

Plan de Emergencia del Sistema Gasista español

(REGLAMENTO (UE) 2017/1938)

Ministerio para la Transición Ecológica
Secretaría de Estado de Energía
Dirección General de Política Energética y Minas
Subdirección General de Hidrocarburos

Índice:

0. Alcance	3
1. Definición de los niveles de crisis	4
2. Medidas que deben adoptarse por niveles de crisis	8
2.1 Situación de operación normal y situaciones de operación Excepcional 0 y 1	8
2.2 Nivel de Alerta Temprana	12
2.3 Nivel de alerta.....	15
2.4 Nivel de emergencia	19
3. Medidas específicas para la electricidad y la calefacción urbana.....	28
4. Persona o equipo para gestionar las crisis.....	29
5. Funciones y responsabilidades de los distintos intervinientes	30
5.1 Autoridad Competente.....	30
5.2 Agentes del Sistema.....	32
5.3 Grupo de Gestión de Crisis	33
5.4 Centro de Coordinación de la Respuesta a Emergencias de la Comisión.....	33
6. Medidas en materia de consumo indebido por parte de clientes que no son clientes protegidos.....	34
6.1 Situación de emergencia con restricciones a los consumos superiores a 150 GWh/año ..	34
6.2 Situación de emergencia con restricciones a consumidores inferiores a 150 GWh/año....	35
7. Pruebas del plan de emergencia.....	37
8. Regional dimension	40
8.1 Measures to be adopted per crisis level	40
8.2 Cooperation mechanisms	41
8.3 Solidarity among Member States.....	44
Anexo I: Esquema global de actuación	45
Anexo II: Procedimiento de actuación ante los principales riesgos identificados en la Evaluación Nacional de Riesgos	47
i. Escenario relativo al fallo de suministro prolongado del principal país proveedor.....	47
ii. Escenario relativo al fallo de infraestructura	49

0. Alcance

El presente Plan de Emergencia detalla las actuaciones a realizar en una situación de emergencia según se requiere en el Reglamento (UE) N° 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2017 sobre medidas para garantizar la seguridad de suministro de gas y por el que se deroga Reglamento (UE) N° 994/2010.

Se ha realizado en base al artículo 10 del Reglamento (UE) 2017/1938 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) 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 miembros o de la Unión en su conjunto.

El presente documento se enmarca dentro del régimen jurídico relativo a las actividades de 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 los Mercados y la Competencia (en adelante, CNMC) y Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (en adelante, CORES) así como los procedimientos de actuación y coordinación en caso de crisis de suministro.

El Plan de Emergencia ha sido previamente sometido a consulta con las Autoridades Competentes de los Estados miembros que conforman los grupos de riesgo. Además, se ha sometido a consulta con los principales agentes del sector a nivel nacional. La consulta pública se inició el día 7 de febrero de 2019 y finalizó el día 25 de febrero de 2019.

¹ Ley 34/1998, de 7 de octubre y sus consiguientes modificaciones, 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).

1. Definición de los niveles de crisis

El sistema gasista español, categoriza las situaciones operativas, en las que se puede encontrar atendiendo a los valores de las variables de control utilizadas para su determinación en seis niveles:

- Situación de operación normal
- Situación de operación excepcional 0, SOE-0
- Situación de operación excepcional 1, SOE-1
- Alerta temprana
- Alerta
- Emergencia

Las Situaciones de Operación Excepcional (SOE-0 y SOE-1), que preceden a los niveles de crisis recogidos en el artículo 11 del Reglamento (UE) N° 2017/1938, no implican un riesgo para la garantía, seguridad y continuidad en el suministro del mercado firme, pero pueden alterar la operación normal del mismo. Por este motivo, se considera adecuada su inclusión en este Plan de Emergencia.

Actualmente se está en proceso de incluir en las Normas de Gestión Técnica del Sistema los procedimientos de actuación de los agentes del sistema en cada uno de los niveles de crisis definidos en el Reglamento (UE) N° 2017/1938. Estos procedimientos de actuación son los descritos en los siguientes apartados. Igualmente se van a desarrollar protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema relativos a situaciones de emergencia para precisar aún más todos aquellos aspectos que requieran una mayor definición, en aras de agilizar la actuación de los agentes del sistema en cualquiera de las situaciones de crisis. Todos estos aspectos se incluirán en el próximo Plan de Emergencia.

Situación de operación normal y situaciones de operación Excepcional (SOE-0 y SOE-1):

El Sistema Gasista se encuentra en situación de **Operación normal** cuando las variables básicas de control están dentro de los rangos normales de operación del sistema, según lo establecido en la norma 9 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema (en adelante, NGTS). En caso de identificarse ligeras alteraciones en las variables de control del sistema que puedan subsanarse sin necesidad de declarar ninguno de los niveles de crisis establecidos en el Reglamento, el sistema, se encuentra en **situación de operación excepcional (SOE)**, que podrá ser **SOE-0** o **SOE-1** en función de las medidas necesarias para revertir la situación.

Las variables básicas de control² que determinan la situación del sistema, identificadas en el protocolo de detalle PD-09 que desarrolla la norma 9 de las NGTS, son:

- La demanda de gas, cuya previsión elabora el Gestor Técnico del Sistema (en adelante, GTS) en distintos horizontes temporales.
- La total disponibilidad de la capacidad disponible en las entradas de gas al sistema, tanto de gas natural (GN) como gas natural licuado (GNL).

² El Gestor Técnico del Sistema pone a disposición de los agentes información permanentemente actualizada sobre las variables básicas de control de la operación diaria del sistema. Así, en la página web de Enagás-GTS, es posible consultar informes con el detalle de la previsión de demanda, cobertura de la misma, capacidades disponibles, y utilización de las instalaciones y, en general, el funcionamiento de todas las instalaciones de la red básica.

- 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.

Estas variables de control también se utilizan, junto con otras variables, para determinar los distintos niveles de crisis que se definen a continuación.

Alerta temprana:

El nivel de alerta temprana, según se define en el artículo 11 apartado 1 (a) del Reglamento (UE) N° 2017/1938, se declara en caso de existir información concreta, seria y fidedigna de que puede producirse un suceso susceptible de provocar un importante deterioro de la situación del suministro de gas y de desencadenar el nivel de alerta o de emergencia; el nivel de alerta temprana se podrá activar mediante un mecanismo de alerta temprana.

El organismo responsable de la declaración de alerta temprana es la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica.

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

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

Adicionalmente a lo anterior, Enagas GTS informará y compartirá la información pertinente a través del "ReCo" Team South con los TSOs de los Estados miembros que lo conforman.

Alerta:

El nivel de alerta, según se define en el artículo 11 apartado 1 (b) del Reglamento (UE) N° 2017/1938, se declara en caso de que se produzca una interrupción del suministro de gas o la demanda de gas sea excepcionalmente elevada y ello provoque un importante deterioro de la

situación del suministro de gas, pero el mercado todavía sea capaz de gestionar esa interrupción o demanda sin necesidad de recurrir a medidas no basadas en el mercado.

El organismo responsable de la declaración de alerta temprana es la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica.

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

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

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

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

Adicionalmente a lo anterior, Enagas GTS informará y compartirá la información pertinente a través del "ReCo" Team South, con los TSOs de los Estados miembros que lo conforman.

Emergencia:

El nivel de emergencia, según se define en el artículo 11 apartado 1 (c) del Reglamento (UE) N° 2017/1938, se declara en caso de demanda excepcionalmente elevada de gas, interrupción importante del suministro de gas u otro deterioro considerable de la situación del suministro de gas y se hayan aplicado todas las medidas basadas en el mercado pero el suministro de gas sea insuficiente para satisfacer la demanda restante de gas, de manera que deban introducirse adicionalmente medidas no basadas en el mercado con vistas, en particular, a salvaguardar el suministro de gas a los clientes protegidos de conformidad con el artículo 6

El organismo responsable de la declaración de emergencia es la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica.

El procedimiento seguido para dicha declaración es el siguiente: Si el Grupo de Gestión de Crisis, tras estudiar inicialmente la situación con información detallada y fiable, valiéndose de las herramientas a su alcance (previsión de demanda, nivel de existencias en tanques de GNL, stock en AASS, capacidades disponibles del sistema, planes de mantenimiento y el resto de 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 a la Autoridad Competente para valorar la necesidad de activar o no el nivel de EMERGENCIA.

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

- a) Cuando, tras la declaración de nivel de ALERTA TEMPRANA o nivel de ALERTA, el Grupo de Gestión de Crisis considere que las medidas adoptadas son insuficientes y deben introducirse medidas distintas de las de mercado para salvaguardar el suministro de gas, en particular, a los clientes protegidos.

- b) Directamente desde una situación de Operación normal, si se previese un importante e inminente déficit de suministros que ponga en riesgo la seguridad del sistema y el suministro de gas natural, en particular a los clientes protegidos.

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

Adicionalmente a lo anterior, Enagas GTS informará y compartirá la información pertinente a través del "ReCo" Team South, con los TSOs de los Estados miembros que lo conforman.

2. Medidas que deben adoptarse por niveles de crisis

En este apartado se explican las procedimientos y posibles medidas aplicadas por cada nivel de crisis. El esquema global del procedimiento de todos los niveles de crisis se encuentra en el anexo I.

2.1 Situación de operación normal y situaciones de operación Excepcional 0 y 1

Para la gestión diaria del sistema, el GTS, dispone de un cierto grado de flexibilidad que proporcionan las siguientes medidas para mantener el sistema en situación de operación normal:

- ✓ Reconfiguración de la red
- ✓ Redistribución del Stock en la red de transporte
- ✓ Utilización de estaciones de compresión
- ✓ Posponer/cancelar mantenimientos previstos
- ✓ Uso de la cuenta de Balance Operativa
- ✓ Operación conjunta en conexiones internacionales derivada de los siguientes acuerdos operativos:
 - Francia-España (VIP PIRINEOS): en las conexiones de Larrau e Irún, entre Teréga y Enagás-GTS.
 - Portugal-España (VIP IBÉRICO): en las conexiones de Tuy y Badajoz, entre REN y Enagás-GTS.
- ✓ Acciones de balance en el mercado organizado (Compra-venta, Producto local y Servicio de Balance) por parte del GTS.
- ✓ Existen otras medidas, que pueden ser aplicadas directamente por el propio comercializador:
- ✓ Uso de mecanismos de colaboración activa entre empresas comercializadoras de gas y clientes finales para evitar desbalances y posibles riesgos en el sistema
 - Activación interrumpibilidad comercial.

Si a pesar del uso de estas medidas, no se cumplieran cualquiera de los parámetros que definen la Operación Normal, pero sin requerir la declaración de los niveles de crisis recogidos en el artículo 11 del Reglamento 2017/1938, el GTS cuenta con medidas adicionales para controlar la situación, previa declaración de SOE-0:

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

que se corresponde con el primer nivel del acuerdo. Ambos gestores elaborarán un programa conjunto de asistencia mutua que contemplará tanto las cantidades de apoyo como la devolución de las mismas, indicando plazos y volúmenes diarios.

- ✓ Modificación de la descarga y carga de buques, sin afección comercial
 - En la reordenación de descargas de buques, el GTS buscará mantener en todo momento el nivel de existencias de GNL que garantice la operación segura. La regulación no recoge un mecanismo de mercado que permita reordenar la logística de cargas/descargas de GNL, redistribuyendo la producción y evitando situaciones potenciales de riesgo, por lo que actualmente el GTS realiza los mayores esfuerzos para encontrar comercializadores, de manera coordinada con los transportistas, que no tengan inconveniente en el desvío de buques supuesto el reconocimiento comercial en la planta de destino original.

- ✓ Maximización de la cuenta OBA en cada uno de los puntos de entrada a la red de transporte.

Cuando se alcancen los límites establecidos de la cuenta de balance operativo (OBA)³, se podrá acordar la ampliación de los mismos con el fin de ofrecer asignaciones a los usuarios de la red que equivalgan a sus cantidades confirmadas.

- ✓ Movilización de las existencias del Plan de Actuación Invernal por parte de los usuarios.
 - ✓ Los usuarios hacen uso de dicha reserva, ante un deterioro de la situación de suministro, y exclusivamente a los efectos de mantener los parámetros de seguridad.

Para la movilización de la reserva invernal, será condición necesaria pero no suficiente que concurren una o varias de las siguientes circunstancias⁴:

- a) Declaración de Ola de Frío o Aviso de bajas temperaturas.
- b) Incremento extraordinario de demanda de gas por parte de las centrales de generación eléctrica motivada, entre otras causas, por paradas no programada de las mismas, aumento motivado de las exportaciones de electricidad a países vecinos, o cualquier otro motivo que pudiera ocasionar un menoscabo de la seguridad de suministro eléctrico.

Toda nota de operación justificada por esta circunstancia deberá ser coordinada previamente con el operador del sistema eléctrico.

- c) Notificación formal al GTS de declaraciones de fuerza mayor de algún proveedor.
- d) Incidencias en infraestructuras del sistema gasista o aguas arriba del mismo que impacten sobre la capacidad de suministrar gas a los consumidores finales o de importación de gas.

- Para la publicación de la Nota de Operación de Movilización de la Reserva Invernal, el GTS deberá considerar que, como consecuencia de la alguna de las anteriores

³ Operational Balancing Account (OBA). Balance operativo derivado del reparto de gas entre los gestores de la interconexión. Las cantidades de gas vendrán determinadas por la diferencia entre la cantidad total medida en la interconexión y la suma de las nominaciones confirmadas a los usuarios en dicha interconexión. El balance operativo es conjunto en las conexiones con Francia y Portugal, pudiendo tener un valor positivo o negativo dependiendo de las cantidades medidas y de la suma de las nominaciones confirmadas a los usuarios.

⁴ La concurrencia de una o varias de esas circunstancias no implica de forma automática que se declare un nivel de Situación de Operación Excepcional o un nivel de crisis específico.

circunstancias, está afectada la capacidad del sistema para abastecer el incremento de demanda estacional.

- La Nota de Operación de Movilización de la Reserva Invernal deberá incluir, al menos, el porcentaje de reserva invernal que puede ser utilizado, que será igual para todos los usuarios.

La reposición de las reservas empleadas no será necesaria durante el período de aplicación del Plan de Actuación Invernal en curso.

El sistema se encontrará en SOE-1 cuando las medidas previstas en la SOE-0 sean insuficientes para reconducir la situación al estado de Operación Normal. En estos casos, el GTS podrá:

- ✓ Ofertar y aplicar peaje interrumpible que responda a los problemas operativos en la zona afectada.

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.

Supervisión de la situación:

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, definido en el apartado 5 de este Plan, que valorará la necesidad declarar alguno de los niveles de crisis previstos en el sistema.

Esquema de actuación: En la Figura 1 se muestra el esquema de actuación en los niveles de operación normal y niveles de operación excepcional

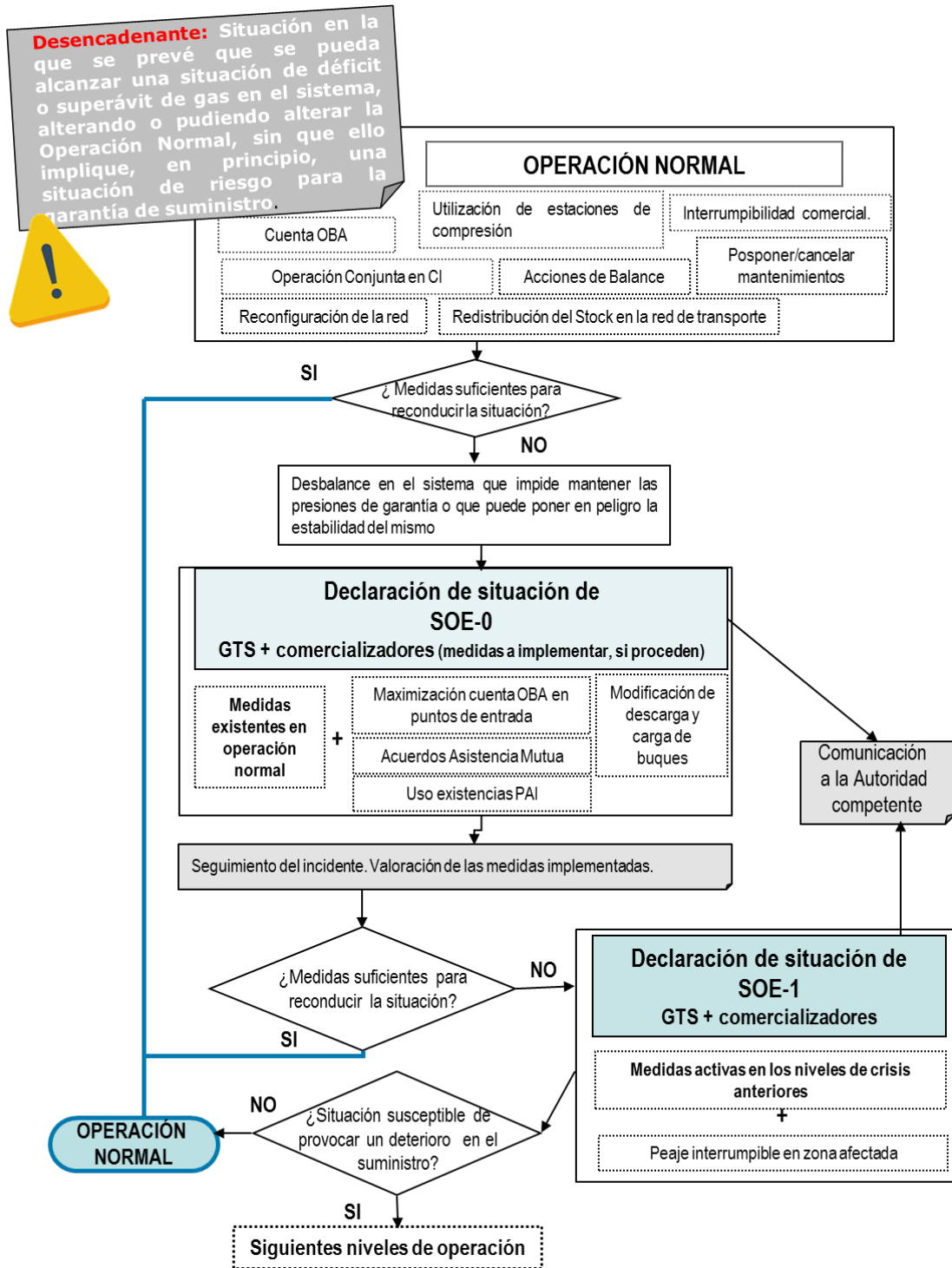


Figura 1: Esquema de actuación en situaciones de operación normal o SOE,

2.2 Nivel de Alerta Temprana

Procedimiento operativo:

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

Recopilación de información:

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

En virtud de lo establecido en el artículo 14 del Reglamento (UE) 2017/1938, durante una emergencia, las empresas de gas natural afectadas por la situación facilitarán a la Autoridad Competente información diaria relativa a:

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

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 las medidas de 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 basadas en la colaboración entre operadores y comercializadores:

- ✓ Conexiones Internacionales unidireccionales:

Impulsar la utilización de la capacidad nominal de la infraestructura (a cuantificar una vez declarado el nivel de crisis).

- ✓ Conexiones Internacionales bidireccionales:

Reprogramación máxima 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.

- ✓ Facilitar las operaciones logísticas en las terminales de GNL:

Optimización de 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

Supervisión de la situación:

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

Retorno a la operación normal:

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

El Grupo de Gestión de Crisis realizará un informe con el seguimiento de la operación y la efectividad de las medidas implantadas durante la declaración del nivel de ALERTA-TEMPRANA, pudiendo adicionalmente incluir cualquier otra información relevante. Además, se valorará, 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.

Esquema de actuación:

En la Figura 2 se muestra el esquema de actuación en situación de alerta temprana

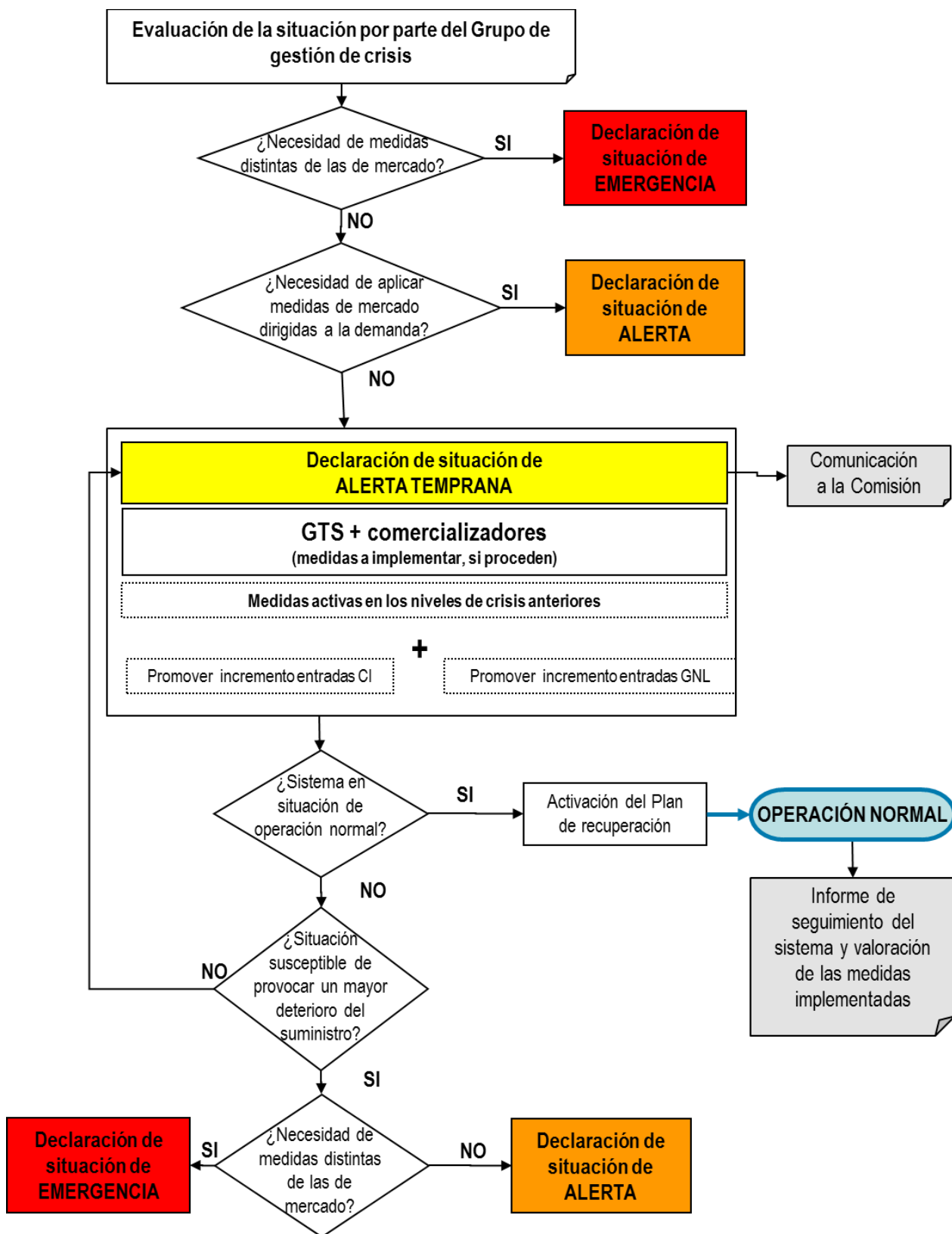


Figura 2: Esquema de actuación en situación de alerta temprana

2.3 Nivel de alerta

Procedimiento operativo:

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

Recopilación de información:

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

En virtud de lo establecido en el artículo 14 del Reglamento (UE) 2017/1938, durante una emergencia, las empresas de gas natural afectadas por la situación facilitarán a la Autoridad Competente información diaria relativa a:

- a) Previsiones diarias de la oferta y la demanda de gas para los tres días siguientes.
- b) Flujo de gas diario en Mm³/d, en todos los puntos de entrada y salida en conexiones internacionales, así como en todos los puntos de entrada desde almacenamientos y terminales de GNL.
- c) Periodo, expresado en días, para el que se prevé que pueda garantizarse el suministro de gas de los clientes protegidos.

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:

- ✓ aplicación de interrumpibilidad en la totalidad del sistema

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

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

Además, se mantendrá comunicación constante con REE para coordinar la optimización del consumo de gas para generación eléctrica, garantizando la seguridad del Sistema Eléctrico.

La estimación de la contribución de esta medida para hacer frente a la situación de crisis se expone a continuación. Las zonas con posibilidad de congestión y la capacidad susceptible de ser contratada bajo el régimen de interrumpibilidad es establecido anualmente por la Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta del Gestor Técnico del Sistema, y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia según se establece en la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas. Desde el periodo 2016-2017 y hasta la actualidad, la oferta de peaje interrumpible para gasoductos saturados en situación de punta invernal es 5 GWh/día tipo A (interrupción máxima acumulada de 5 días):

- 2 GWh/día en la Red prelitoral 45 bar (Montmeló), por la saturación del gasoducto Serinyá-Figueres
- 3 GWh/día en la Red de Pamplona.

Del total ofertado solo se han asignado 0,5 GWh/día en la red prelitoral en 2016-2017 y 0,65 GWh/día en 2017-2018 y 2018-2019. Por tanto, la contribución aproximada de esta medida en base a los escenarios probables barajados variaría entre 0,5-5 GWh/día.

Contribución de la medida: Interrupción del suministro de gas a clientes con peaje interrumpible [GWh/día]	% sobre el pico de demanda diaria máxima 2013-2017 (1.772 GWh/día)
0,5-5	0,03-0,3 %

- ✓ Optimización del consumo de ciclos combinados, en coordinación con REE, garantizando la seguridad del Sistema Eléctrico.

En el momento del fallo, REE analizará la flexibilidad del Sistema Eléctrico y en coordinación con los agentes que participan en el mercado eléctrico, facilitará la reducción de carga en centrales de ciclo combinado, asegurando el suministro de energía eléctrica en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas

La estimación de la contribución de esta medida para hacer frente a la situación de crisis se expone a continuación. El consumo diario de gas natural para la generación eléctrica en ciclos combinado en España desde 2007 hasta la actualidad ha variado entre un mínimo 45 GWh/día y un máximo de 741 GWh/día. La contribución de la medida de optimización del consumo de ciclos combinados depende del momento en que se produzca la situación de alerta ya que es necesario conocer el tiempo de respuesta y la capacidad de otras tecnologías de generación en las zonas afectadas, así como la capacidad de generación eléctrica asignada a los ciclos combinados. Por tanto, la contribución de la medida es difícilmente cuantificable. Sin embargo, se puede determinar la contribución máxima posible de esta medida en caso de que otras tecnologías de producción eléctrica pudieran compensar la capacidad total de producción asignada a los ciclos combinados. Por ello la contribución aproximada de esta medida en base a los escenarios probables barajados sería:

Contribución de la medida: Interrupción de suministro de gas al sector eléctrico [GWh/día]	% sobre el pico de demanda diaria máxima 2013-2017 (1.772 GWh/día)
≤ 741	$\leq 42 \%$

Supervisión de la situación:

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

Retorno a la operación normal:

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

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

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

En el caso en que un consumidor con suministro interrumpible, incumpla durante el período en el que se le ha aplicado la interrupción, el GTS lo pondrá en conocimiento del Grupo de Gestión de Crisis, para la correspondiente asignación de responsabilidades, si procediera, de conformidad con lo dispuesto en Título VI de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos.

Esquema de actuación

En la Figura 3 se muestra el esquema de actuación en situación de alerta.

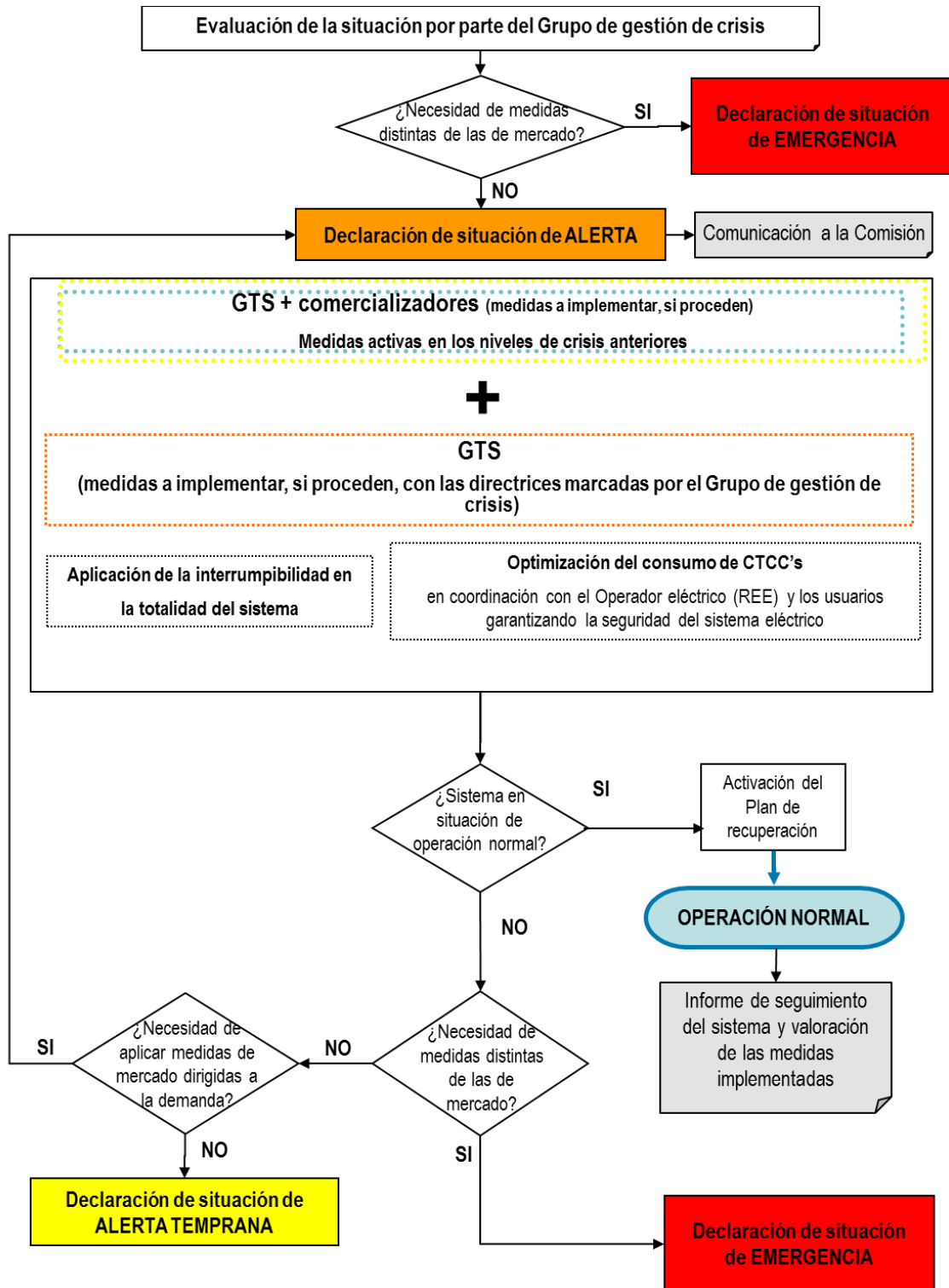


Figura 3: Esquema de actuación en situación de alerta

2.4 Nivel de emergencia

Procedimiento operativo:

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

En este estado se suspende la participación del GTS en el mercado organizado para la realización de acciones de balance.

Recopilación de información:

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

En virtud de lo establecido en el artículo 14 del Reglamento (UE) 2017/1938, durante una emergencia, las empresas de gas natural afectadas por la situación facilitarán a la Autoridad Competente información diaria relativa a:

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

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

- a) La información facilitada por las empresas de gas natural anteriormente mencionada.
- b) Información sobre las medidas programadas y sobre las ya aplicadas para atenuar la emergencia incluyendo información sobre su eficacia.
- c) Las solicitudes realizadas para medidas adicionales que vayan a adoptar otras Autoridades Competentes.
- d) 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 una serie de medidas. Los criterios que permiten evaluar la oportunidad de las medidas adicionales no basadas en mercado en la situación de emergencia son las siguientes:

- Las medidas basadas en mercado no permiten garantizar el suministro a todos los clientes debido al evento que ha producido la situación de emergencia.

- Eficiencia de la medida, en términos de mayor rapidez en solventar problema al menor coste posible.

Las medidas adicionales que se podrán activar en el nivel de alerta son:

- ✓ Interrupción al suministro firme:

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

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

- Clientes protegidos, que incluyen servicios declarados como esenciales de acuerdo a lo establecido en el artículo 60 del RD 1434/2002, de 27 de diciembre así como consumidores domésticos.
- Consumidores acogidos a peaje Grupo 3 que no sean industriales ni clientes protegidos.
- Consumidores industriales con suministro de carácter firme, incluyendo a las centrales para generación de energía eléctrica, con las posibles restricciones que establezca REE.

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

- a) Minimizar los perjuicios económicos y técnicos derivados de la falta de suministro.
- b) 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.
- c) 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.
- d) Con carácter general serán las empresas comercializadoras y los consumidores que se aprovisionen directamente los responsables de asegurar el suministro.
- e) 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.
- f) 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.

La estimación de la contribución de esta medida para hacer frente a la situación de crisis se expone a continuación. La finalidad de esta medida es garantizar el suministro de gas natural a los clientes protegidos. La contribución máxima de la medida se produce cuando se interrumpe el suministro de gas natural hasta el consumo necesario para satisfacer la demanda de los clientes protegidos. El consumo diario punta de los clientes protegidos en 2017 fue de 428 GWh. Por tanto, suponiendo

el consumo pico histórico de 1.772 GWh/día, la contribución aproximada de esta medida en base a los escenarios probables barajados permitiría como máximo una interrupción de consumo de gas de hasta 1.324 GWh/día con la finalidad de poder suministrarlo a los clientes protegidos.

Contribución de la medida. Interrupción de consumo de gas a clientes finales [GWh/día]	% sobre el pico de demanda diaria máxima 2013-2017 (1.772 GWh/día)
≤ 1.324	≤ 75 %

- ✓ Uso de las existencias estratégicas ubicadas en los almacenamientos subterráneos

La obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad son las establecidas en el Artículo 10 de la Orden ITC/3128/2011 de 17 de noviembre, establecidas en 20 días de las ventas firmes en el año natural anterior.

Para el periodo Abril-2018 a marzo-2019, las existencias estratégicas alcanzan los 18.803 GWh. Ante esta situación de emergencia, el Gobierno, previo acuerdo del Consejo de Ministros y en coordinación con CORES, establecerá las condiciones bajo las que se podrá hacer uso de las reservas estratégicas de gas natural por los sujetos obligados a su mantenimiento.

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

La estimación de la contribución de esta medida para hacer frente a la situación de crisis se expone a continuación. La capacidad de extracción del almacenamiento subterráneo varía en función del nivel de llenado del mismo. Por ello la extracción de las existencias estratégicas varía según se expone en la siguiente Tabla.

% de llenado de los AASS	% Capacidad Extracción	Capacidad Extracción (GWh/día)		
		2018	2019	2020 a 2022
100% - 90%	100%	217	239	277
90% - 80%	80%	174	191	222
80% - 70%	72%	157	172	200
70% - 60%	69%	150	165	191
60% - 50%	63%	137	151	175
50% - 40%	60%	130	143	166
40% - 30%	55%	120	131	153
30% - 20%	50%	109	120	139
20% - 10%	40%	87	96	111
10% - 0%	37%	80	88	103

Como consecuencia, la contribución aproximada de esta medida en base a los escenarios probables barajados sería la siguiente:

Contribución de la medida. Uso de reservas estratégicas de gas [GWh/día]	% sobre consumo del pico de demanda diaria histórica entre 2013-2017(1.772 GWh/día)
88-239	5 % - 13,5 %

- ✓ Uso de gas almacenado en el sistema

La contribución de esta medida sería la misma que la del uso de las existencias estratégicas ubicadas en los almacenamientos subterráneos añadiendo la contribución del uso de gas que se encuentre almacenado en las plantas de regasificación. La capacidad de extracción de gas de los almacenamientos subterráneos varía entre 88-239 GWh/día. La capacidad de producción de gas de las plantas de regasificación se muestra en la siguiente Tabla.

GWh/día	Regasificación	Carga de cisternas	Producción Total (regas+cisternas)
Barcelona	544	15	559
Huelva	377	15	392
Cartagena	377	15	392
Bilbao	223	5	228
Sagunto	279,5	10,5	290
Mugardos	115,5	10,5	126

Como la capacidad total de producción de las plantas de regasificación, 1.987 GWh, es superior al pico de consumo, se puede decir que la contribución máxima de esta medida sería igual al consumo total diario del sistema.

Por tanto, la contribución aproximada de esta medida en base a los escenarios probables barajados sería la siguiente:

Contribución de la medida. Uso de gas almacenado en el sistema [GWh/día]	% sobre el pico de demanda diaria máxima 2013-2017 (1.772 GWh/día)
≤ 1.772	≤ 100 %

✓ Compra de gas en nombre del sistema

La medida consiste en la compra de gas fuera del sistema gasista y su transporte hasta el mismo, ya sea a través de las interconexiones internacionales o en forma de gas natural licuado (GNL) y descargado en las plantas de regasificación.

La contribución de esta medida está únicamente limitada por la capacidad de entrada al sistema que no se esté utilizando en la situación de emergencia en cuestión. Dado que la capacidad de entrada excede la demanda punta, esta medida podría aportar la totalidad del gas necesario para abastecer la demanda. Por tanto, la contribución aproximada de esta medida en base a los escenarios probables barajados sería la siguiente:

Contribución de la medida. Incremento de la entrada de gas al sistema [GWh/día]	% sobre el pico de demanda diaria máxima 2013-2017 (1.772 GWh/día)
≤ 1.772	≤ 100 %

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.

La finalidad de esta medida es garantizar el suministro de gas natural a los clientes protegidos. Como ya se ha citado anteriormente la contribución aproximada de esta medida en base a los escenarios probables barajados sería la siguiente:

:

Contribución de la medida. Aportar el suministro de gas necesario para garantizar la demanda de los clientes protegidos [GWh/día]	% sobre el pico de demanda diaria máxima 2013-2017 (1.772 GWh/día)
≤ 428	≤ 36,5 %

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

a contribución aproximada de esta medida en base a los escenarios probables barajados sería la misma que la del uso de las existencias estratégicas:

Contribución de la medida. Uso de reservas estratégicas de gas [GWh/día]	% sobre el pico de demanda diaria máxima 2013-2017 (1.772 GWh/día)
88-239	5 % - 13,5 %

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

La finalidad de esta medida es garantizar el suministro de gas natural a los clientes protegidos. Como ya se ha citado anteriormente la contribución aproximada de esta medida en base a los escenarios probables barajados sería la siguiente:

Contribución de la medida. Interrupción de consumo de gas a clientes finales [GWh/día]	% sobre el pico de demanda diaria máxima 2013-2017 (1.772 GWh/día)
≤ 1.324	≤ 75 %

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

La finalidad de esta medida es garantizar el suministro de gas natural a los clientes protegidos. Como ya se ha citado anteriormente la contribución aproximada de esta medida en base a los escenarios probables barajados sería la siguiente:

Contribución de la medida. Interrupción de consumo de gas a clientes finales [GWh/día]	% sobre el pico de demanda diaria máxima 2013-2017 (1.772 GWh/día)

≤ 1.324	$\leq 75 \%$
--------------	--------------

- ✓ *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.”

Retorno a la operación normal:

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

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

Adicionalmente, el Reglamento (UE) 2017/1938 establece la obligación de elaborar una evaluación detallada. La Autoridad Competente facilitará a la Comisión con la mayor prontitud y a más tardar seis semanas después del levantamiento de la emergencia, un informe de la situación acontecida que contenga una evaluación de la emergencia y de la eficacia de las medidas aplicadas, así como un análisis del impacto económico, del impacto sobre el sector eléctrico y de la asistencia prestada y/o recibida de la Unión o de los Estados miembros.

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

Esquema de actuación:

En la Figura 4 se muestra el esquema de actuación en situación de emergencia.

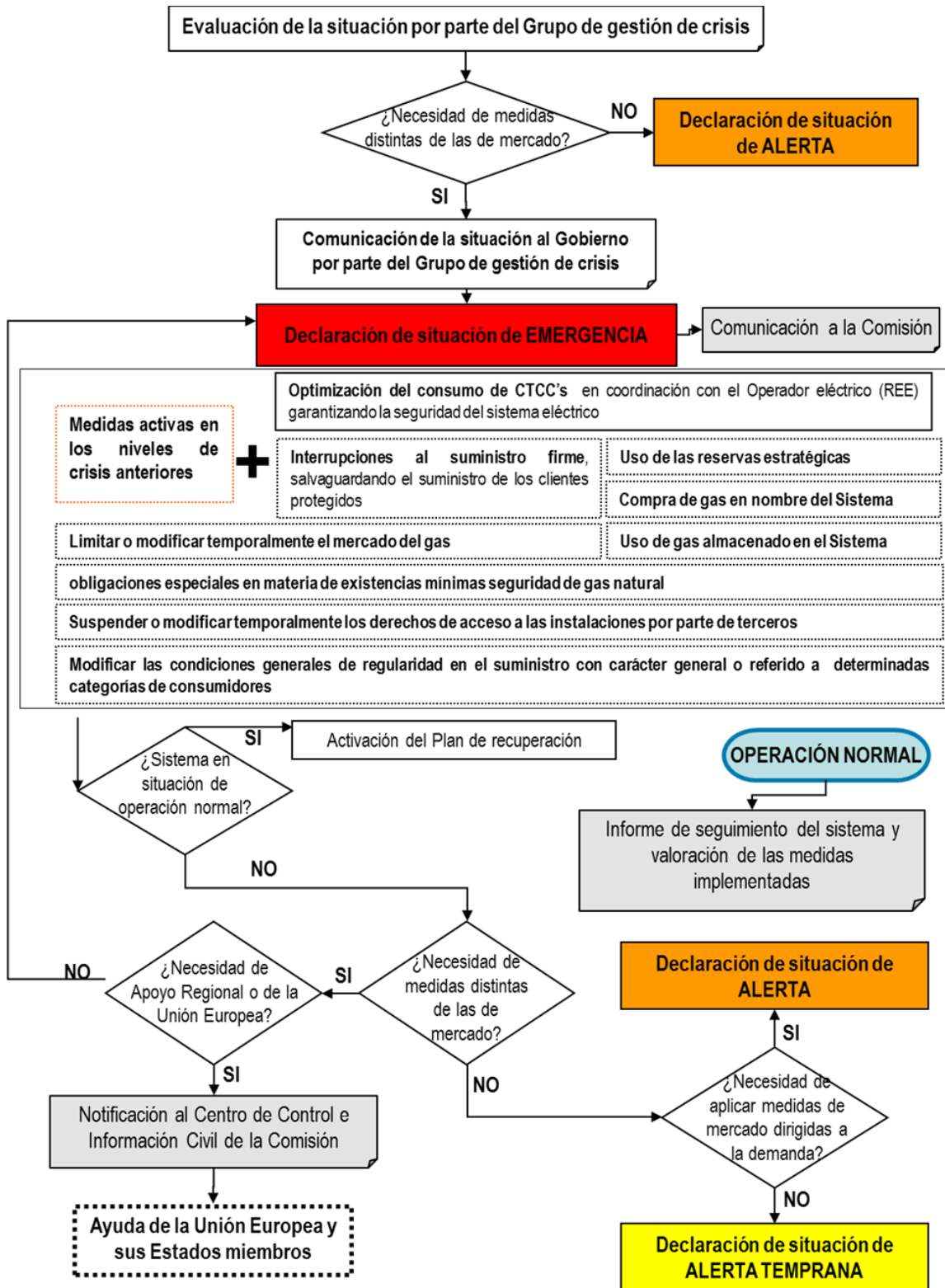


Figura 4: Esquema de actuación en situación de emergencia

A continuación, se muestra de forma resumida el conjunto de medidas disponibles en el sistema para salvaguardar el suministro de la demanda de gas natural, en particular a los clientes protegidos, para cada una de las situaciones de operación del sistema:

	ORDEN DE ACTUACIÓN	MEDIDAS DISPONIBLES	VALORACIÓN	OBSERVACIONES
OPERACIÓN NORMAL	1	Cuenta OBA	-	Diferencia entre el flujo físico total y la suma de las nominaciones de los usuarios. Estas diferencias quedan reflejadas diariamente en los informes publicados en la web de Enagás-GTS.
	2	Reconfiguración de la red	-	
	3	Redistribución del Stock en la red de transporte	-	
	4	Utilización de estaciones de compresión	-	
	5	Posponer/cancelar mantenimientos	-	
	6	Operación conjunta en conexiones internacionales (VIP IBÉRICO/ PIRINEOS)	-	Capacidad para operar conjuntamente las conexiones internacionales con un mismo Estado Miembro. Esta flexibilidad viene dada por la existencia de acuerdos operativos entre Enagás-GTS y Ren/Teréga.
	7	Mecanismos de colaboración activa entre empresas comercializadoras de gas natural y clientes finales (interrumpibilidad comercial)	-	Colaboración activa entre agentes del sistema para evitar desbalances y situaciones de riesgo
	8	Acciones de balance en el mercado organizado por parte del GTS.	-	* Compra-venta * Producto local * Servicio de Balance
SOE-0	9	Acuerdo de asistencia mutua entre Enagás-GTS y Teréga	-	Apoyo hasta alcanzar una OBA máxima acumulada, mediante la elaboración de un programa conjunto de asistencia, en situación de operación excepcional debidamente justificada. Medida reflejada en el cómputo diario de las operaciones de BRS-0.
		Acuerdo de asistencia mutua entre Enagás-GTS y Ren-GTG	-	Apoyo hasta alcanzar una OBA máxima acumulada, mediante la elaboración de un programa conjunto de asistencia, en situación de operación excepcional debidamente justificada. Medida reflejada en el cómputo diario de las operaciones de BRS-0.
	10	Reordenamiento de la logística de buques	-	El GTS junto con los comercializadores, ubicará adecuadamente los suministros en el Sistema para garantizar el adecuado funcionamiento de las instalaciones dentro de la operación segura.
	11	Maximización de la cuenta OBA en los puntos de entrada	-	El GTS establecerá las consignas necesarias, para maximizar los flujos de entrada.
SOE-1	12	Uso de existencias de GNL y/o AASS (PAI)	≈ 3.600 GWh (inv. 2018-2019)	Reserva operativa disponible en tanques de GNL durante el periodo invernal. En el invierno 2018-2019 continúa vigente el Plan Invernal aprobado en la Resolución de 27 de noviembre de 2017, de la DGPEYM. La reserva de existencias del citado plan, equivalente a 3,5 días de la capacidad contratada de entrada a red de transporte para satisfacer la demanda nacional.
	13	Ofertar y aplicar peaje interrumpible que responda a los problemas de las zonas afectadas	-	Aplicar la interrumpibilidad a los clientes acogidos a peaje interrumpible por problemas operativos locales. Será preciso, ante todo, determinar las zonas en las que habría que proceder a la interrupción del suministro.

Tabla 1: Medidas aplicadas en las diferentes situaciones de operación y situaciones de crisis. (i)

ALERTA TEMPRANA	14	Promover el flujo máximo de entrada por CI y PR	-	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.
	15	Facilitar las operaciones logísticas en las terminales de GNL	-	Optimización 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
ALERTA	16	Peaje interrumpible Global	0,65 GWh/día (1-oct-18 a 30-sep-19)	La contratación de peaje interrumpible, tiene una periodicidad anual. Para el periodo comprendido entre el 1-oct-2018 y el 30-sep-2019, se ha asignado una capacidad interrumpible que asciende a 0,65 GWh/día de tipo A.
	17	Optimización consumo CTCC's en colaboración con REE y los usuarios	-	Optimización del consumo de ciclos combinados, en coordinación con REE, garantizando la seguridad del Sistema Eléctrico. En el momento del fallo, REE analizará la flexibilidad del Sistema Eléctrico y en coordinación con los agentes que participan en el mercado eléctrico, facilitará la reducción de carga en centrales de ciclo combinado, asegurando el suministro de energía eléctrica en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas
	18	Adicionales medidas de mercado	-	Adicionales medidas de mercado, desarrolladas he implantadas por decisión de la autoridad competente
EMERGENCIA	19	Uso de reservas estratégicas	abril 18 - marzo 19 18.803 GWh	De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 98 de la Ley 34/1998 , se establecen reservas estratégicas ubicadas en AASS cuya movilización corresponde exclusivamente al Gobierno que, previo acuerdo del Consejo de Ministros, establecerá las condiciones bajo las que podrán ser utilizadas. La obligación de reservas estratégicas corresponde a 20 días de las ventas firmes en el año natural anterior.
	20	Optimización consumo CTCC's en colaboración con REE	-	Optimización del consumo de ciclos combinados, en coordinación con REE, garantizando la seguridad del Sistema Eléctrico
	21	Compras de Gas en nombre del sistema	-	Previa autorización de la Autoridad competente
	22	Uso del gas almacenado en el sistema	-	Incremento de producciones necesarias para salvaguardar el consumo de los clientes firmes
	23	Limitar o modificar temporalmente el mercado del gas	-	De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 101 de la Ley 34/1998
	24	Establecer obligaciones especiales en materia de existencias mínimas seguridad de gas natural	-	De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 101 de la Ley 34/1998
	25	Suspender o modificar temporalmente los derechos de acceso al las instalaciones por parte de terceros	-	De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 101 de la Ley 34/1998
	26	Modificar las condiciones generales de regularidad en el suministro con carácter general o referido a determinadas categorías de consumidores	-	De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 101 de la Ley 34/1998
	27	Someter a autorización administrativa las ventas de gas natural para su consumo en el exterior.	-	De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 101 de la Ley 34/1998
	28	Interrupciones al suministro firme	-	Las interrupciones al suministro firme se aplicarán siguiendo el principio de responsabilidad individual. Se debe salvaguardar en todo momento el suministro a los clientes protegidos.

Tabla 1: Medidas aplicadas en las diferentes situaciones de operación y situaciones de crisis. (ii)

3. Medidas específicas para la electricidad y la calefacción urbana

En la actualidad, no existen medidas específicas encaminadas a salvaguardar la seguridad de suministro tanto de calefacciones urbanas, apenas existentes en España, como de ciclos combinados.

Esta carencia no afecta a la seguridad del sistema eléctrico, que cuenta con una flexibilidad y capacidad de producción y transporte suficiente como para poder suplir eventuales problemas de producción mediante ciclos combinados.

4. Persona o equipo para gestionar las crisis

Ante una situación que requiera la declaración de alguno de los niveles de crisis se reunirá un Grupo de Gestión de Crisis, liderado por la Autoridad Competente, en virtud del artículo 11, apartado 1, letra g) del Reglamento, 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.

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.

5. Funciones y responsabilidades de los distintos intervinientes

5.1 Autoridad Competente

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

1. Velar por la supervisión periódica de la aplicación del Plan de Acción Preventivo y del Plan de Emergencia.
2. Velar por el funcionamiento seguro de la red de gas natural en todo momento y abordar y exponer en dichos planes las restricciones técnicas que afectan a su funcionamiento, incluidas las razones técnicas y de seguridad que pueden conducir a la reducción de los flujos en caso de emergencia.
3. Establecer las funciones y responsabilidades de los diferentes actores implicados.
4. Cooperar regionalmente para procurar evitar una interrupción del suministro y 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 protegidos⁵.
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.

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

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 sin demora los datos recogidos en el artículo 14 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 que se ajusten a lo establecido en el artículo 14 del Reglamento (UE) nº 2017/1938.

5.2 Agentes del Sistema

Organismo	Roles y responsabilidades
Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO)	Autoridad competente responsable de velar por la aplicación de las medidas previstas en el Reglamento 2017/1938, pudiendo delegar cometidos específicos a otros órganos. Dichos cometidos se desempeñarán bajo su supervisión y deberán especificarse en los Planes de Acción Preventiva y Planes de Emergencia.
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) 2017/1938. 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 habilitado para constituir, mantener, y gestionar 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 los Mercados y la Competencia (CNMC)	Ente regulador de los mercados eléctrico y de hidrocarburos (líquidos y gaseosos) responsable de velar por la competencia efectiva en los sistemas energéticos y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento, en beneficio de todos los sujetos que operan en dichos sistemas y de los consumidores. Tras una situación de crisis en el sistema gasista, la CNMC, presente en el Equipo de Operación, colaborará en la elaboración de un informe detallado de la gestión de la crisis incluyendo valoraciones cuantitativas y cualitativas de las decisiones tomadas.
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 disponga de cierto grado de flexibilidad para resolver situaciones que podrían derivar 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 14 del Reglamento.

Tabla 2: Agentes del Sistema Gasista español

5.3 Grupo de Gestión de Crisis

Definido en el punto 4.

5.4 Centro de Coordinación de la Respuesta a Emergencias de la Comisión

El Centro de Coordinación de la respuesta a emergencias 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 Coordinación de la respuesta a emergencias de la Comisión y seguirá las medidas acordadas para mitigar los efectos de la emergencia.

6. Medidas en materia de consumo indebido por parte de clientes que no son clientes protegidos

Existen dos procedimientos de restricción de suministro de gas en función del consumo anual de los clientes, superior o inferior a 150 GWh/año. Estos procedimientos tienen por finalidad evitar que, en situaciones de emergencia, los clientes no protegidos que tengan restricciones de suministro consuman gas de forma indebida. A continuación, se explican los procedimientos para restringir el gas a los consumos superiores a 150 GWh/año o inferiores a 150 GWh/año en caso de situación de emergencia.

6.1 Situación de emergencia con restricciones a los consumos superiores a 150 GWh/año

En este caso, el GTS elaborará un Plan de Restricción de Consumos Superiores a 150 GWh/año que incluirá el CUPS de cada consumidor afectado, la estimación de los volúmenes a interrumpir, el inicio y la duración de la interrupción, localización por punto de conexión, así como las comercializadoras afectadas.

En el Plan se incluirán también y en las mismas condiciones, aquellos consumidores que puedan condicionar la operación normal de la red a la que estén conectados definidos en la norma de gestión técnica del sistema NGTS-01.

El GTS comunicará mediante correo electrónico el Plan de Restricciones a los distribuidores y transportistas afectados para su análisis, pudiendo estos, en su caso, proponer alternativas que consideren más eficaces. El GTS informará del plan de restricciones definitivo al Grupo de Gestión de Crisis y al Ministerio para la Transición Ecológica en calidad de Autoridad Competente.

En el caso de que el consumidor final afectado por la restricción sea una instalación de generación eléctrica, la interrupción y eventual prórroga deberán ser previamente acordadas con el Operador del Sistema Eléctrico, que podrá rechazarla si considera que ello puede suponer un riesgo cierto para la seguridad de la operación del sistema eléctrico. Dicha decisión deberá ser notificada al Ministerio para la Transición Ecológica convenientemente justificada.

Procedimiento de comunicación de orden de interrupción a los consumidores

El GTS será el encargado de comunicar el Plan de Restricción a los comercializadores, transportistas y distribuidores afectados.

La información a especificar a cada agente, es la siguiente:

- CUPS y nombre del consumidor final
- Fecha y hora del inicio de la interrupción
- Duración estimada de la interrupción
- Causa que motiva la solicitud de interrupción del suministro
- Categoría URGENTE o NORMAL, en base a lo establecido en el artículo 12 de la Resolución de 25 de julio 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas

Serán los comercializadores los responsables de informar de la orden de interrupción a sus clientes afectados mediante los medios necesarios para asegurar su recepción, con copia al GTS.

En el caso de que fuera necesario realizar alguna intervención de cierre de válvulas en la red, el operador de la red afectada será el responsable de su ejecución.

En el caso de que el suministro a interrumpir se realice a través de varios transportistas y/o distribuidores, se enviará el comunicado a la vez a todos los implicados especificando sobre quien recae la responsabilidad de realizar el cierre de la válvula de acometida. En caso contrario, el único transportista o distribuidor implicado será el responsable de realizar dicho corte.

Desde el GTS se contactará con los centros de control de los operadores de transporte y/o distribución implicados con objeto de garantizar la máxima coordinación y agilidad para resolver la contingencia.

Comunicaciones durante el periodo de interrupción

El titular del punto de conexión con el consumidor confirmará al GTS y al comercializador afectado, la ejecución de la orden de interrupción, proporcionando a GTS y comercializador la lectura del consumo en el momento de su interrupción. Para los consumidores acogidos a peaje interrumpible se procederá del mismo modo.

Una vez finalizado el periodo de interrupción, el transportista o distribuidor titular del punto de conexión deberá realizar otra lectura del equipo de medidas e informar de la misma al GTS detallando si se ha producido algún consumo. El uso indebido de gas por los clientes no protegidos en situación de emergencia conlleva una sanción que según lo establecido en los artículos 109 y 110 de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos puede ser definida como grave o muy grave.

- Serán tipificadas como infracción grave las acciones u omisiones que supongan incumplimiento de las medidas establecidas por el Gobierno en aplicación de lo previsto en la presente Ley sobre situaciones de escasez de suministro en los Títulos III y IV por quienes realizan actividades reguladas en la presente Ley y no tengan incidencia apreciable en el citado suministro.
- Serán tipificadas como infracción muy grave las acciones u omisiones que supongan incumplimiento de las medidas establecidas por el Gobierno en aplicación de lo previsto en la presente Ley sobre situaciones de escasez de suministro en los Títulos III y IV por quienes realizan actividades reguladas en la presente Ley y tengan incidencia apreciable en el citado suministro.

6.2 Situación de emergencia con restricciones a consumidores inferiores a 150 GWh/año.

En el caso de que la situación así lo exigiera, y si después de elaborar el Plan de Restricciones de consumidores superiores a 150 GWh/año, no se garantizase el suministro del resto del consumo firme así como a los consumidores protegidos, el GTS dará instrucciones a los titulares de las instalaciones involucradas para interrumpir el suministro a consumidores no protegidos con consumo igual o inferior a 150 GWh/año, para lo cual deberá comunicar el volumen de consumo a interrumpir, la duración de la interrupción y su localización.

En cumplimiento de dicha instrucción, cada distribuidor o transportista afectado deberá elaborar un Plan de Restricción de consumos iguales o inferiores a 150 GWh al efecto que deberá comunicar a los comercializadores afectados y al GTS, en un plazo no superior a 12h.

Procedimiento de comunicación de orden de interrupción a los consumidores

En estos casos, cuando entre los consumidores afectados por la interrupción se encuentren clientes protegidos, el distribuidor será el encargado de comunicar la situación de forma general a través de medios de amplia difusión, además de a los organismos oficiales afectados (comunidades autónomas, administraciones locales, Dirección General de Protección Civil y Emergencias, etc.) a los servicios esenciales afectados. La comunicación se realizará de forma directa desde los distribuidores a los consumidores, informándoles puntualmente de la evolución de la contingencia y previsión de normalización del suministro, siempre en función de los medios disponibles.

El responsable de realizar la interrupción de suministro confirmará al GTS la ejecución de la orden de interrupción, anotando la lectura del consumo en el momento de su interrupción. Esta lectura se podrá realizar a través de los sistemas de teled medida si estos estuvieran operativos en ese momento.

Comunicaciones durante el periodo de interrupción

El centro de control de la empresa transportista y/o distribuidora comunicará al GTS la evolución de la interrupción realizada hasta la normalización del suministro, detallando el tiempo, volumen y número de consumidores afectados.

Una vez finalizado el periodo de interrupción, el transportista o distribuidor titular del punto de conexión deberá realizar otra lectura del equipo de medidas e informar de la misma al GTS detallando si se ha producido algún consumo.

El consumo indebido de gas por los clientes no protegidos en situación de emergencia conlleva una sanción que según lo establecido en el artículo 110 de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos puede ser definida como grave o muy grave:

- Serán tipificadas como infracción grave las acciones u omisiones que supongan incumplimiento de las medidas establecidas por el Gobierno en aplicación de lo previsto en la presente Ley sobre situaciones de escasez de suministro en los Títulos III y IV por quienes realizan actividades reguladas en la presente Ley y no tengan incidencia apreciable en el citado suministro.
- Serán tipificadas como infracción muy grave las acciones u omisiones que supongan incumplimiento de las medidas establecidas por el Gobierno en aplicación de lo previsto en la presente Ley sobre situaciones de escasez de suministro en los Títulos III y IV por quienes realizan actividades reguladas en la presente Ley y tengan incidencia apreciable en el citado suministro.

7. Pruebas del plan de emergencia

La próxima revisión de la Norma de Gestión Técnica del Sistema “NGTS-11. Situación de emergencia del sistema” contemplará la realización de simulacros periódicos de emergencia con el fin de garantizar la operatividad del Plan de Emergencia, con la siguiente distribución de responsabilidades:

- La Dirección General de Política Energética y Minas, mediante resolución, determinará su realización a propuesta del Gestor Técnico del Sistema estableciendo en la misma o en aclaraciones adicionales el siguiente contenido, que podrá tener carácter confidencial o ser publicado en su web:
 - Fecha y hora de inicio y finalización del ejercicio. La fecha y hora de inicio coincidirá con la del evento inicial que causa la emergencia.
 - Sucesión de eventos que provocan la activación del Plan de Emergencia. Durante la duración del ejercicio se podrán establecer eventos sucesivos que incrementen o minoren la gravedad del supuesto. En este caso, la resolución incluirá en anexos separados la descripción del evento y la fecha y hora de comunicación al GTS.
 - Escenario de demanda. Podrán utilizarse los datos reales disponibles o previsiones de temperaturas y demanda eléctrica, En este último caso, las previsiones estarán determinadas en la propia resolución. La resolución podrá establecer variaciones del escenario durante la duración del ejercicio.
 - Agentes involucrados informados del ejercicio y fecha y hora de comunicación del ejercicio.
 - Agentes involucrados no informados (al menos inicialmente) del mismo.
 - Observadores (registro de la realidad de la aplicación de los distintos procesos; errores observados).
 - Guías: supervisan los distintos procesos con intervención mínima, y cuidan de que el ejercicio se realice y finalice incluso aunque algún paso se dé por inválido.

La sucesión de eventos podrá incluir el requerimiento de aplicación del principio de solidaridad emitida por/hacia otro Estado miembro en aplicación de la normativa comunitaria en vigor en materia de seguridad de suministro. En tal caso, estarán involucrados en el ejercicio tanto la autoridad competente del otro Estado miembro como su Gestor de Redes de Transporte de Gas.

- El GTS será el responsable de coordinar su ejecución entre los agentes del sistema gasista.
- La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia participará en su supervisión, seguimiento y análisis de resultados. Para ello, la Dirección de Energía de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberá nombrar las personas responsables en un plazo no superior a 3 meses desde la publicación de esta resolución. El personal elegido podrá rotar a lo largo del año y se podrán nombrar sustitutos en caso de indisponibilidad.
- La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos supervisará la eventual utilización de las reservas estratégicas.

No se realizará ningún aviso previo de la realización del simulacro, con la excepción del personal de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos que participe en su supervisión y, en su caso, la Autoridad Competente y el gestor de redes de transporte de gas de otro Estado miembro, que serán advertidos con 48 horas de anticipación para confirmar su disponibilidad.

El ejercicio se iniciará cualquier día y hora del año, con excepción del 24, 25 y 31 de diciembre y 1 de enero, mediante la comunicación electrónica de dicha resolución al personal de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos responsable de su supervisión y al representante del GTS en el Grupo de Gestión de Crisis que a su vez será responsable de informar a usuarios y titulares de las instalaciones. En el caso de que el ejercicio incluyese una serie de eventos sucesivos, estos serán descritos en anexos separados, remitiendo cada uno de ellos en el momento que así determine la propia resolución.

El ejercicio podrá incluir la indisponibilidad de instalaciones de la red básica, la pérdida sustancial de suministros o la interrupción de las comunicaciones o una combinación de los mismos.

El 15 de septiembre de cada año, el Gestor Técnico del Sistema enviará a la Dirección General de Política Energética y Minas una propuesta de tres escenarios y su impacto esperado tanto local como global en el sistema gasista. En cualquier caso, la primera propuesta de escenarios deberá enviarse en un plazo no superior a 6 meses desde la publicación de esta resolución

La Resolución podrá incluir un anexo confidencial indicando el resultado esperado, conforme a una aplicación ideal del plan de emergencia: detalle de las acciones esperadas de cada sujeto afectado (agentes que deben intervenir, comunicaciones con otros agentes, acciones concretas, tiempos de respuesta, documentación de uso, etc.).

Como resultado mínimo del ejercicio los agentes deberán proporcionar los siguientes resultados:

1. Gestor Técnico del Sistema:

- Impacto de los sucesivos eventos comunicados durante el transcurso del ejercicio en las presiones de la red básica y los flujos de gas así como la afectación a la capacidad de suministro.
- Instrucciones operativas emitidas por el Gestor Técnico del Sistema a los titulares de las instalaciones para mitigar las consecuencias del evento.
- Acciones de coordinación realizadas con el Gestor de Redes de Transporte de otros Estados miembros, si es el caso.
- Alteraciones de las nominaciones de los usuarios para garantizar el suministro en caso de ser necesarias.
- Pérdida de capacidad de suministro y afectación zonal.
- Propuestas de aplicación de medidas de mercado destinadas a la reducción de la demanda.
- Propuestas de corte a consumidores acogidos al peaje interrumpible.
- Propuestas de minoración de la demanda de generación eléctrica y cogeneración enviadas al Operador del Sistema Eléctrico.
- Una vez adaptadas las medidas anteriores, se deberá determinar el volumen de la pérdida de capacidad de suministro convencional, y en su caso, el Plan de restricciones para consumos superiores a 150 GWh/año y el volumen a interrumpir en los consumos inferiores a 150 GWh/año enviado a los transportistas y distribuidores afectados.
- En caso de ser necesario, la propuesta al Gobierno para el uso de las reservas estratégicas.

2. Distribuidores y transportistas con consumidores conectados.

- Participación en la aplicación de medidas de mercado destinadas a la reducción de la demanda.
- Órdenes de interrupción de los consumidores afectados por el Plan de restricciones de consumos superiores a 150 GWh/año.
- El Plan de restricciones de los consumos inferiores a 150 GWh/año en caso de ser necesario.

3. Comercializadores afectados.

- Participación en la aplicación de medidas adoptadas.

Los agentes involucrados deberán mantener un registro documental de las comunicaciones mantenidas, incluyendo la hora de emisión y recepción. En el caso de que las comunicaciones se realicen por vía telefónica, estas deberán ser grabadas.

Al objeto de poder realizar un análisis del ejercicio, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia encargada de su supervisión podrá:

- Acceder a los centros de control del GTS y de los transportistas y distribuidores involucrados.
- Acceder a consultar los sistemas informáticos, tanto en tiempo real, como una vez acabado el ejercicio, para tener acceso a las comunicaciones, tanto electrónicas como telefónicas, entre los agentes y la hora de envío.
- Acceso a los Planes de Emergencia y Planes de Restricción a Consumidores.

Una vez finalizado el ejercicio, la Autoridad Competente, vistos los informes que puedan emitir la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y los resultados proporcionados por los agentes del sistema, elaborará un informe que contenga al menos la siguiente información:

- Documento resumen de resultados, detallando los errores observados.
- Comentarios y observaciones de los distintos agentes que han intervenido (tanto sobre el planteamiento del ejercicio como del desarrollo del mismo y anomalías encontradas).
- Documento de conclusiones: propuesta de resolución/mejoras que resuelvan los errores encontrados, y propuesta de actualización/revisión de los planes de emergencia.
- La Autoridad Competente compartirá este informe con el Grupo de Coordinación del Gas de la Unión Europea.

8. Regional dimension

Before the entry into force of the Commission Regulation (EU) 2015/703 introducing the regulation on “interconnection agreements”, the TSOs had agreed mutual assistance arrangements or technical assistance agreements establishing how to proceed in case of an exceptional event situation.

As the interconnection agreements have been signed, the previous mutual assistance arrangements or technical assistance agreements have been annexed to them.

8.1 Measures to be adopted per crisis level

The term “exceptional event situation” included in the agreements mentioned above does not clearly define if this situation can lead to a concrete level of declaration of crisis. Furthermore, the measures to be implemented are not identified with these levels.

A typical definition of the “exceptional operating/event situation” is as follows:

- There is a loss of physical capacity in any facility.
- It is arising from a punctual supply failure that endangers gas market demand supply.
- It is registered a pressure drop in a region close to the border due to a peak demand coinciding with a temperature drop that put in risk the gas supply.
- Other events that could affect security of supply in one of the parties.

Nevertheless, trade imbalances or scheduled maintenance operations are excluded from this definition.

Considering the article 11 of the Regulation (EU) 2017/1938 on declaration of crisis, this event should be qualified as “alert” or “emergency”.

The procedure commonly described in these agreements is:

1. The affected TSO communicates the incident the counterpart at the earliest. The communication must include the origin, the duration and the forecast of the gas quantity required.
2. From this communication until several hours later, the affected TSO must submit a second communication justifying the incident.
3. Paralell and within 24 hours, both TSOs must assess the situation and elaborate a joint assistance program. How to proceed would depend on the gas volumes needed:
 - If the gas volume is below a certain threshold, situation can be solved between TSOs by using an Operational Balancing Agreement (OBA).
 - If the gas volume is above a certain threshold, situation can not be solved between TSOs by using an Operational Balancing Agreement (OBA) so the shippers involved will be contacted to address the situation and change nominations/re-nominations.

Not all the agreements lay down a threshold but it is recommendable to clarify the decisions.

8.2 Cooperation mechanisms

8.2.1 Procedure within ReCo System for Gas

The ReCo System for Gas and more concretely the ReCo Team South have been described in the Regional Chapter of the Preventive Action Plan due to be considered a preventive measure.

However, the ReCo System has prepared a toolbox including measures such as swaps or extra capacity. Each measure may be adopted depending on the scale where the incident is classified.

Apart from this, the ReCo System includes a flowchart describing the information flow.

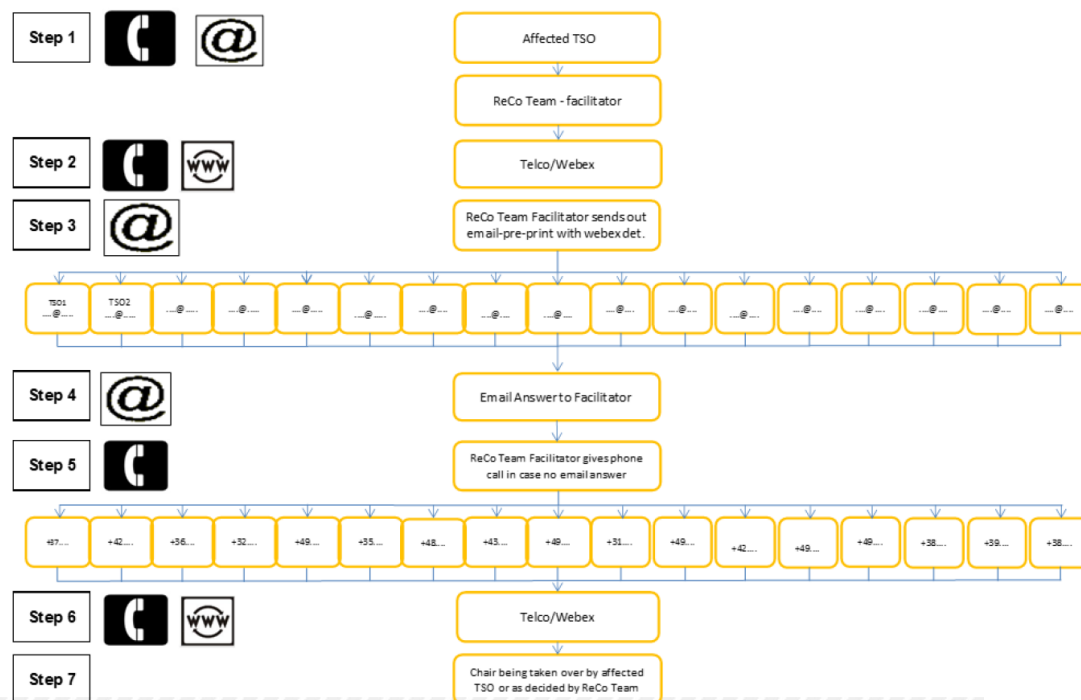


Figure 5. Flowchart within the ReCo System for Gas

This flowchart is compatible with the bilateral flowchart included in the “interconnection agreements”.

8.2.2 Procedure between adjacent TSOs

As detailed in “8.1. Measures to be adopted per crisis level”, adjacent TSOs have agreed a procedure in case of “exceptional event situation”. The procedure is described using a flowchart, see Figures X (Enagas and TIFG) and X (Enagas and REN) .

The key decision is to solve the problem via OBA or to require shippers to increase commercial nominations. The most usual decision threshold to decide the measure to adopt are 280 GWh.

At technical level, defining phone numbers and contact email addresses are essential to take decisions rapidly in case of an emergency and to check if the communications are submitted by the authorised managers to do it.

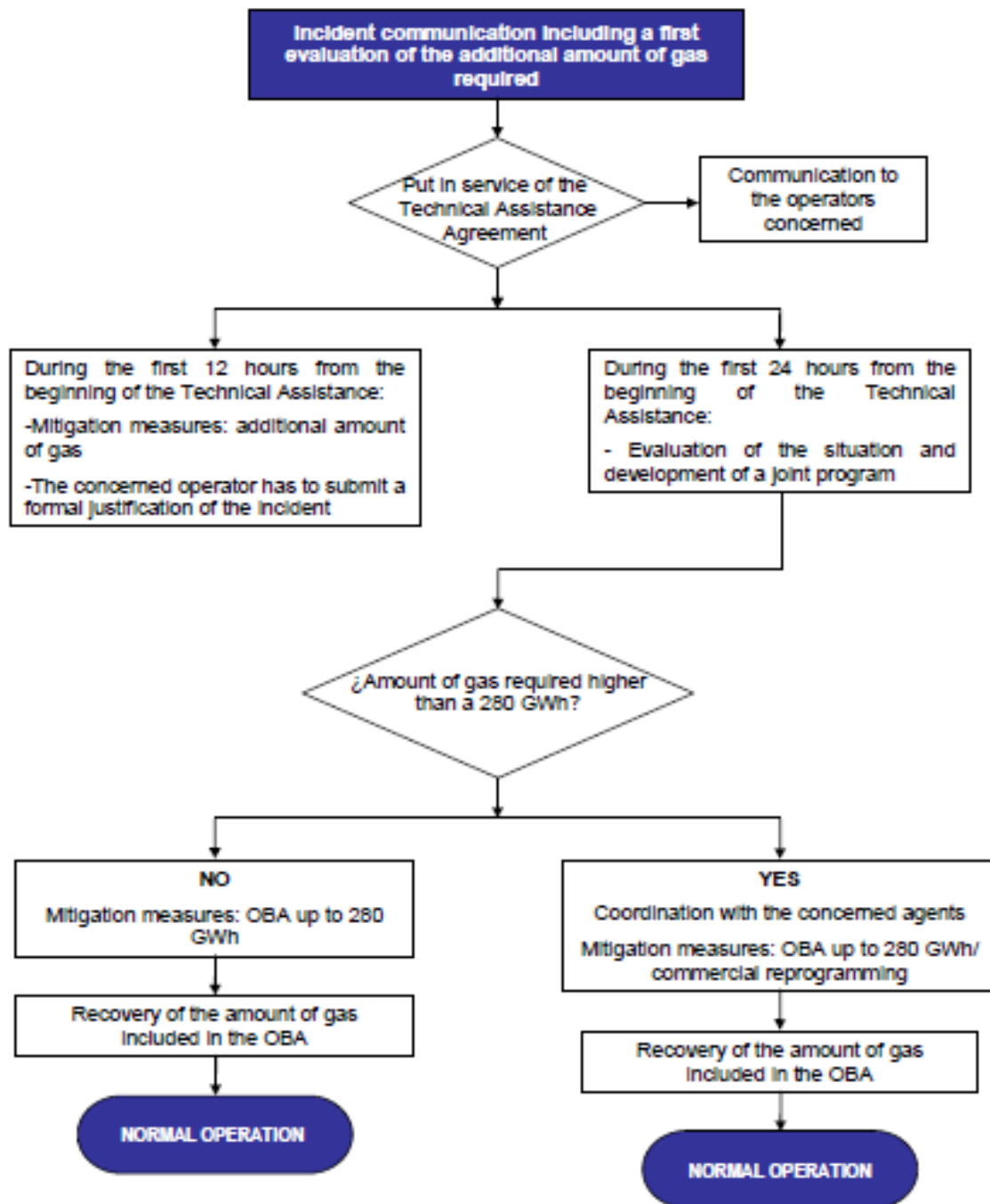


Figure 6. Flowchart between Enagas and TIGF (VIP Pyrenees)

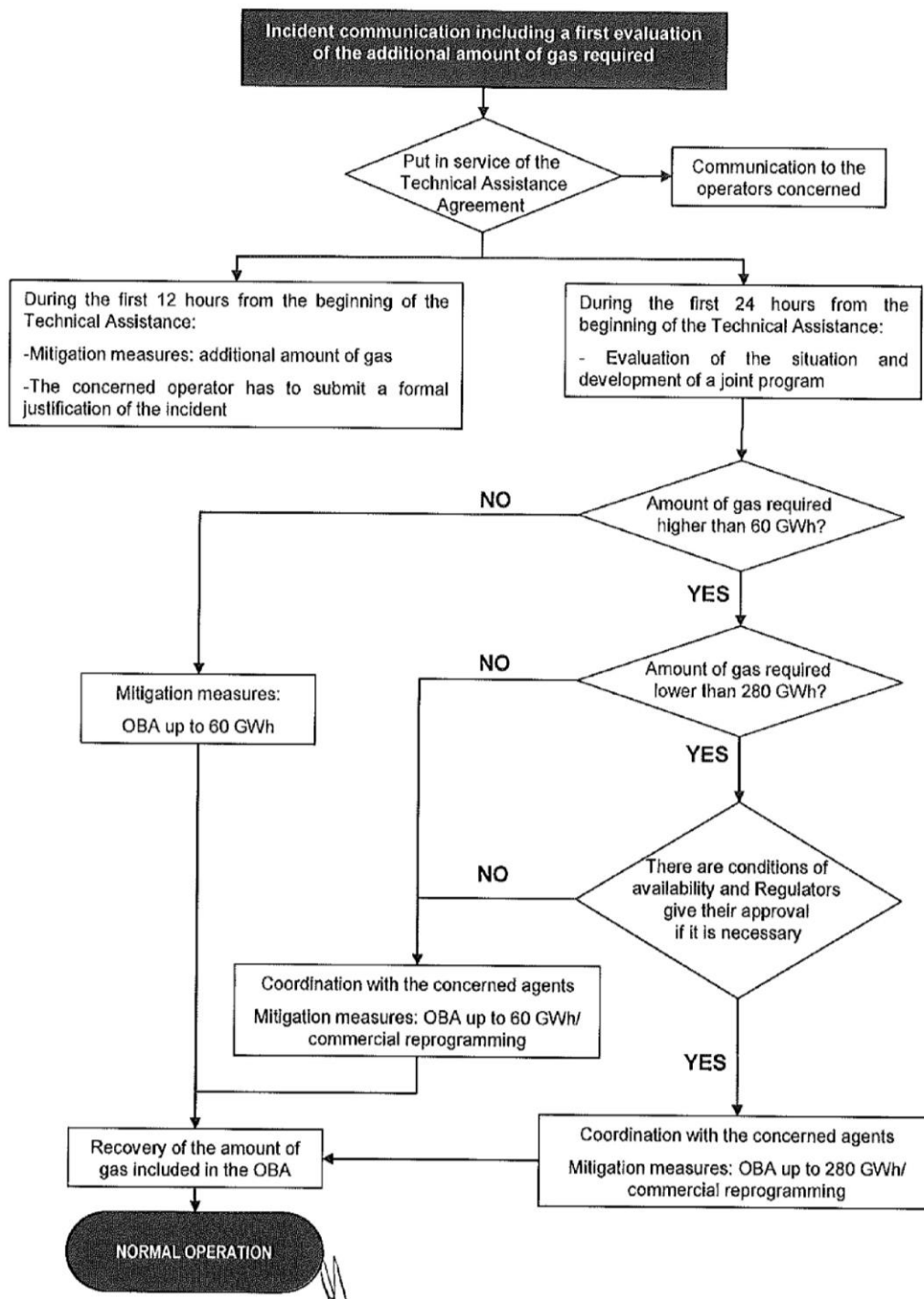


Figure 7. Flowchart between Enagas and REN (VIP Iberico)

8.2.3 Improvement of the cooperation mechanisms

The Competent Authorities of the members of the Algeria Risk Group will request to their TSOs:

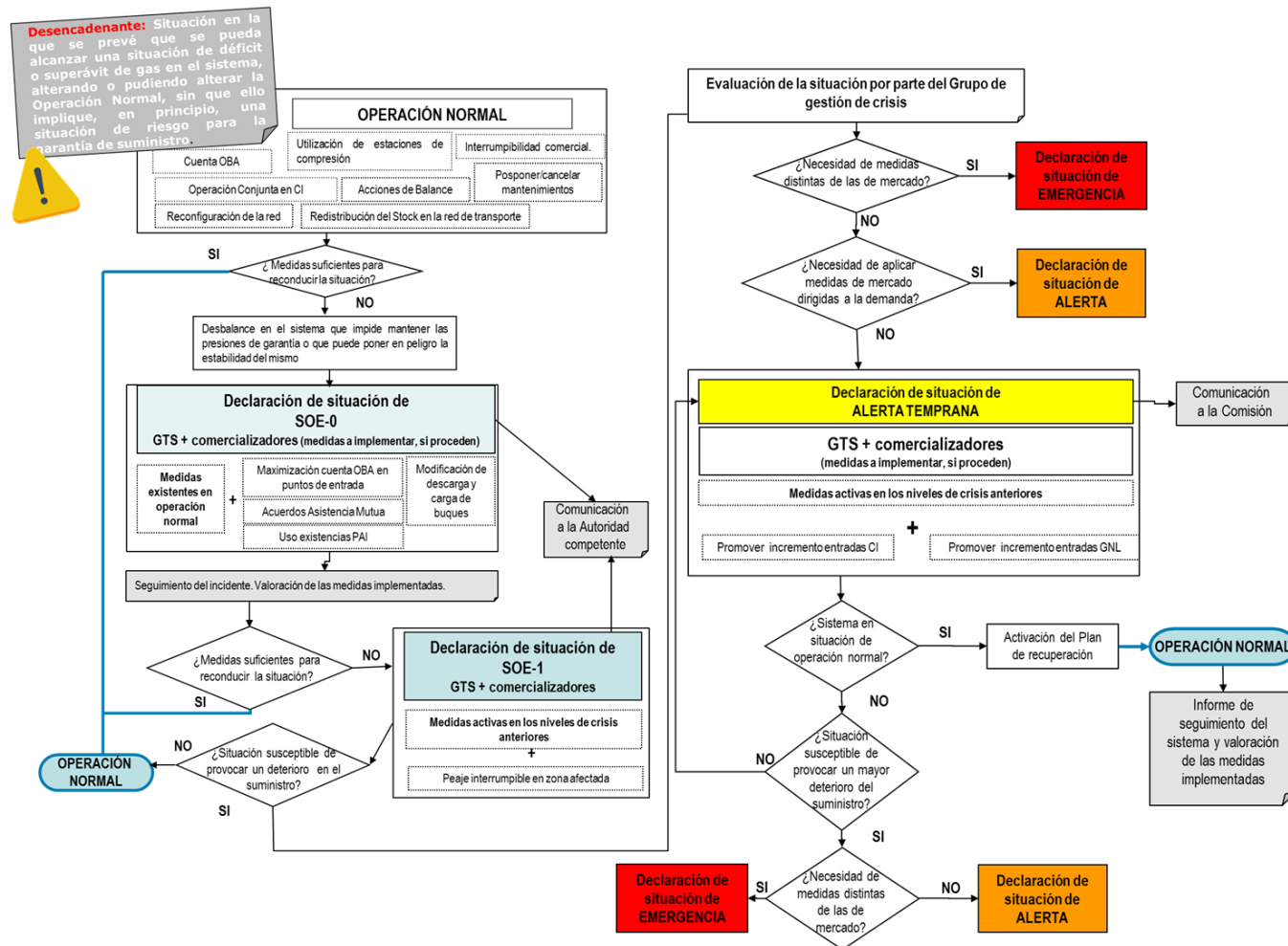
- To exchange flowcharts via ReCo Teams to take advantage of best practices.
- To update “mutual assistance agreements” within the “interconnection agreements” taking into account the current legal framework on security of supply and to establish a clear correspondence between levels of crisis and measures.

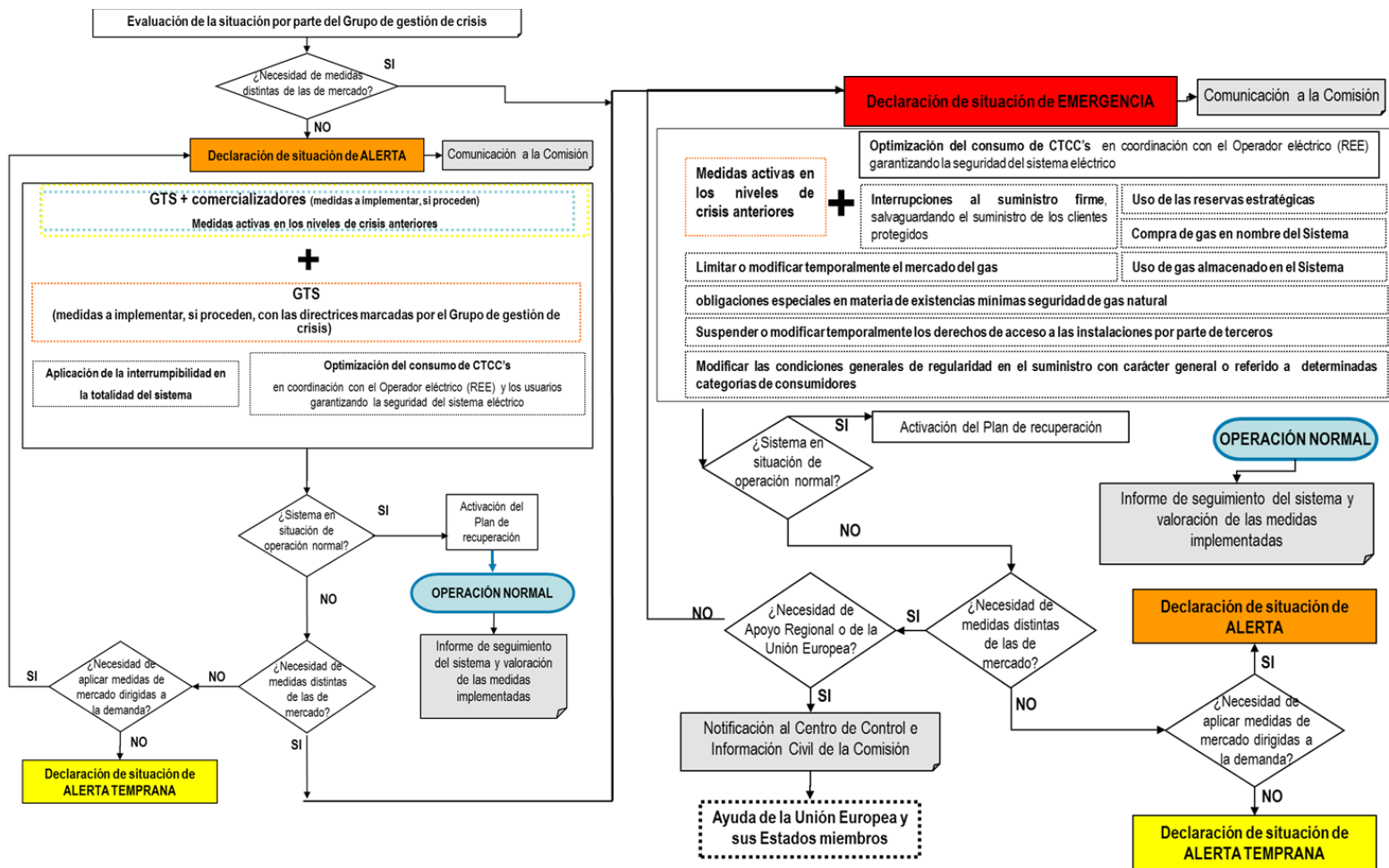
8.3 Solidarity among Member States

Members of the Algeria Risk Group have started conversations to agree the technical, legal and financial arrangements needed to implement the solidarity mechanism described in article 13 of Regulation (EU) 2017/1938.

As these arrangements are agreed, they will be included in this paragraph.

Anexo I: Esquema global de actuación





Anexo II: Procedimiento de actuación ante los principales riesgos identificados en la Evaluación Nacional de Riesgos

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

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

i. Escenario relativo al fallo de suministro prolongado del principal país aprovisionador

El escenario más relevante identificado es el relativo al cese de los aprovisionamientos desde el país con el mayor porcentaje, Argelia.

Las medidas preventivas para este escenario, cuyo alcance se desarrolló en Plan de Acción Preventivo, son:

- Inversiones en infraestructuras de gas.
- Flexibilidad de los puntos de entrada
- Diversificación de suministros
- Mantenimiento de existencias mínimas de seguridad
- Bidireccionalidad de las conexiones internacionales con la UE
- Coordinación a nivel regional (acuerdos operativos y asistencia mutua)
- Contratos interrumpibles
- Mercado organizado
- Otras medidas (Elaboración de un Plan de actuación en Caso de Emergencia, Plan Anual de Mantenimiento, Plan de Actuación Invernal, Winter – Outlook, balances oferta – demanda, etc.)

Para solventar el proceso de desabastecimiento, el sistema español cuenta con las medidas y herramientas de actuación que se activarán siguiendo el **Esquema global de actuación (Anexo I)**:

- Evaluación continua de la situación apoyándose en indicadores representativos de la garantía de suministro, con un seguimiento permanente tanto de la demanda prevista como de las alternativas de cobertura de la misma, y de la evolución del resto de variables operativas como el nivel de existencias en tanques de GNL, el stock en AASS y presiones mínimas de garantía.

- El Grupo de Gestión de Crisis pondrá la situación en conocimiento de los usuarios para, de manera coordinada, adoptar las medidas precisas recogidas en el nivel de ALERTA TEMPRANA:
 - ✓ Facilitar las operaciones de logística de buques de GNL promoviendo la entrada al sistema de GNL adicional al programado, en colaboración con los operadores y usuarios. Los usuarios afectados por el fallo de Argelia deberán actuar de manera inmediata aprovechando la flexibilidad de la que dispongan, por ejemplo en los contratos de aprovisionamiento y la liquidez del mercado internacional del GNL.
 - ✓ Promover el mayor incremento de las entradas de gas por gasoductos internacionales o plantas de regasificación, en colaboración con los operadores y usuarios. Los usuarios que dispongan de gas en las plantas de regasificación podrán cubrir gran parte del desabastecimiento haciendo uso de las existencias y de la capacidad de emisión disponible, siempre y cuando exista dicha capacidad y se disponga de GNL adicional en los tanques. La emisión extraordinaria podría producirse desde las plantas de regasificación, que cuentan con una capacidad total de emisión de GN de 1.916 GWh/día, Si no se hubieran activado previamente, el GTS activará los Acuerdos de Asistencia Mutua con Teréga, REN o ambos simultáneamente.
 - ✓ Si no se hubieran activado previamente, uso de las existencias del Plan de Actuación Invernal (PAI).
 - ✓ Coordinación con el Regional Coordination System for Gas, con objeto de realizar un seguimiento conjunto de la crisis con los diferentes estados miembros y beneficiarse del tratamiento conjunto de la misma.

- Dada la envergadura del riesgo, y prácticamente de manera inmediata, resulta necesario activar la situación de ALERTA, una vez valorada la situación del sistema con las medidas propuestas hasta el momento. Para lo cual el Grupo de Gestión de Crisis, a propuesta del GTS, impulsará el segundo paquete de medidas en paralelo con las anteriores:
 - ✓ Mercado interrumpible global: el sistema cuenta con la posibilidad de cortar el suministro a los clientes interrumpibles para aminorar los efectos de este posible fallo:
 - Las comercializadoras afectadas por la falta de aprovisionamiento actuarían sobre su mercado interrumpible comercial desde el primer día.
 - El GTS, siguiendo el procedimiento de interrumpibilidad vigente, aplicará el corte al mercado convencional con peaje interrumpible, y al mercado eléctrico con dicho peaje, previa comunicación y coordinación con el Operador del Sistema Eléctrico (en adelante, REE).
 - ✓ Promover la disminución de las salidas por gasoductos internacionales en colaboración con los operadores y usuarios sin menoscabo de la seguridad de suministro de los estados adyacentes.
 - ✓ Optimización del consumo de ciclos combinados, en coordinación con los usuarios y con REE, garantizando la seguridad del Sistema Eléctrico. En el momento del fallo, REE analizará la flexibilidad del Sistema Eléctrico y en coordinación con los agentes que participan en el mercado eléctrico, facilitará

la reducción de carga en centrales de ciclo combinado, asegurando el suministro de energía eléctrica en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas.

- Si el riesgo de corte al mercado firme persiste, la autoridad competente declarará la situación de EMERGENCIA, informando inmediatamente a la Comisión, en particular de las acciones que pretenda adoptar, de conformidad con el artículo 11 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.
 - ✓ Optimización del consumo de los Ciclos combinados en colaboración con REE, salvaguardando la seguridad del suministro del sistema eléctrico.
 - ✓ En circunstancias extraordinarias debidamente justificadas el Gobierno podrá adoptar medidas que se aparten del PE, informando inmediatamente a la Comisión sobre esas medidas.
- Tal y como recoge el Reglamento en su artículo 14, apartado 3, 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 podrían no ser lo suficientemente eficaces como para corregir la situación. No obstante, la estrategia detallada corrige el desbalance durante un margen de tiempo suficiente para que los comercializadores de gas natural puedan reaccionar y reconducir el sistema hacia un estado de operación normal, acudiendo al mercado spot de GNL dada la liquidez actual del mercado gasista mundial.

ii. Escenario relativo al fallo de infraestructura

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

- Uso del acuerdo de operación conjunta de las conexiones hispano-portuguesas, ajustando las exportaciones y/o importaciones físicas que estuviesen programadas previamente con Portugal.
- Aplicar la interrumpibilidad a los clientes acogidos a peaje interrumpible por problemas operativos en la zona afectada.
- Dependiendo de la generación prevista para los CTCC's de la zona noroeste, cumpliendo los requerimientos del mercado eléctrico, podría precisarse adicionalmente promover la disminución del consumo de este mercado en colaboración con los operadores y usuarios.

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

En caso de fallo de Mugaros en el día punta invernal, las medidas aquí descritas garantizan el suministro de gas natural a los clientes protegidos pero podría no quedar garantizado el suministro al total de la demanda en el área noroeste.