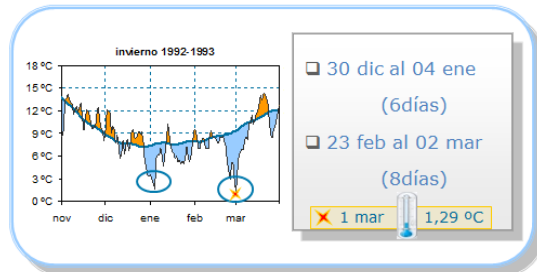
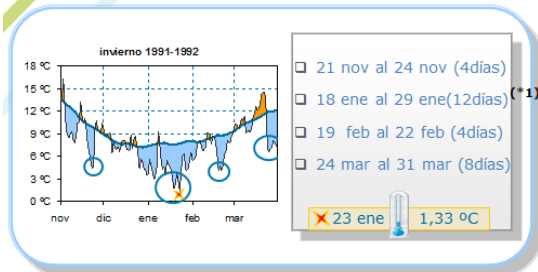
3 Análisis descriptivo de los inviernos

A continuación, se muestra un resumen del estudio realizado de los inviernos desde el 1991-1992 hasta el pasado 2011-2012.

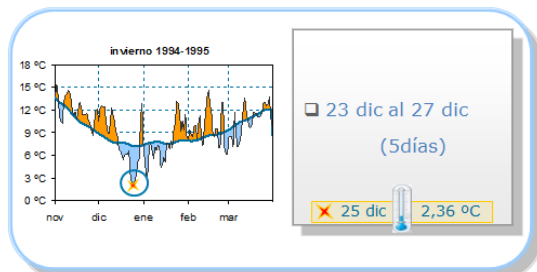
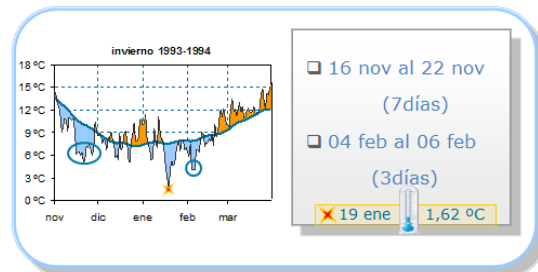
Análisis descriptivo inviernos Inviernos 91-92 a 94-95



Olas de FRÍO



✗ Día más frío del invierno

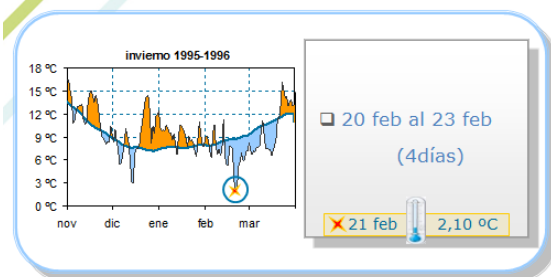


(*1) Se incluyen los días 25 y 26 de enero a pesar de encontrarse dentro de su banda de confianza

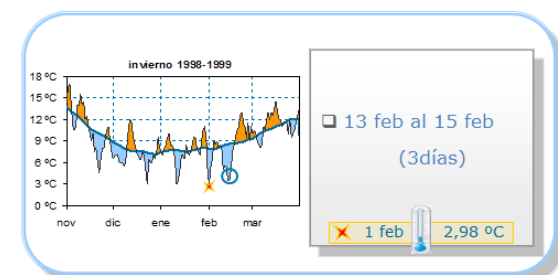
Análisis descriptivo inviernos Inviernos 95-96 a 98-99



Olas de FRÍO



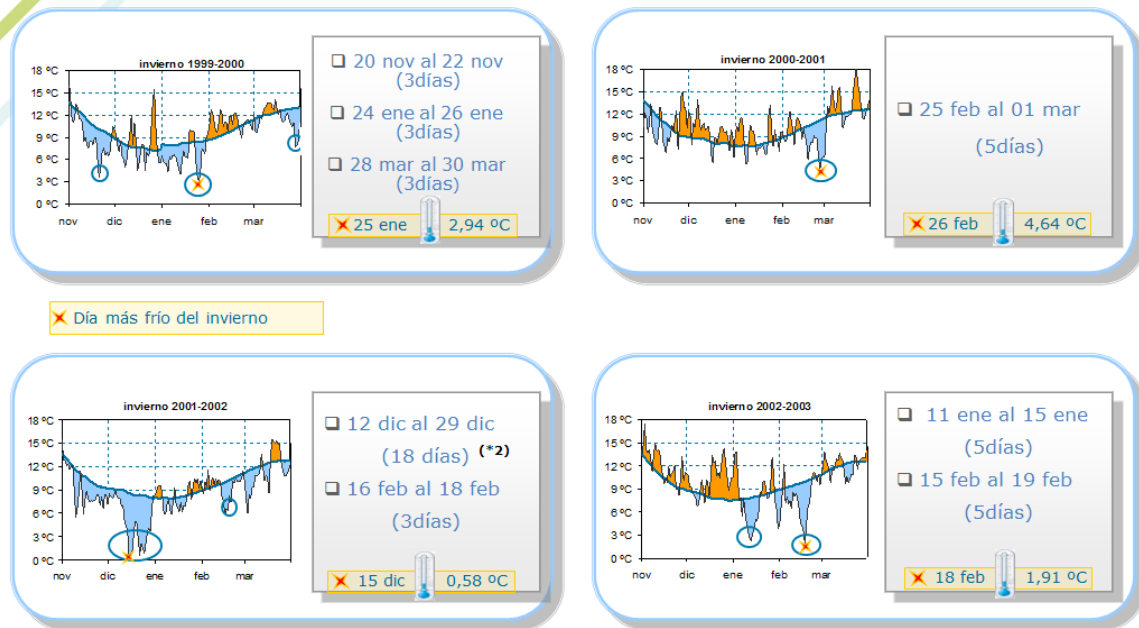
✗ Día más frío del invierno



Análisis descriptivo inviernos Inviernos 99-00 a 02-03



Olas de FRÍO



✗ Día más frío del invierno

(*2) Se incluyen los días 19 y 20 de diciembre a pesar de encontrarse dentro de su banda de confianza

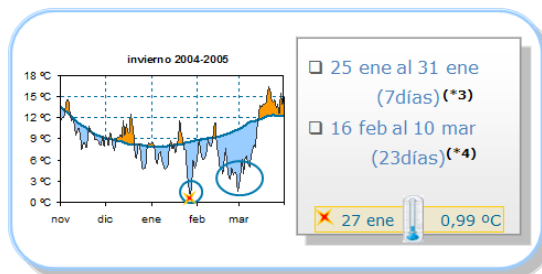
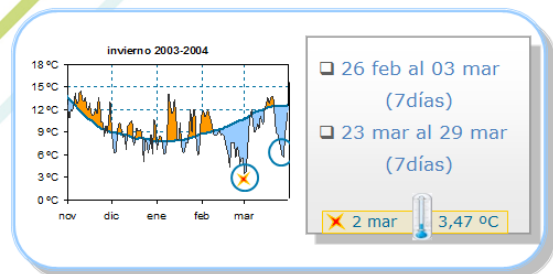


Análisis descriptivo inviernos

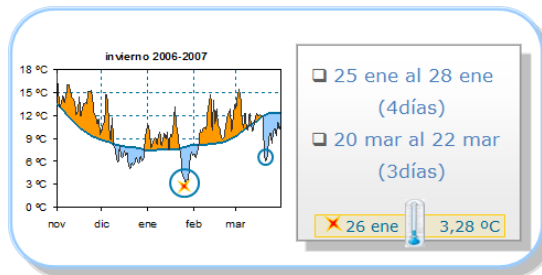
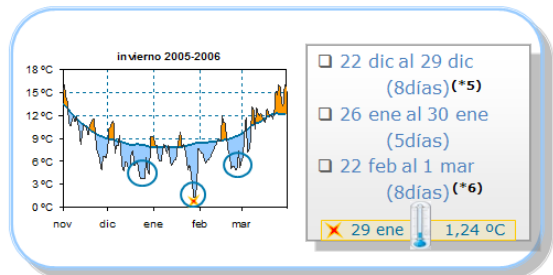
Inviernos 03-04 a 06-07



Olas de FRÍO



✗ Día más frío del invierno



A pesar de encontrarse dentro de su banda de confianza se incluyen:

(*3) Se incluye el día 29 de enero

(*4) Se incluyen los días 19 y 20 de febrero

(*5) Se incluyen los días 27 y 28 de diciembre

(*6) Se incluye el día 27 de febrero

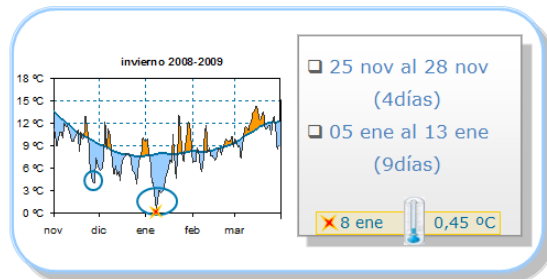


Análisis descriptivo inviernos

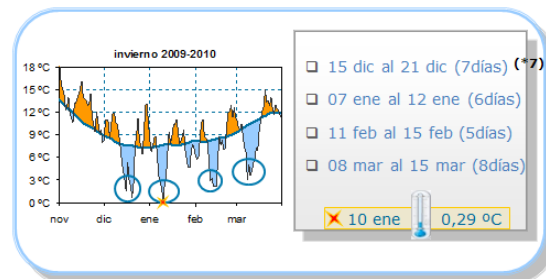
Inviernos 07-08 a 10-11



Olas de FRÍO



✗ Día más frío del invierno

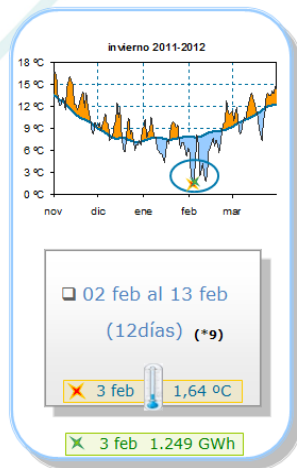


A pesar de encontrarse dentro de su banda de confianza se incluyen:
 (*7) Se incluye el día 17 de diciembre (*8) Se incluye el día 01 de diciembre

Análisis descriptivo inviernos

Invierno 11-12

Olas de FRÍO



✗ Día más frío del invierno

✗ Máximo invernal demanda convencional

(*9) Se incluye los días 5, 6 y 7 de febrero por encontrarse próximos a su banda de confianza

Tabla resumen	Número de Olas de frío	Duración	Fecha Ola de frío	Olas de frío por invierno	Días de Ola de frío por invierno
Inv 11-12	1	12 días	2 feb 2012- 13 feb 2012	1	12
Inv 10-11	2	5 días	22 ene 2011- 26 ene 2011		
Inv 10-11	3	3 días	25 dic 2010- 27 dic 2010	4	21
Inv 10-11	4	4 días	15 dic 2010- 18 dic 2010		
Inv 10-11	5	9 días	26 nov 2010- 04 dic 2010		
Inv 09-10	6	8 días	8 mar 2010- 15 mar 2010		
Inv 09-10	7	5 días	11 feb 2010- 15 feb 2010	4	26
Inv 09-10	8	6 días	7 ene 2010- 12 ene 2010		
Inv 09-10	9	7 días	15 dic 2009- 21 dic 2009		
Inv 08-09	10	9 días	5 ene 2009- 13 ene 2009	2	13
Inv 08-09	11	4 días	25 nov 2008- 28 nov 2008		
Inv 07-08	12	4 días	14 dic 2007- 17 dic 2007	2	8
Inv 07-08	13	4 días	16 nov 2007- 19 nov 2007		
Inv 06-07	14	3 días	20 mar 2007- 22 mar 2007	2	7
Inv 06-07	15	4 días	25 ene 2007- 28 ene 2007		
Inv 05-06	16	8 días	22 feb 2006- 1 mar 2006	3	21
Inv 05-06	17	5 días	26 ene 2006- 30 ene 2006		
Inv 05-06	18	8 días	22 dic 2005- 29 dic 2005		
Inv 04-05	19	23 días	16 feb 2005- 10 mar 2005	2	30
Inv 04-05	20	7 días	25 ene 2005- 31 ene 2005		
Inv 03-04	21	7 días	23 mar 2004- 29 mar 2004	2	14
Inv 03-04	22	7 días	26 feb 2004- 3 mar 2004		
Inv 02-03	23	5 días	15 feb 2003- 19 feb 2003	2	10
Inv 02-03	24	5 días	11 ene 2003- 15 ene 2003		
Inv 01-02	25	3 días	16 feb 2002- 18 feb 2002	2	21
Inv 01-02	26	18 días	12 dic 2001- 29 dic 2001		
Inv 00-01	27	5 días	25 feb 2001- 1 mar 2001	1	5
Inv 99-00	28	3 días	28 mar 2000- 30 mar 2000	3	9
Inv 99-00	29	3 días	24 ene 2000- 26 ene 2000		
Inv 99-00	30	3 días	20 nov 1999- 22 nov 1999		
Inv 98-99	31	3 días	13 feb 1999- 15 feb 1999	1	3
Inv 97-98	-	-	-	-	-
Inv 96-97	-	-	-	-	-
Inv 95-96	32	4 días	20 feb 1996- 23 feb 1996	1	4
Inv 94-95	33	5 días	23 dic 1994- 27 dic 1994	1	5
Inv 93-94	34	3 días	4 feb 1994- 6 feb 1994	2	10
Inv 93-94	35	7 días	16 nov 1993- 22 nov 1993		
Inv 92-93	36	8 días	23 feb 1993- 2 mar 1993	2	14
Inv 92-93	37	6 días	30 dic 1992- 4 ene 1993		
Inv 91-92	38	8 días	24 mar 1992- 31 mar 1992	4	28
Inv 91-92	39	4 días	19 feb 1992- 22 feb 1992		
Inv 91-92	40	12 días	18 ene 1992- 29 ene 1992		
Inv 91-92	41	4 días	21 nov 1991- 24 nov 1991		

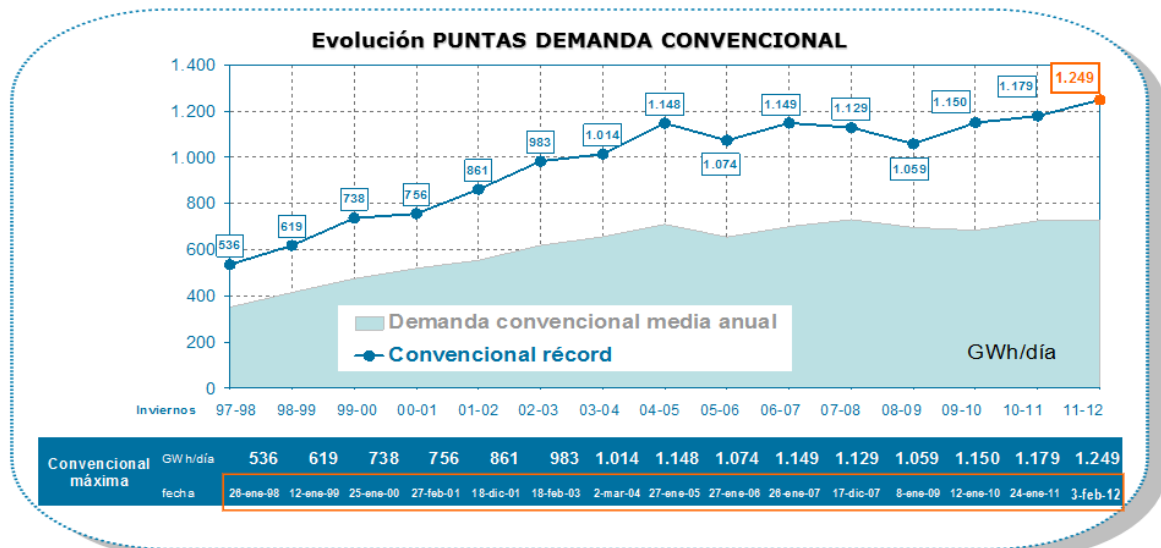
Desde el invierno 1991-1992 hasta el invierno 2011-2012 se han registrado 41 "Olas de frío" de las cuales se observa que:

- I. Durante un mismo invierno pueden llegar a declararse hasta cuatro episodios de "Ola de frío" (inviernos 91-92, 09-10 y 10-11) existiendo, también, la posibilidad de que no llegue a registrarse ninguno (inviernos 96-97 y 97-98).
- II. El mayor número de "Olas de frío" se registran durante los meses centrales del invierno (diciembre, enero y febrero). Los meses de noviembre y marzo presentan temperaturas más suaves, aunque, también, es probable que aparezcan episodios de bajas temperaturas.

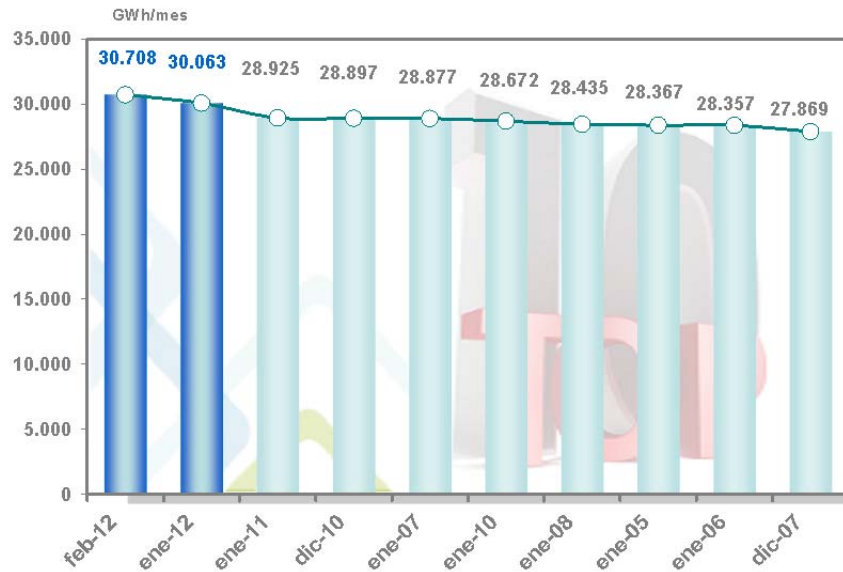
<i>Número de "Olas de Frío" por mes (*)</i>				
Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
6	7	10	13	5

(*) Aquellas "Olas de frío" que comprendan días de distintos meses, se contabilizarán en el mes con mayor frecuencia

Este hecho condiciona, de manera significativa, que las puntas de demanda convencional de gas natural se den con mayor probabilidad en los meses de enero, febrero y diciembre, como puede verse en el gráfico siguiente. El día 3 de febrero-12 se alcanzó el récord diario de demanda convencional con 1.249 GWh, también, siete de los diez días de máximo consumo histórico se registran en la primera quincena de dicho mes.



Además, los diez valores máximos mensuales de demanda convencional se concentran en los meses centrales del invierno, alcanzándose el récord mensual de demanda convencional en el pasado mes de febrero de 2012.



III. La distribución del número de días considerados como "Olas de frío" por meses viene recogida en la siguiente tabla:

<i>Días de "Olas de Frío" al mes</i>				
Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
27	55	60	73	46

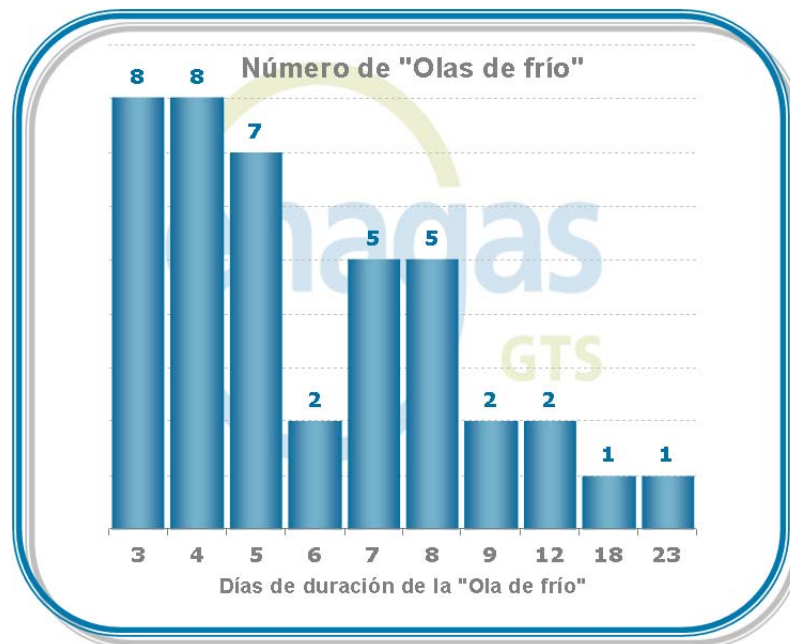
El número de días que podrían considerarse, dentro del mismo invierno, bajo la situación de "Ola de frío" podría alcanzar los 30 días (invierno 04-05)

Los incrementos de demanda asociados a "Olas de frío" suelen presentar un "efecto inercia" que puede consolidarse, hasta, durante los cuatro días posteriores a su finalización, tal es el caso del último invierno 2011-2012. Esto conllevaría un aumento de la duración de la "Ola de Frío" de cuatro días.

IV. En cuanto a la duración de los episodios de frío registrados en el sistema español, destacar:

Plan de Acción Preventivo del Sistema Gasista Español 2012-2014

- Las duraciones con mayor probabilidad son las correspondientes a 3, 4 y 5 días, un 56% de los casos
- La probabilidad de que una "Ola de frío" se prolongue durante más de 9 días se reduce significativamente, un 15% de los casos
- Excepcionalmente, y con una probabilidad de ocurrencia mínima, la "Ola de frío" podría llegar a prolongarse durante 23 días, tal y como ocurriese en el invierno 2004-2005.



Anexo IV: Casos analizados en el Plan de Actuación en Caso de Emergencia

En el horizonte 2012-2013, el Plan de Actuación en Caso de Emergencia (PACE) se adapta al Reglamento (UE) N° 994/2010 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
- ✓ 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 Mugaros
- ✓ Emisión nula de la planta de Bilbao
- ✓ Anulación de importaciones por Almería
- ✓ Anulación de importaciones por Tarifa
- ✓ Emisión nula en almacenamientos
- ✓ 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



ANEXO II. PLAN DE EMERGENCIA DEL SISTEMA GASISTA ESPAÑOL

Plan de Emergencia del sistema gasista español

2012-2014

(Reglamento Europeo (UE) N° 994/2010)



MINISTERIO
DE INDUSTRIA, ENERGÍA
Y TURISMO

ÍNDICE:

1 Alcance	3
2 Funciones y responsabilidades	4
2.1 Autoridad competente	4
2.2 Agentes del Sistema	6
2.3 Grupo de gestión de crisis	8
2.4 Centro de Control e información de Protección Civil de la Comisión	8
3 Procedimiento de actuación en los estados de operación	9
3.1 Operación normal	12
3.2 Nivel de alerta temprana	16
3.3 Nivel de alerta	20
3.4 Nivel de emergencia	25
4 Cooperación regional	32

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 2011-2020) 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 gaseosos¹. 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 Energía (CNE) y Corporación de Reservas Estratégicas de Petróleo (CORES)) así como los procedimientos de actuación y coordinación en caso de crisis de suministro.

¹ 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) aprobadas en la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre.

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 del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR). Las funciones de esta autoridad competente son las siguientes:

1. Velar por la supervisión periódica de la aplicación del Plan de Emergencia y del Plan de Acción Preventivo.
2. Velar por el funcionamiento seguro de la red de gas natural en todo momento y en dichos planes abordar y exponer 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.
3. Establecer las funciones y responsabilidades de los diferentes actores implicados.
4. Cooperar regionalmente para procurar evitar una interrupción del suministro y para limitar los daños.
5. 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.
6. 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.
7. 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.
8. 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.
9. 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 2012².

² 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 deben 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 acreditar la existencia de contratos, precontratos

10. 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.
11. 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.
12. 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.
13. 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.
14. Comunicar a la Comisión de forma agregada los contratos de duración superior a un año que las empresas celebran con suministradores de terceros países.

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.

2.2 Agentes del Sistema

Plan de Emergencia del Sistema Gasista Español 2012-2014

Organismo	Roles y responsabilidades
Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR)	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 PAP y PE.
Grupo de gestión de crisis	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 Equipo de Coordinación tomará las decisiones necesarias sobre el funcionamiento del sistema en situaciones de crisis.
ENAGÁS Gestor Técnico del Sistema (GTS)	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.
Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES)	Organismo responsable de la gestión de las reservas estratégicas de productos petrolíferos y del control de las existencias mínimas de hidrocarburos (productos petrolíferos y gas natural). Encargado de velar por el cumplimiento del objetivo de diversificación establecido en el RD 1766/2007. En caso de situación de emergencia, la autoridad competente, en coordinación con CORES, podrá autorizar el uso de las reservas estratégicas de gas natural para salvaguardar el suministro a los clientes protegidos.
Operador sistema eléctrico (REE)	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
Comisión Nacional de la Energía (CNE)	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 CNE, 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.
Asociación Española del Gas (SEDIGAS)	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.
Clientes acogidos a interrumpibilidad	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.
Transportistas	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.
Distribuidoras	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.
Comercializadoras	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.
Consumidores directos en mercado	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 el 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.

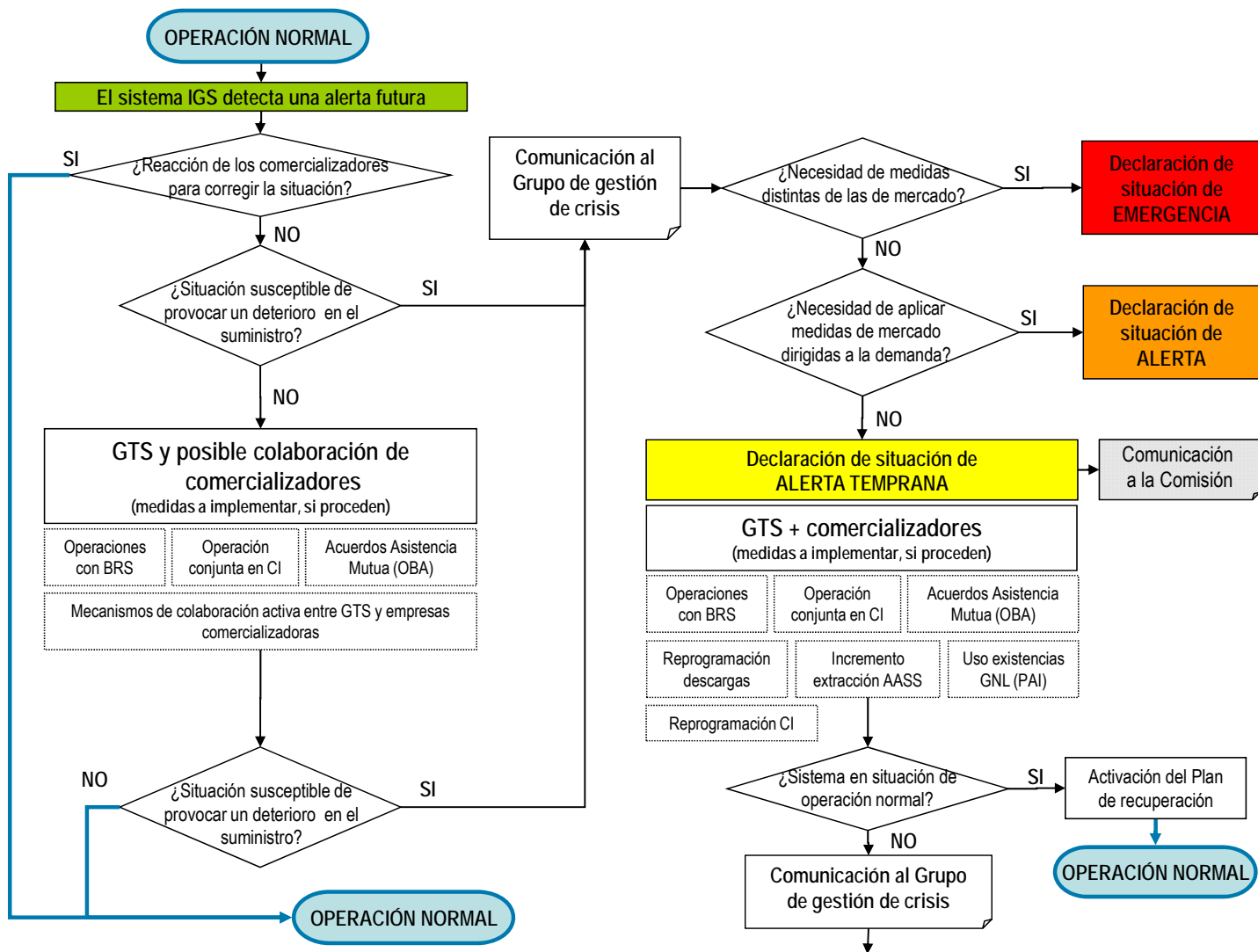
El Grupo de gestión de crisis deberá colaborar activamente en el caso de que la Comisión declare una emergencia a nivel regional o de la Unión.

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.

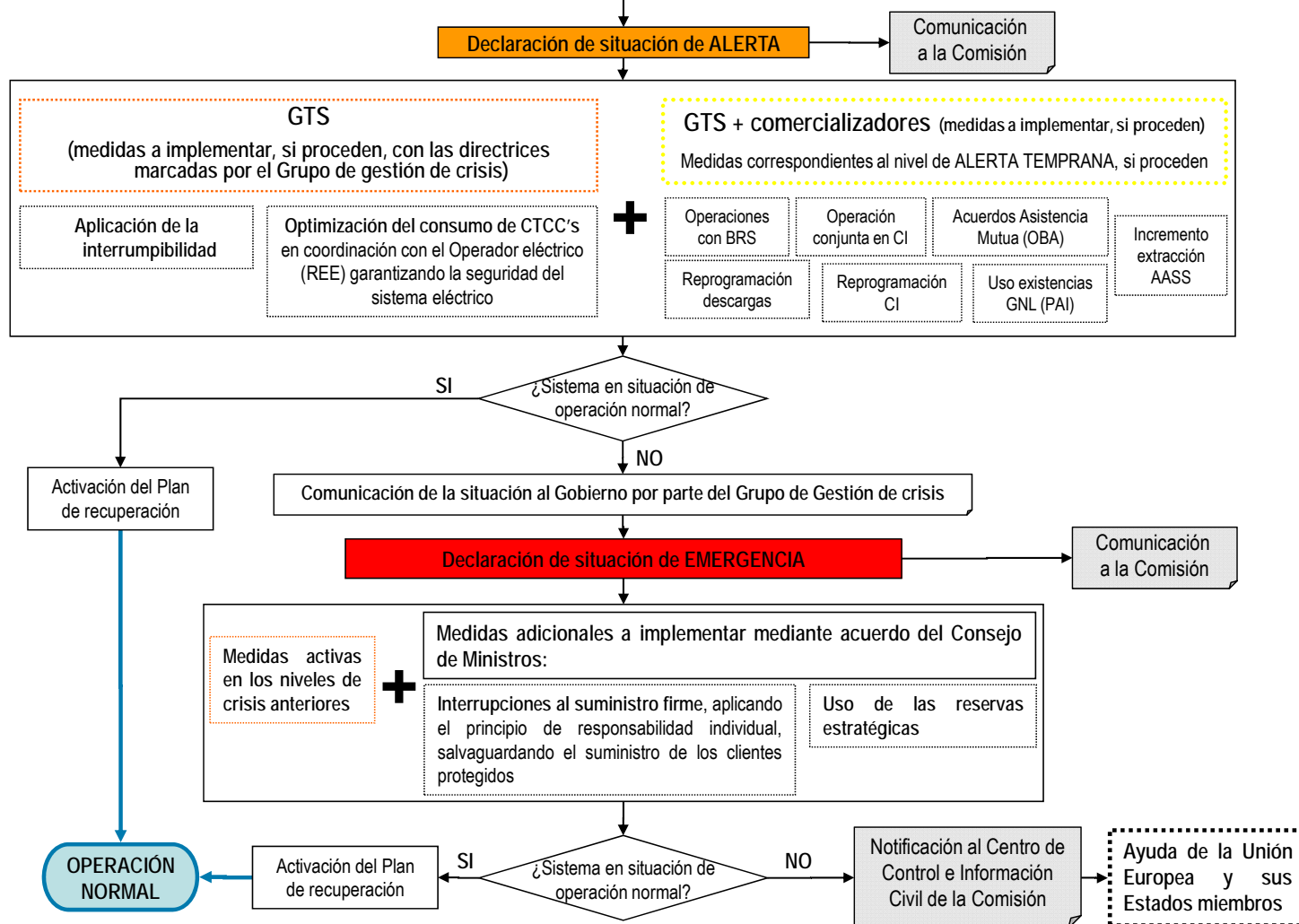
3 Procedimiento de actuación en los estados de operación

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.

Plan de Emergencia del Sistema Gasista Español 2012-2014



Plan de Emergencia del Sistema Gasista Español 2012-2014



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 (NGTS).

Las variables básicas de control³ 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 operador del sistema 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 operador 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 que considera pertinente a los diferentes agentes del sistema.

³ El operador 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.

Estrategia operativa:

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

- Uso de operaciones BRS⁴: 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.
- Activación de la operación conjunta en conexiones internacionales derivada de los siguientes acuerdos operativos:
 - ✓ Francia-España: en las conexiones de Larrau y Biriadou, entre TIGF y Enagás-GTS.
 - ✓ Portugal-España: en las conexiones de Tuy/Valença do Minho y Badajoz/Campo Maior, entre REN y Enagás-GTS.
 - ✓ El mecanismo de reparto en las conexiones internacionales cumple con la legislación vigente. Los operadores interconectados se comprometen a cumplir con los límites establecidos para el balance operativo (OBA)⁵ 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 de 280 GWh, que se corresponde con el primer nivel del acuerdo. Los operadores 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.
 - ✓ 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 de 60 GWh, que se corresponde con el primer nivel del acuerdo. Los operadores 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.

⁴ 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.

⁵ Operational Balancing Account (OBA). Balance operativo derivado del reparto de gas entre los operadores 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.

- Uso de mecanismos de colaboración activa entre el Gestor Técnico del Sistema 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: Acuerdo entre consumidores finales y comercializadores, en condiciones libremente pactadas, por el que se establece la posibilidad de que el comercializador pueda interrumpir el suministro para evitar incurrir en situación de desbalance por falta de suministro. En los dos últimos años, los comercializadoras no han declarado clientes acogidos a interrumpibilidad comercial.
 - ✓ Reprogramación en conexiones internacionales.
 - ✓ Reprogramación de la logística de buques.

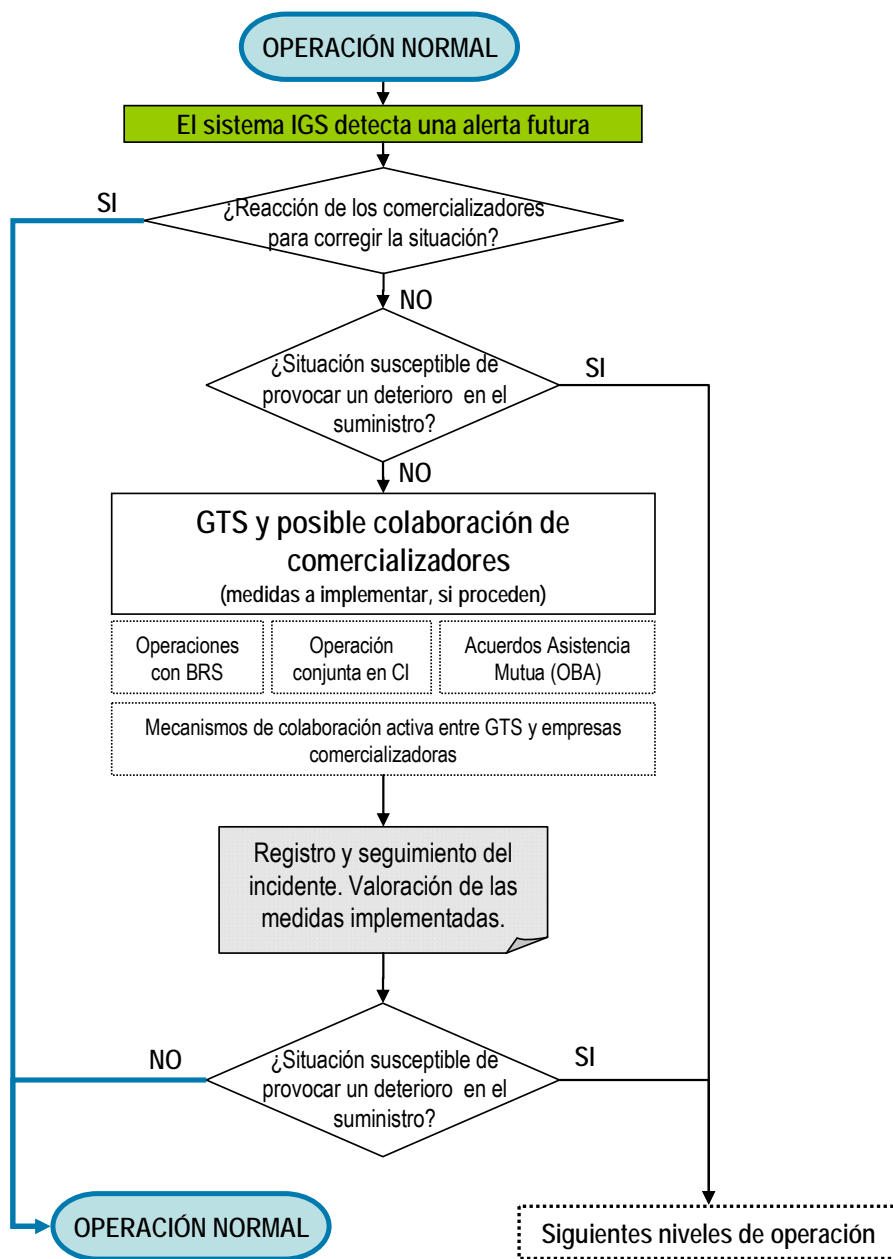
Supervisión de la situación:

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 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. En el caso que algún comercializador incurra de forma reiterada en situaciones de desbalance, además de las penalizaciones correspondientes, se notificará al Grupo de Coordinación que valorará la posibilidad de sancionarlo con medidas extraordinarias, de conformidad con lo dispuesto en el Título VI de 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 de declarar alguno de los niveles de crisis previstos en el sistema.

Esquema de actuación



3.2 Nivel de alerta temprana

Definición

El nivel de alerta temprana, según se define en el artículo 10 apartado 3 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, valiéndose de las herramientas a su alcance (como el IGS, la información disponible en el SL-ATR, etc.), 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.

Procedimiento operativo

Recopilación de información:

Para la evaluación de la situación el Grupo de gestión de crisis solicitará la información que crea pertinente 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.

Plan de Emergencia del Sistema Gasista Español 2012-2014

	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	-	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	≤280 GWh	Apoyo hasta alcanzar una OBA máxima acumulada 280 GWh, 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	≤60 GWh	Apoyo hasta alcanzar una OBA máxima acumulada 60 GWh, mediante la elaboración de un programa conjunto de asistencia, en caso de 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 en colaboración 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: 140 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. En el año 2013, con el AS Yela ya incorporado, la capacidad de extracción se incrementa y seguirá incrementándose en el futuro a medida que la capacidad de extracción aumente a lo largo de los distintos ciclos de inyección/extracción.
	7	Uso de existencias de GNL (PAI)	≈ 1.800 GWh (inv. 2012-2013)	Reserva operativa disponible en tanques de GNL durante el periodo invernal en virtud de la Regla 1ª del Plan de Actuación Invernal. En el invierno 2012-2013 continúa vigente el Plan Invernal 2011-2012 hasta la aprobación de un nuevo Plan de Actuación Invernal 2012-2013, y así estas existencias, equivalentes a 3 días de la capacidad contratada en las terminales de regasificación, se valoran en 1.800 GWh.
	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

En la reprogramación de descargas de buques, el operador debe asegurar un número mínimo de descargas en cada planta para mantener el nivel de producción por encima del mínimo técnico garantizando en todo momento un nivel de existencias de GNL con márgenes adecuados para una 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 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.

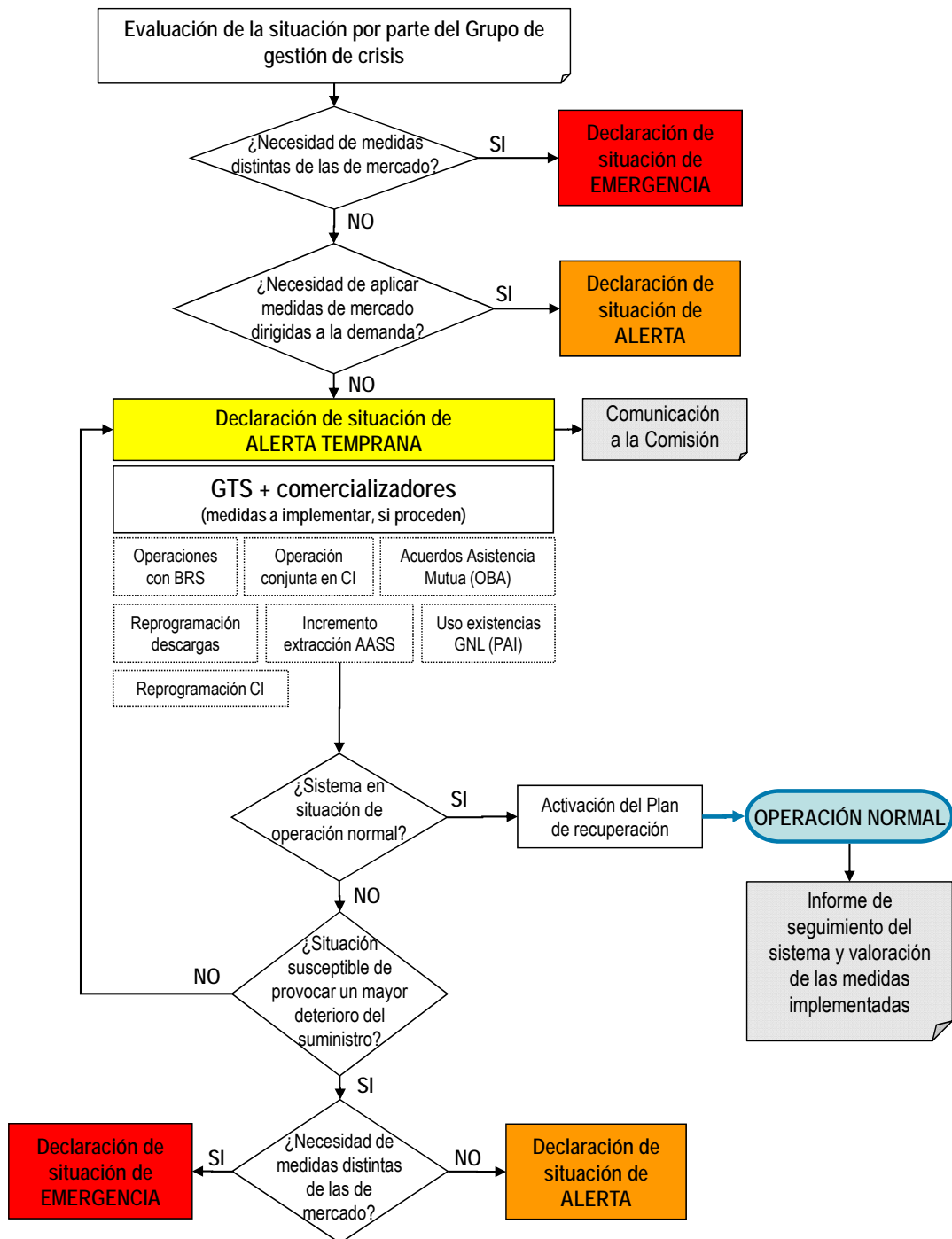
A continuación, el Grupo de gestión de crisis realizará un informe con el seguimiento de la operación y la efectividad de las medidas implantadas durante la declaración del nivel de ALERTA-TEMPRANA, pudiendo adicionalmente incluir cualquier otra información relevante. Además se valorará si procede, la 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. En el caso de reincidencia contrastada, además de las penalizaciones correspondientes, se notificará al Grupo de Coordinación que valorará la posibilidad de sancionarlo con medidas extraordinarias, de conformidad con lo dispuesto en el Título VI de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Esquema de actuación

Plan de Emergencia del Sistema Gasista Español 2012-2014



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, valiéndose de las herramientas a su alcance (como el IGS, la información disponible en I SL-ATR, etc.), 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.

Procedimiento operativo

Recopilación de información:

Para la evaluación de la situación el Grupo de gestión de crisis solicitará la información que crea pertinente 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.

Plan de Emergencia del Sistema Gasista Español 2012-2014

	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	-	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 RENTIGF.
	3	Acuerdo de asistencia mutua entre Enagás-GTS y TIGF	≤280 GWh	Apoyo hasta alcanzar una OBA máxima acumulada 280 GWh, 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.
		Acuerdo de asistencia mutua entre Enagás-GTS y REN-GTG	≤60 GWh	Apoyo hasta alcanzar una OBA máxima acumulada 60 GWh, mediante la elaboración de un programa conjunto de asistencia, en caso de 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 en colaboración 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: 140 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. En el año 2013, con el AS Yela ya incorporado, la capacidad de extracción se incrementa y seguirá incrementándose en el futuro a medida que la capacidad de extracción aumente a lo largo de los distintos ciclos de inyección/extracción.
	7	Uso de existencias de GNL (PAI)	≈ 1.800 GWh (inv. 2012-2013)	Reserva operativa disponible en tanques de GNL durante el periodo invernal en virtud de la Regla 1ª del Plan de Actuación Invernal. En el invierno 2012-2013 continúa vigente el Plan Invernal 2011-2012 hasta la aprobación de un nuevo Plan de Actuación Invernal 2012-2013, y así estas existencias, equivalentes a 3 días de la capacidad contratada en las terminales de regasificación, se valoran en 1.800 GWh.
	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
ALERTA	9	Peaje interrumpible	11,5 GWh/día (1-oct-12 a 30-sep-13)	Esta cantidad varía anualmente. Para el periodo comprendido entre el 1-oct-2012 y el 30-sep-2013, se ha aprobado una oferta de peaje interrumpible que asciende a 11,5 GWh/día de tipo A. La efectividad de esta medida depende del ratio entre la capacidad nominada y la capacidad contratada como interrumpible.
	10	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.

En este nivel, puede precisarse la aplicación de interrumpibilidad⁶. 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 Gestor Técnico del Sistema impartirá, a las distribuidoras, las órdenes oportunas para que éstas procedan a cumplir las instrucciones en función de las cantidades de consumo afectadas y la ubicación física de dichos consumos. Igualmente, el Gestor-Técnico del Sistema Gasista se dirigirá al Gestor Técnico del Sistema Eléctrico, según dispongan los procedimientos de coordinación existentes entre ambos operadores, para determinar las restricciones de los suministros a las centrales generación eléctrica acogidas a peaje interrumpible.

En todo caso, en la aplicación de la interrumpibilidad, el Gestor Técnico del Sistema Gasista 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, el Operador Eléctrico analizará flexibilidad del sistema eléctrico y en coordinación con los agentes que participan en el mercado eléctrico, facilitará en los mercados de operación⁷ 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 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

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.

A continuación, 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, pudiendo adicionalmente incluir cualquier otra información relevante. Además se

⁶ Apartado 10.7.1 del as NGTS “Medidas a adoptar en Situación de Operación Excepcional de Nivel 1”.

⁷ 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.

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, y se estudiará la posibilidad de aplicar las penalizaciones pertinentes a los responsables de dicha situación.

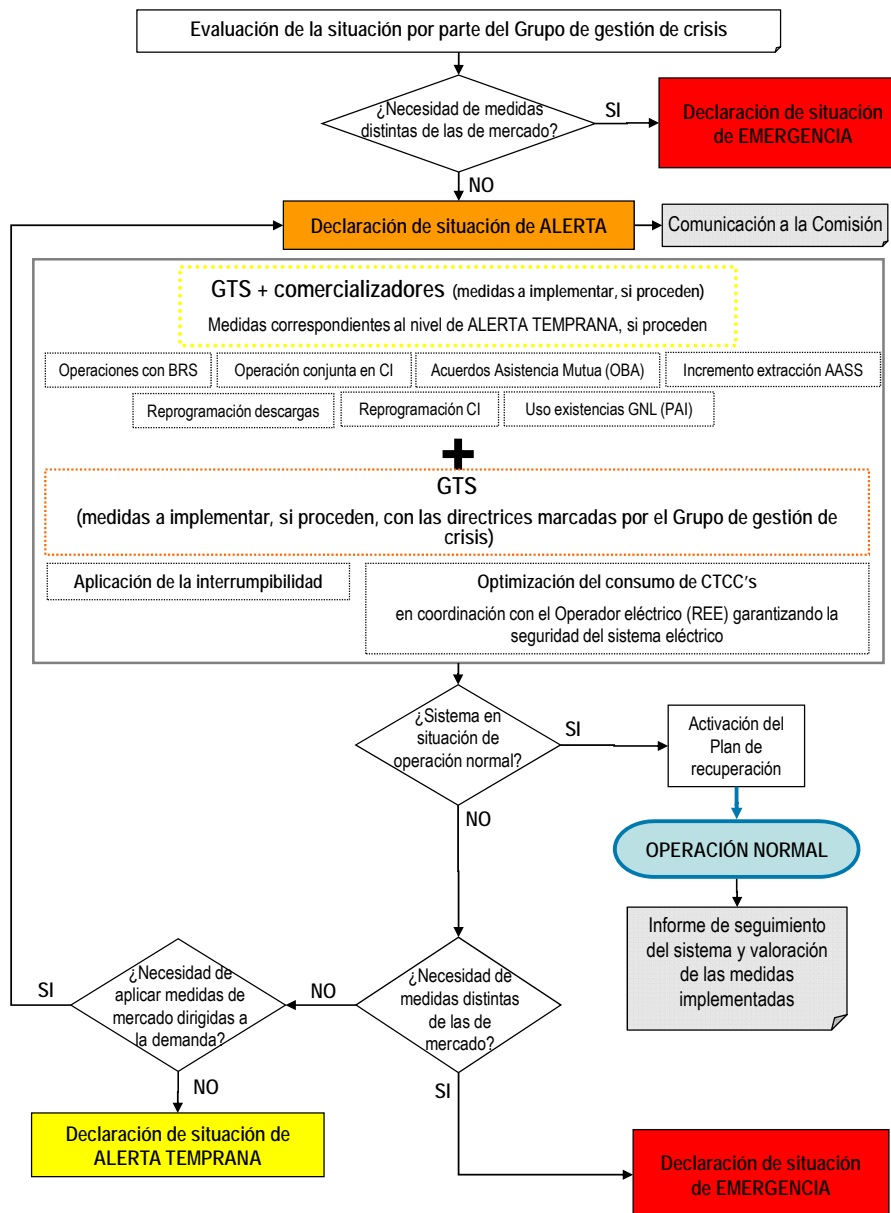
Si algún comercializador incurre en desbalance durante el nivel de ALERTA, le serán de aplicación los cargos económicos recogidos en el apartado 9.6 de las NGTS. En el caso de reincidencia contrastada, además de las penalizaciones correspondientes, se notificará al Grupo de Coordinación que valorará la posibilidad de sancionarlo con medidas extraordinarias.

En el caso en que un consumidor con suministro interrumpible, incumpla durante el período en el que se le ha aplicado la interrupción, el Gestor Técnico del Sistema lo pondrá en conocimiento del Grupo de gestión de crisis, para la correspondiente asignación de responsabilidades⁸, si procediera, de conformidad con lo dispuesto en Título VI de la Ley del Sector de Hidrocarburos.

Esquema de actuación

⁸ Artículo 11 de la Resolución de 25 de julio 2006, de la DGPEy M, "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.

Plan de Emergencia del Sistema Gasista Español 2012-2014



3.4 Nivel de emergencia

Definición:

El nivel de emergencia⁹, según se define en el artículo 10 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 (como el IGS, la 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:

- c) 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.
- d) 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.

Procedimiento operativo:

Recopilación de información:

Para mitigar los efectos de este nivel de crisis, el Grupo de gestión de crisis solicitará la información que considere pertinente a los agentes del sistema, pudiendo precisar de una colaboración más activa que en los niveles anteriores.

⁹ 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. Esta definición se recoge en el capítulo 11 de las NGTS "Situación de emergencia del sistema".

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:

- e) Previsiones diarias de la oferta y la demanda de gas para los tres días siguientes.
- f) 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.
- g) 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:

- h) La información facilitada por las empresas de gas natural anteriormente mencionada
- i) Información sobre las medidas programadas y sobre las ya aplicadas para atenuar la emergencia incluyendo información sobre su eficacia
- j) Las solicitudes realizadas para medidas adicionales que vayan a adoptar otras autoridades competentes
- k) 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 procedimiento de actuación ante emergencias que transportistas, distribuidores y comercializadores deberán elaborar recogido en el Plan de Acción Preventivo.

Según indica el apartado 10.8 de las NGTS¹⁰, en el caso de que la situación de emergencia sea causada por el desbalance de un usuario, el GTS procederá a interrumpir 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):

¹⁰ De acuerdo al artículo 3 "Cortes de suministro" de la Resolución de 25 de julio de 2006, [...] En caso de resultar necesaria la aplicación de cortes de suministro a consumidores firmes, el Gestor Técnico del Sistema comenzará con aquéllos que, directamente o indirectamente a través de su comercializador, no estén obligados a mantener existencias mínimas de seguridad. En caso de resultar necesario el corte de suministro al resto de consumidores, se estará a lo dispuesto en el apartado 10.8 de las Normas de Gestión Técnica del sistema, aprobadas por la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre.

15. 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.
16. Consumidores comerciales.
17. Consumidores industriales con suministro de carácter firme, incluyendo a las centrales para generación de energía eléctrica, con las posibles restricciones que establezca el Operador eléctrico (REE).

Sin perjuicio a lo anteriormente citado, el GTS elaborará un orden de prioridad de corte de suministro dentro del segmento de los clientes industriales basado 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

Durante el año 2012, la obligación de reservas estratégicas se modifica aumentando de 10 a 20 días de las ventas firmes en el año natural anterior, de tal forma que:

- ✓ Desde ene-2012 hasta abr-2012, las existencias estratégicas serán de al menos 10.451 GWh (10 días de las ventas firmes de 2010)
- ✓ A partir de abr-2012, tras la nueva asignación de capacidad en AASS, las existencias estratégicas serán de al menos 9.682 GWh (10 días de las ventas firmes de 2011)
- ✓ A partir de nov-2012, estas existencias ascenderán a 19.724 GWh (20 días de las ventas firmes de 2011).

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 la 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:

Plan de Emergencia del Sistema Gasista Español 2012-2014

	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	-	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	≤280 GWh	Apoyo hasta alcanzar una OBA máxima acumulada 280 GWh, 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	≤60 GWh	Apoyo hasta alcanzar una OBA máxima acumulada 60 GWh, mediante la elaboración de un programa conjunto de asistencia, en caso de 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 en colaboración 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: 140 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. En el año 2013, con el AS Yela ya incorporado, la capacidad de extracción se incrementa y seguirá incrementándose en el futuro a medida que la capacidad de extracción aumente a lo largo de los distintos ciclos de inyección/extracción.
	7	Uso de existencias de GNL (PAI)	≈ 1.800 GWh (inv. 2012-2013)	Reserva operativa disponible en tanques de GNL durante el periodo invernal en virtud de la Regla 1ª del Plan de Actuación Invernal. En el invierno 2012-2013 continúa vigente el Plan Invernal 2011-2012 hasta la aprobación de un nuevo Plan de Actuación Invernal 2012-2013, y así estas existencias, equivalentes a 3 días de la capacidad contratada en las terminales de regasificación, se valoran en 1.800 GWh.
	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
ALERTA	9	Peaje interrumpible	11,5 GWh/día (1-oct-12 a 30-sep-13)	Esta cantidad varía anualmente. Para el periodo comprendido entre el 1-oct-2012 y el 30-sep-2013, se ha aprobado una oferta de peaje interrumpible que asciende a 11,5 GWh/día de tipo A. La efectividad de esta medida depende del ratio entre la capacidad nominada y la capacidad contratada como interrumpible.
	10	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.
EMERGENCIA	11	Uso de reservas estratégicas	10.451 GWh (abr-11 a mar-12) ≥ 10.451 GWh (ene-12 a abr-12) ≥ 9.862 GWh (abr-12 a nov-12) 19.724 GWh (nov-12 a mar-13)	Reservas estratégicas ubicadas en AASS cuya movilización corresponde exclusivamente al Gobierno que, previo acuerdo del Consejo de Ministros, establecerá las condiciones bajo las que se podrá utilizarlas. Durante el año 2012, la obligación de reservas estratégicas pasan de 10 días a 20 días de las ventas firmes en el año natural anterior: desde ene-2012 hasta abr-2012, las existencias estratégicas serán de al menos 10.451 GWh, a partir de abr-2012, tras la nueva asignación de capacidad, las existencias estratégicas serán de al menos 9.862 GWh (al menos 10 días de las ventas firmes de 2011) y a partir de nov-2012, estas existencias ascenderán a 19.724 GWh (20 días de las ventas firmes de 2011).
	12	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.

Además de las medidas anteriores, algunas comercializadoras que operan el sistema gasista español han puesto en vigor Acuerdos Marco (Master Agreement) con proveedores internacionales de GNL que permitirían afrontar situaciones inesperadas de desabastecimiento con la aportación de cargamentos spot si fueran necesarios.

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.

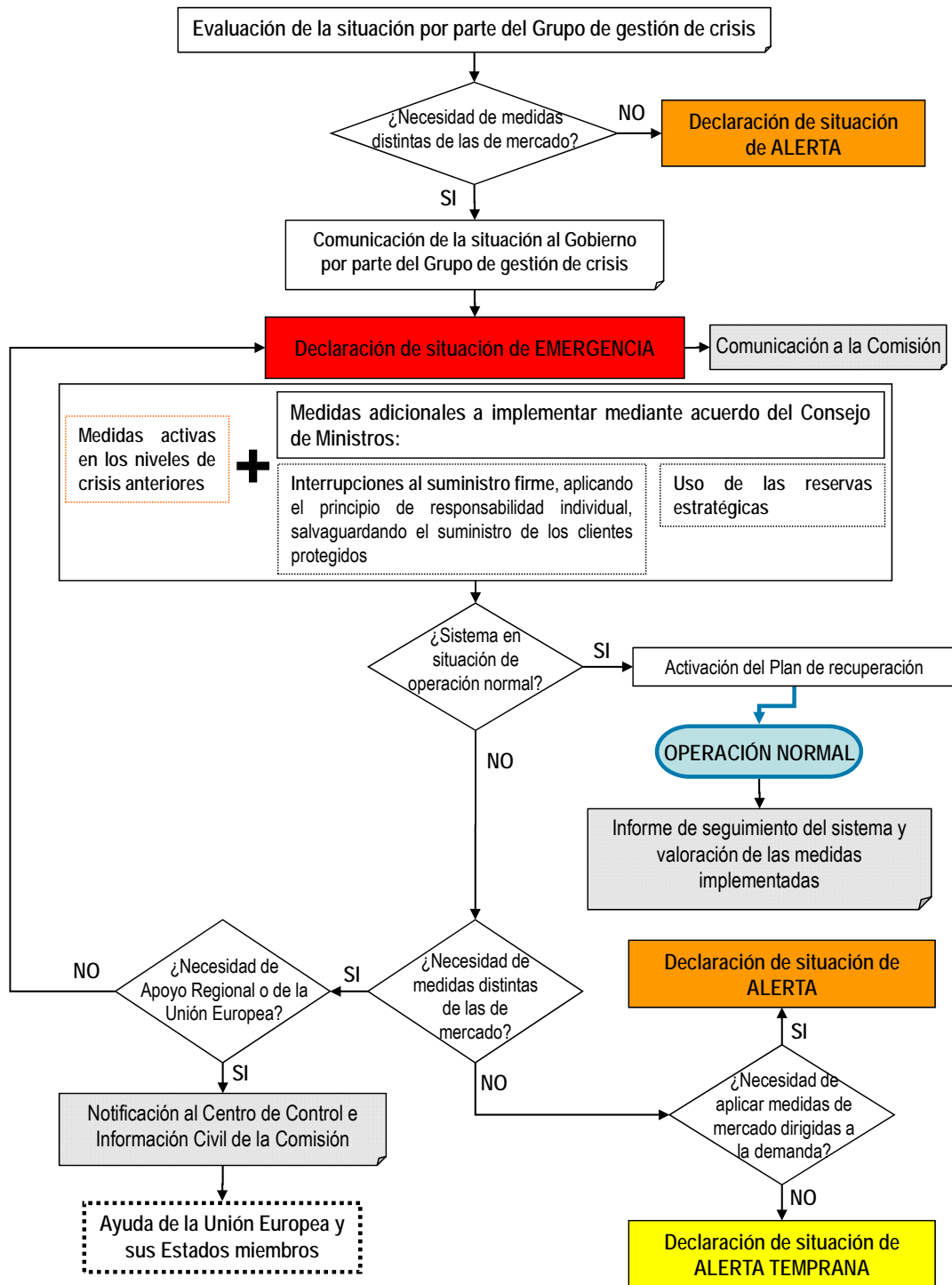
En virtud de lo establecido en apartado 10.9 de las NGTS, una vez que el sistema retorne a la normalidad, el GTS efectuará un informe completo de lo sucedido incluyendo las causas que generaron la emergencia así como las medidas adoptadas y los sujetos afectados. Dicho informe será remitido a la autoridad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

Adicionalmente, el Reglamento (UE) N° 994/2010 establece la obligación de elaborar una evaluación detallada. El 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. En el caso de reincidencia contrastada, además de las penalizaciones correspondientes, se notificará al Grupo de Coordinación que valorará la posibilidad de sancionarlo con medidas extraordinarias, de conformidad con lo dispuesto en el Título VI de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Esquema de actuación



4 Cooperación regional

El Reglamento (CE) 715/2009 promueve la cooperación regional entre los TSOs de los gestores en la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de gas (REGRT) para garantizar la coordinación de la operación tanto en situaciones de normalidad como de emergencia. En este sentido, Enagás 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 operadores y comercializadores 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 operadores de las redes de transporte de España y Portugal, con el apoyo de sus respectivas autoridades competentes, iniciarán 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.